

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Tecnología Submarina para el Sector Petrolero

TESIS

Que para obtener el titulo de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Gerardo Serrano Rodríguez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Ramon Edgardo Domínguez Betancourt



Ciudad Universitaria, México, C.D.M.X., 2019.

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

"ÍNDICE GENERAL"

Pp

PORTADA. ---------- 01

ÍNDICE GENERAL. ---------- 03

AGRADECIMIENTOS. ---------- 19

RESUMEN ABSTRACT OPPSUMMERING. ---------- 27

INTRODUCCIÓN. ---------- 31

A. **Introducción a la Tecnología Submarina en Noruega.** ********** 31

A.1. El Reino de Noruega. ********** 32

A.2. Petróleo en la Navidad de Noruega de 1967. ********** 34

A.3. Fondo de Pensiones de Noruega. ********** 38

A.4. Educación y Vida Laboral en Noruega. ********** 40

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

B. Red Global México Noruega. ********** 44
- B.1. ¿Red Global de México? ********** 45
- B.2. Cambio de Paradigma: De la Fuga de Cerebros a la Circulación de Conocimiento. ********** 45
- B.3. ¿Qué es la Red Global de Mexicanos? ********** 46
- B.4. ¿Red Global de Mexicanos en el Mundo? ********** 48
- B.5. La "Red Global México" en Europa. ********** 49
- B.6. La "Red Global México" en América. ********** 50
- B.7. La "Red Global México" en Asia-Oceanía. ********** 51
- B.8. Misión de la "Red Global México" en Noruega. ********** 52
- B.9. Los Objetivos de "Red Global México" en Noruega. ********** 52
- B.10. ¿Cuántos Mexicanos son en Noruega? ********** 53
- B.11. Oportunidades entre México y Noruega. ********** 54
- B.12. ¿Qué Tipos De Proyectos Y Colaboraciones Hacemos? ********** 55
- B.13. Proyectos por Parte de la Red. ********** 56

C. Mis Expectativas. ********** 60

D. Esta es mi Tesis. ********** 62

CAPÍTULO 1. "MARCO TEÓRICO". ---------- 68

1.1. Planteamiento del Problema. ********** 68
- 1.1.1. Delimitación del Problema. ********** 69
- 1.1.2. Antecedentes del Problema. ********** 69
  - 1.1.2.1. Justificación. ********** 70
  - 1.1.2.2. Acotación. ********** 70
  - 1.1.2.3. Contexto. ********** 70

1.2. Propuesta (s). ********** 71

1.3. Objetivo General. ********** 72

1.4. Objetivos Específicos. ********** 73
- 1.4.1. Capítulo 1: Marco Teórico. ********** 73
- 1.4.2. Capítulo 2: La Exploración Petrolera. ********** 74
  - 1.4.2.1. Objetivos Específicos del Capítulo 2: La Exploración Petrolera. ********** 74
- 1.4.3. Capítulo 3: Sistemas de Conexión Submarina. ********** 75
  - 1.4.3.1. Objetivos Específicos del Capítulo 3: Sistemas de Conexión Submarina. ********** 75
- 1.4.4. Capítulo 4: Perforación y Pozos. ********** 77
  - 1.4.4.1. Objetivos Específicos del Capítulo 4: Perforación y Pozos.* 77
- 1.4.5. Capítulo 5: Ingeniería de Instalaciones Submarinas. ********** 78
  - 1.4.5.1. Objetivos Específicos del Capítulo 5: Ingeniería de Instalaciones Submarinas. ********** 78
- 1.4.6. Capítulo 6: Gestión de Proyectos de Alta Complejidad. ********** 79
  - 1.4.6.1. Objetivos Específicos del Capítulo 6: Gestión de Proyectos de Alta Complejidad. ********** 79

1.5. Dirigido a: ********** 81

1.6. Hipótesis del Trabajo. ********** 82

1.7. Marco Teórico y Conceptual. ********** 83
- 1.7.1. Principales Desafíos y Tendencias Actuales en la Industria de Petróleo y Gas. ********** 90
- 1.7.2. El Mercado está Cambiando - ¿Cómo Afecta esto a las Tendencias Futuras? ********** 92
- 1.7.3. Reservas y Producción Mundialmente Probadas de Petróleo y Gas. *** 93
- 1.7.4. Demanda y Precios Mundiales a Largo Plazo del Petróleo. ********** 95
- 1.7.5. Perspectivas del Mercado Offshore por País 2016-2021. ********** 97
- 1.7.6. Pronóstico del Mercado de Árboles al 2016. ********** 98
- 1.7.7. Operadoras de Tecnología Submarina 2016-2020********** 100

CAPÍTULO 2: "LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN NORUEGA" ---- 101

2.1. Cadena de Valor del Sector Petrolero (Empírica). ********** 101
2.2. Producción. ********** 103
2.3. Organización del Sector Petrolero en Noruega. ********** 105
2.3.1. Ministerio del Petróleo y Energía de Noruega. ********** 106
2.3.2. Organización del Gobierno para las Actividades Petroleras. ********** 110
2.4. Rondas de Concesión de Licencias Exploratorias. ********** 112
2.4.1. La Plataforma Continental de Noruega (NCS). ********** 113
2.4.2. Licencia de Producción. ********** 116
2.4.3. Rondas de Concesión de Licencias Exploratorias. ********** 118
2.4.4. Compañías Petroleras en la Plataforma Continental Noruega. ********** 122
2.4.5. Base de Datos –Fichas de Pozos y Datos Generales (NPD). ********** 124
2.4.6. Comunicación Oficial entre Compañías –Grupo de Licencias. ********** 127
2.4.7. Comité Técnico –Force Group –Redes de Especialistas. ********** 128
2.5. Definición de Sistema Petrolero. ********** 129
2.6. Consideraciones sobre Noruega. ********** 132
2.7. Consideraciones sobre la Industria Petrolera Noruega. ********** 136
2.8. Marco Legal Noruego en Materia de Petróleo. ********** 141
2.9. La Administración de la Renta Petrolera en Noruega. ********** 144
2.10. Statoil. ********** 147
2.11. Troll. ********** 150
2.11.1. Datos Técnicos de Troll. ********** 151
2.11.2. Exploración. ********** 152
2.11.3. Reservas. ********** 152
2.11.4. El Directorado Noruego. ********** 154
2.11.5. Desarrollo del Campo Troll. ********** 156
2.11.5.1. Fase Uno. ********** 157
2.11.5.2. Fase Dos. ********** 159
2.11.6. TOGI: Troll-Oseberg Gas Injection. ********** 162
2.11.6.1. Fase Tres. ********** 164
2.11.7. Producción de Troll. ********** 165

CAPÍTULO 3: "SISTEMAS DE CONEXIÓN SUBMARINA" ---------- 167

3.1. Introducción a la Tecnología Submarina en Noruega. ********** 167
3.1.1. El Desarrollo del Campo Submarino. -Sistemas se Conexión y la Tecnología Subacuática. ********** 168
3.2. Sistemas de Tie - In Submarino y/o de Conexión. ********** 173
3.2.1. Áreas Submarinas. ********** 174
3.2.2. Sistemas de Tie-In o de Conexión. ********** 176
3.2.3. Intervención Dentro de un Sistema de Tie-In o Sistema de Conexión.** 177
3.2.4. Tipos de Conexión. ********** 180
3.2.4.1. Conexión Horizontal Vertical. ********** 181
3.2.4.2. Conexión Rígida o Flexible. ********** 183
3.2.4.3. Conexión Aisladas o No Aisladas. ********** 184
3.2.5. Sistemas Tie-In Al Conectar Las Tuberías En Las Estructuras. ********** 185
3.3. Conexiones Submarinas. ********** 186
3.3.1. Conectores. ********** 188
3.3.2. Tipos de Conectores. ********** 188
3.3.3. Sellado de Conectores. ********** 192
3.4. El Tiempo (Clima) y Consecuencias. ********** 194
3.4.1. Sistema de Compensación Vertical de una Grúa. ********** 198
3.5. NORSOK D-010 ********** 200
3.5.1. Estándar, Normas y Reglamentos. ********** 202
3.5.2. Pirámides de Estándares y Regularizaciones. ********** 203
3.5.3. Barreras de Pozos Norsok D-010. ********** 204
3.5.4 Norma Norsok U-001- Sistemas de Producción Submarina. ********** 208
3.5.5 Norma Norsok Jerarquía. ********** 209
3.5.6. Relevancia dos Sistemas de Conexión, U-001. ********** 209
3.6. Documentación Final. ********** 210
3.6.1. Estandarización Submarina. ********** 211
3.6.2. Documentación Submarina. ********** 212
3.6.3. Documentación Submarina, ¿Que se Entrega? ********** 213
3.6.4. Presentación del Problema. ********** 214
3.7. Los Vehículos de Operación Remota (ROV). ********** 215
3.7.1. De los Buzos a los Vehículos de Operación Remota ROV. ********** 217
3.7.2. Componentes ROV. ********** 218
3.7.3. Lanzamiento de ROV y Sistema De Recuperación. ********** 219
3.7.4. Clases ROV (NORSOK T-102). ********** 222
3.7.5. ROV'S Tether Management Systems (TMS) -ROV Sistema Gerente de Correa o Trailla (TMS)- ********** 224
3.7.6. Software de Simulación para ROV. ********** 226

3.8. **Sistemas de Interfaces de ROV.** ********** 228
3.8.1. Brazo del ROV. ********** 229
3.8.2. Agarraderas Y Puñaduras ROV- ROV STAB. ********** 230
3.8.3. El Funcionamiento del ROV. ********** 232
3.8.4. Herramientas de Torque del ROV. ********** 234
3.8.5. Herramientas dentro de los Sistemas Tie-In o Sistema de Conexión.*** 235
3.8.6. Herramientas de Funcionamiento Submarino. ********** 238
3.8.7. Pozo de Sondeo o MOON-POOL. ********** 239
3.9. **Espumas o Elementos De Flotación.** ********** 241
3.9.1. Peso Húmedo Frente a Peso Seco. ********** 244
3.9.2. Ejemplo # 1: Peso Húmedo Frente a Peso Seco. ********** 246
3.9.3. Ejemplo # 2: Peso Húmedo Frente a Peso Seco. ********** 247
3.9.4. Ejemplo # 3: Peso Húmedo Frente a Peso Seco. ********** 248
3.9.5. Ejemplo # 4: Peso Húmedo Frente a Peso Seco. ********** 249
3.10. **Diseño de una Herramienta para la Tecnología Submarina.** ********** 250
3.10.1. Presentación del Problema. ********** 251
3.10.2. Tarea de cada Unidad de Trabajo. ********** 254
3.10.3. Pistón. ********** 255
3.10.4. Características de los Materiales. ********** 257
3.10.5. Consideraciones. ********** 258
3.10.6. Documentación Final. ********** 259
3.10.7. Análisis del Entorno. ********** 259
3.10.8. Diseños del Dispositivo Flexionador y Esquemas. ********** 260
3.10.9. Calculo del Peso Húmedo Frente a Peso Seco. ********** 263
3.10.10 Manual de Operación. ********** 266
3.10.11. Itinerario de Proyecto (Diagrama de Gantt). ********** 267
3.10.12. Beneficios, Costos y Materiales. ********** 269

CAPÍTULO 4. "EL CICLO DE VIDA DE LOS POZOS SUBMARINOS, PERFORACIÓN Y POZOS" 273
4.1. **Introducción a los Pozos Submarinos en la Plataforma Continental Noruega (PCN).** ********** 273
4.1.1. ¿Qué es un Pozo Submarino? ********** 274
4.1.2. Pozos Submarinos en la Plataforma Continental Noruega. ********** 275
4.1.3. Tipo de Pozos Submarino por Perforación y Terminación. ********** 276
4.1.4. ¿Aguas Someras, Profundas o Ultra-Profundas? ********** 279
4.1.5. Ejemplo de una Plataforma de Perforación. ********** 282
4.1.6. Rentabilidad de los Pozos Submarinos. ********** 283
4.2. **Ciclo de Vida de un Pozo Submarino.** ********** 284
4.2.1. El Proceso de Construcción de un Pozo Submarino. ********** 285
4.2.2. El Ciclo de Vida de un Pozo. ********** 286
4.3. **Estandarización de Barreras Segun Norsok.** ********** 289
4.3.1. ¿Qué es una Barrera de Pozo (Well Barrier)? ********** 292
4.3.2. Barreras de Pozo.********** 294
4.3.3. Elementos Barrera del Pozo.********** 296
4.3.4. Pozos. ********** 298
4.3.5. Definiendo lo que es una Barrera de Pozo. ********** 298
4.3.6. ¿Cómo Puede Fallar un Pozo Submarino? ********** 299
4.3.7. Definiendo Fallas en Integridad de Pozos. ********** 300
4.3.8. ¿Cómo Puede Fallar una Válvula? ********** 301
4.3.9. ¿Cómo Puede Fallar un Pozo Inyector Submarino?********** 302
4.3.10. Categorización de las Barrera y de Integridad de Pozos en Noruega.** 305
4.3.11. Categorización de la Integridad de Pozos – Rojo, Naranja, Amarillo, Verde (Ejemplos). ********** 306
4.3.12. Ejemplo Básico de un Pozo Verde vs. Pozo Naranja/Rojo. ********** 308
4.3.13. Caso Ejemplo: Pozo Naranja vs. Pozo Rojo. ********** 310
4.3.14. ¿Cómo se Construye un Esquema de Barreras del Pozo? ********** 312
4.4. **Repaso: Perforación de Pozos Submarinos.** ********** 314
4.4.1. ¿Qué se va a Perforar? ********** 315
4.4.2. Un Programa Típico de Perforación de Pozos Submarinos. ********** 319
4.4.3. El Equipo de Perforación. ********** 320
4.4.4. Sistema de Compensación de Movimiento Durante la Perforación. *** 321
4.4.5. El Preventor. ********** 323
4.4.6. ¿Cómo se Prueba un Preventor? ********** 324
4.4.7. Lodos de Perforación. ********** 325

4.4.8. Funciones o Tareas Principales de los Lodos de Perforación. ********* 326
4.4.9. Aditivos Comunes para los Lodos de Perforación. ********** 327
4.4.10. Margen de Operación para el Riser de Perforación Durante las Operaciones. ********** 328
4.4.11. Problemas Durante la Perforación. ********** 330
4.4.12. Resumen de la Planeación y Ejecución de un Proyecto de Perforación. 332
4.5. Terminación de Pozos Submarinos. ********** 334
4.5.1. ¿Cuál es la Terminación del Pozo? ¿Cuándo Inicia? ********** 336
4.5.2. Ingeniería en Terminación la Cadena Estimada. ********** 337
4.5.3. Comunicación y Procesos Durante la Terminación del Pozo. ******** 338
4.5.4. Programa de Terminación. ********** 340
4.5.5. Procedimientos de Terminación. ********** 340
4.5.6. Desempeño de la Terminación. ********** 341
4.5.7. Indicadores Clave de Rendimiento (KPI). ********** 342
4.5.8. Factor Operacional. ********** 343
4.5.9. Análisis de Riesgos Durante las Fases de Planificación y Ejecución Terminación de Pozos. ********** 343
4.5.10. Variables. ********** 344
4.5.11. Diseño de Secciones en la Terminación de un Pozo. ********** 344
4.5.12. Equipo Común Utilizado Durante la Terminación Inferior. ********* 345
4.5.13. Tipos de Diseños en Terminación Inferior. ********** 346
4.5.14. La Terminación Inferior de Pozos Multilaterales. ********** 347
4.5.15. Equipo de Terminación Inferior. ********** 348
4.5.16. Equipo Común Utilizado Durante la Terminación Media. ********** 349
4.5.17. Equipo Temporal Utilizado Durante la Fase de Terminación. ******** 351
4.5.18. Equipo Común Utilizado Durante la Terminación Superior. ******** 352
4.5.19. Retos o Problemas Durante la Ejecución de Terminación Superior. ** 353
4.5.20. La Terminación Superior del Pozo. ********** 354
4.5.21. Colgador de la Tubería Tapones Corona. ********** 355
4.5.22. Terminación Inteligente. ********** 356
4.5.23. ¿Cómo Terminación y la Perforación se Complementan Entre sí? *** 357
4.6. Intervención en Pozos Submarinos. ********** 358
4.6.1. Intervención en Pozos Submarinos. ********** 359
4.6.2. Equipos de Intervención. ********** 361
4.6.3. Tipos de Servicios Líneas de Acero (WL). ********** 365
4.6.4. Comparación de los Equipos de Intervención (Pros y Contras). ****** 367
4.6.5. Métodos de Intervención. ********** 369

4.6.6. Comparación entre la Categoría B y C. ********** 370
4.6.7. La Barcaza. ********** 371
4.6.8. Las Tareas Comunes para Raiseles (RLWI). ********** 372
4.6.9. Principales Retos Durante las Operaciones RLWI. ********** 372
4.6.10. Métodos para Matar un Pozo. ********** 373
4.7. Taponamiento y Abandonamiento de Pozos Submarinos. ********** 374
4.7.1. ¿Qué es el Taponamiento y Abandonamiento de Pozos? ********** 376
4.7.2. ¿Cuándo y Porqué se Tapona y Abandona un Pozo? ********** 379
4.7.3. Objetivo del Taponamiento y Abandonamiento de Pozos. ********** 381
4.7.4. Prueba de los Tapones Barrera en un Pozo. ********** 383
4.7.5. Abandono Temporal. ********** 384
4.7.6. Norma Norsok D-010 Referentes al Abandono Temporal de Pozos. ** 384
4.7.7. Abandono Permanente. ********** 385
4.7.8. Norma Norsok D-10 para el Abandono Permanente de Pozos. ******** 385
4.7.9. Taponamiento Temporal y Permanente. ********** 385
4.7.10. Barreras Durante el Taponamiento y Abandonamiento (T&A) Permanente. ********** 387
4.7.11. Retos Durante el Taponamiento y Abandonamiento de un Pozo Submarino. ********** 390
4.7.12. Reto Principal del Taponamiento y Abandonamiento de Pozos. ****** 391
4.7.13. Análisis de Riesgo Durante la Planeación del Taponamiento y Abandonamiento de Pozos Submarinos. ********** 392
4.8. La Ficción del Cemento. ********** 393
4.8.1. ¿Cómo Ocurre la Perforación? ¿Por qué es Posible? Stress o Esfuerzos. 394
4.8.2. Retos del Cemento. ********** 400
4.8.3. Alternativas del Cemento. ********** 402
4.8.4. Thermaset. ********** 405
4.8.5. Sandaband o Arena. ********** 406
4.8.6. Requisitos de las Barreras para Taponar y Abandonar un Pozo Submarino en la PCN. ********** 407
4.8.7. Comparativa entre los Tres Materiales para las Barreras de Pozos. *** 408
4.8.8. Reto Principal de la Barrera de Aislamiento en el Espacio Anular. *** 411
4.9. Administración de la Integridad de Pozos en Pozos Submarinos. *** 412
4.9.1. ¿Qué es la Integridad de Pozos? ********** 418
4.9.2. Historia de Integridad de Pozos en Noruega. ********** 420
4.9.3. Retos Comunes en la Integridad de Pozos Submarinos. ********** 424
4.9.4. Administración de la Integridad de Pozos. ********** 426

4.9.5. Análisis de Riesgo en Integridad de Pozos. ********** 428
4.9.6. ¿Qué es el Riesgo? ********** 429
4.9.7. Cinco Preguntas Básicas del Análisis de Riesgo. ********** 430
4.9.8. Tipos de Análisis de Riesgo. ********** 431
4.9.9. Analizando las Fallas y el Riesgo. ********** 431
4.10. Ejercicios Integridad de Pozos en Pozos Submarinos. ********** 437
4.10.1. Ejercicio de Razonamiento Numero 1. ********** 438
4.10.2. Ejercicio de Razonamiento Numero 2. ********** 440
4.10.3. Ejercicio de Razonamiento Numero 3. ********** 442
4.10.4. Ejercicio de Razonamiento Numero 4. ********** 444
4.10.5. Ejercicio de Razonamiento Numero 5. ********** 446
4.10.6. Ejercicio de Razonamiento Numero 6. ********** 448
4.11. Solución a los Ejercicios Integridad de Pozos en Pozos Submarinos. 451
4.11.1. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 1. ********** 452
4.11.2. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 2. ********** 458
4.11.3. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 3. ********** 462
4.11.4. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 4. ********** 468
4.11.5. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 5. ********** 472
4.11.6. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 6. ********** 476

CAPÍTULO 5. "INGENIERÍA DE INSTALACIONES SUBMARINAS" 481
5.1. Introducción a los Sistemas de Producción Submarina. ********** 481
5.1.1. Perspectivas del Mercado Offshore por País 2018-2026. ********** 482
5.1.2. Pronostico de Compañías Operadoras Offshore en el Mundo 2017-2026. ********** 483
5.1.3. Una Inmersión en la Historia de la Tecnología Submarina. ********** 484
5.1.4. Consideraciones Generales sobre el Diseño del Campo. 486
5.2. Aseguramiento de Flujo. ********** 488
5.2.1. Los Hidratos. ********** 490
5.2.2. Las Ceras. ********** 491
5.2.3. Las Parafinas. ********** 491
5.2.4. Las Sales. ********** 492
5.2.5. Los Asfáltenos. ********** 492
5.2.6. Las Arenas. ********** 492
5.3. Sistema de Producción Submarina. ********** 493
5.3.1. ¿Por qué Sistemas de Producción Submarinos? ********** 494
5.3.2. Operación de la Tecnología Submarina. ********** 495
5.3.3. Equipos Submarinos de Producción. ********** 498
5.3.4. Componentes de Tecnología para la Producción Submarina. ********** 499
5.3.5. Nave Flotante de Producción Almacenamiento y Descarga FPSO. *** 500
5.4. Sistema del Pozo Submarino. ********** 506
5.4.1. Pronóstico del Mercado en Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. * 507
5.4.2. Cabezal Submarino o Wellhead System (WHD) En El Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. ********** 508
5.4.3. Árbol Submarino, Christmas Tree (XT) O Árbol De Navidad. ********** 513
5.4.4. Terminación Submarina en el Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. 515
5.4.5. Sistema Workover (WOS) del Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. 518
5.4.6. Categorización de Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. ********** 519
5.4.7. Módulos de Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. ********** 522
5.4.8. Principales Códigos para Equipos Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. ********** 525
5.4.9. Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad para Aguas Profundas. ***** 525
5.4.10. Horarios Comparativos de Entrega de Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. ********** 526
5.4.11. La Válvula y la Línea de Configuración de un Árbol Horizontal en Pozos de Inyección. ********** 527
5.4.12. La Prueba de Presión del Árbol Horizontal. ********** 529
5.4.13. Pruebas Principales (IMV Y SMV). ********** 531
5.4.14. DHSV Pruebas de Flujo de Entrada. ********** 533

5.5. Equipos Recolectores de Producción Submarina. ********** 535
5.5.1. Manifold. ********** 537
5.5.1.1 Componentes de un Manifold. ********** 539
5.5.2. Plantillas de Producción Submarina. ********** 544
5.5.3. Plem, Pipe Line end Manifold. ********** 546
5.5.4. Principales Códigos y Estándar para los Equipos Recolectores de Producción. ********** 547
5.5.5. Modelos de los Equipos Recolectores de Producción Submarina en Noruega. ********** 548
5.6. Ductos de Transporte y Distribución Submarina. ********** 550
5.6.1. Jumper o Líneas de Interconexión. ********** 551
5.6.2. FLET Y PLET-Flow Line end Termination y Pipe Line end Termination. 554
5.6.3. In Line Sled. ********** 555
5.6.4. Risers. ********** 556
5.6.5. Ductos o Líneas de Producción. ********** 558
5.7. Sistemas de Control de Producción Submarina (SCPS). ********** 559
5.7.1. Tipos de SCPS Superficiales. ********** 562
5.7.2. Sistema Umbilical. ********** 567
5.7.3. Cables de Conexión Hidráulicos y Eléctricos. ********** 570
5.7.4. Tipos de SCPS Submarinos. ********** 572
5.8. Módulos de Observación para Sistemas de Control de Producción Submarina (SCPS). ********** 577
5.8.1. Ejemplo de Sistema de Control de Producción Submarina (SCPS). *** 584
5.9. Medidores de Equipo Submarino. ********** 585
5.9.1. Medidores de Presión y Temperatura. ********** 586
5.9.2. Medidores de Flujo. ********** 587
5.9.3. Medidores de Gas Húmedo. ********** 588
5.9.4. Medidores de Corrosión. ********** 588
5.9.5. Medidores de Producción de Arena. ********** 589
5.10. Arquitecturas Submarinas. ********** 590
5.10.1. Arquitectura "Pozo Satelite". ********** 591
5.10.2 Arquitectura "Daisy Chain". ********** 593
5.10.3. Arquitectura "PLEM". ********** 595
5.10.4. Arquitectura "Cluster". ********** 596
5.10.5. Arquitectura "Template". ********** 599
5.10.6. Arquitectura "Drill Center". ********** 601
5.10.7. Arquitectura "Tieback". ********** 602
5.10.8. Ejemplos de Arquitectura Submarina. ********** 603
5.10.8.1. Proyecto Akpo en Nigeria, África. ********** 603
5.10.8.2. Proyecto Exxon Mobil Erha Nigeria, África. ********** 604

5.10.8.3. Proyecto Gasero LaKach, México. ********** 604
5.10.8.4. Proyecto Zabazaba en Nigeria, África. ********** 605
5.11. Equipos de Procesamiento Submarino. ********** 607
5.11.1. Bombeo Submarino. ********** 614
5.11.2 Separación Submarina. ********** 616
5.11.3. Compresión Submarina de Gas. ********** 618
5.11.4. Inyección Submarina. ********** 620
5.12. Sistemas Artificiales de Producción. ********** 622
5.12.1. Bombeo Neumático. ********** 623
5.12.2. Bombeo Electro Centrifugo. ********** 624



CAPÍTULO 6. "GESTIÓN DE PROYECTOS DE ALTA COMPLEJIDAD" 625

6.1. El Experimento. 625
- 6.1.1. Introducción. 626
- 6.1.2. Determinación del Problema. 627
- 6.1.3. Hipótesis. 627
- 6.1.4. Lista de Materiales. 628
- 6.1.5. Explicación del Procedimiento. 629
- 6.1.6. Registro de Resultados. 630
- 6.1.7. Discusión de Resultados. 631
- 6.1.8. Conclusiones. 632

6.2. Introducción a la Gestión de Proyectos. 636
- 6.2.1. ¿Qué es un Proyecto? 637
- 6.2.2. ¿Por Qué Organizar el Trabajo en los Proyectos? 637
- 6.2.3. ¿Qué es la Gestión o la Administración de Proyectos? 638
- 6.2.4. ¿Hay un Límite para el Tamaño de un Proyecto? ¿Cuándo un Proyecto se Vuelve Incontrolable? 638
- 6.2.5. Conector de 4 Vías. 639
- 6.2.6. Desafíos del Proyecto Submarino. 640
- 6.2.7. La Incertidumbre de los Efectos. 641

6.3. Ciclo de Vida del Proyecto. 642
- 6.3.1. Modelo de Proyecto Genérico. 644
- 6.3.2. Ciclo de Vida del Proyecto. 646

6.4. Fases del Proyecto. 647
- 6.4.1. Modelo de Proyecto Genérico. 648
- 6.4.2. Iniciación. 649
- 6.4.3. Planificación y Diseño. 652
- 6.4.4. Ejecución. 653
- 6.4.5. Monitoreo y Control. 654
- 6.4.6. Clausura. 656

6.5. Áreas de Conocimiento de la Gestión de Proyectos. 657
- 6.5.1. Manejo de Integración. 660
- 6.5.2. Alcance y Manejo del Cambio. 661
- 6.5.3. Manejo del Tiempo. 662
- 6.5.4. Manejo de Costos. 663
- 6.5.5. Manejo de la Calidad. 664
- 6.5.6. Manejo de los Interesados. 665
- 6.5.7. Manejo de la Información. 665
- 6.5.8. Manejo de Proveedores. 666
- 6.5.9. Manejo de Riesgos. 667
- 6.5.10. Manejo de Ingeniería. 667

- 6.5.11. Manejo HSE. 668
- 6.5.12. Manejo de Recursos Humanos. 669
- 6.5.13. Manejo de la Finalización. 669
- 6.5.14. Manejo de Responsabilidades. 670
- 6.5.15. Manejo de la Organización. 671

6.6. Control de Proyecto. 672
- 6.6.1. Manejo de Horarios. 673
- 6.6.2. Manejo de Costo. 680

6.7. Manejo de Horarios y Costo para el Diseño de la Herramienta de Tecnología Submarina del Tema 3.10. 681
- 6.7.1. Manejo de Horarios para el Diseño de la Herramienta de Tecnología Submarina del Tema 3.10. 683
- 6.7.2. Manejo de Costos para el Diseño de la Herramienta de Tecnología Submarina del Tema 3.10. 685

6.8. La Situación en México. 692
- 6.8.1. La Posible Clave del Éxito del Modelo Energético de México. 693
- 6.8.2 Apoyos De México Y Noruega A Sus Estudiantes. 694
- 6.8.3. El Idioma En México Y Noruega. 695
- 6.8.4. Organización Del Sector Petrolero En Noruega Y México. 695
- 6.8.5. Ahorro Del Petróleo En Noruega Y México. 697
- 6.8.6. Renuncia A La Ciudadanía Noruega Y Mexicana. 697
- 6.8.7. Estudiar En El Extranjero Para Noruegos Y Mexicanos. 698
- 6.8.8. Norma Oficial Mexicana Nom-014-Stps-2000, Exposición Laboral A Presiones Ambientales Anormales -Condiciones De Seguridad E Higiene-. 698
  - 1.8.8.1. Obligaciones del Patrón. 699
  - 1.8.8.2. Obligaciones del Personal Ocupacionalmente Expuesto (POE). 703
  - 1.8.8.3. Condiciones de Seguridad e Higiene en Actividades Bajo Presiones Ambientales Bajas. 704
  - 1.8.8.4. Condiciones de Seguridad e Higiene en Actividades de Tipo Buceo Bajo Altas Presiones. 705
  - 1.8.8.5. Requerimientos del Personal de Buceo. 706
  - 1.8.8.6. Unidades de Verificación y Laboratorios de Pruebas. 716

6.9. Liderazgo. 718
- 6.9.1. Un Buen Líder del Proyecto. 719
- 6.9.2. ¿Qué se Necesita para ser un Buen Líder del Proyecto? 719
- 6.9.3. ¿Cómo Crear una Organización de Alto Rendimiento? 720

MÓDULO G. "CONSUMACIÓN" ---------- 721

G.1. Módulo "G" Ética de Ingeniería Nuestro Lugar en la Sociedad y el Universo. ********** 721

G.1.1. Juramento Hipocrático. ********** 723

G.1.2. Juramento Hipocrático (Versión Moderna). ********** 724

G.2. Desastre en Aguas Profundas. ********** 726

G.2.1. Desastre en Aguas Profundas, más del Pozo Macondo. ********** 729

G.2.2. ¿Qué Paso en el Pozo Macondo? ********** 731

G.2.3. En Resumen. ********** 733

G.2.4. Consecuencias. ********** 734

G.2.5. Ixtoc I, Bahía de Campeche. ********** 735

G.2.6. No Sólo La Industria Del Petróleo. ********** 736

G.3. "Módulo G" Fin de la Tesis. ********** 737

G.3.1. Milagros de la Ciencia y la Vida. ********** 742

G.3.2. La Cita más Importante en mi Vida. ********** 745

G.4. Despedida. ********** 746

CONCLUSIONES. ---------- 749

BIBLIOGRAFÍA. ---------- 761

ÍNDICES DE IMÁGENES. ---------- 782

ÍNDICES DE TABLAS. ---------- 796

ÍNDICES DE SÍMBOLOS. ---------- 800

GLOSARIO. ---------- 803

"AGRADECIMIENTOS"

Hoy que estoy a punto de terminar esta Tesis en la que mi pasado, mi presente y mi futuro se funden en un destino único, también estoy a punto de iniciar un nuevo pasaje en mi vida, es inevitable que la añoranza me atrape en sus extensos brazos y mis sentidos se entorpezcan ante la emoción y sentimiento de despedida que empieza a inundar cada espacio que recuerdo de mi Alma Mater, de mi Universidad, de mi amada UNAM, de cada rincón que ha sido mío y de la que pronto he inevitablemente dejare de ser estudiante para pasar a ser un egresado·



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Tengo ganas de gritar de correr, de huir y comenzar un sueño donde pueda volver a echar marcha atrás para corregir los errores para concentrarme en los aciertos, pero no me es posible, además, ¿Qué acaso la caída no es lo que nos vuelve fuertes para aprender a levantarnos e ir por el camino que aún falta por andar?, Porque eso es lo que decían esas grandes personas que me dieron las primeras lecciones en mi vida cuando aún estaba en sus brazos, pero esta vez, levantarse cuesta más, cuesta mucho más trabajo, y como no, si estoy dejando atrás parte importante de mi vida, porque en mi espalda pesa la tristeza de abandonar a los amigos, las bromas de salón, las clases de cada uno de mis profesores, el estudio en cada una de las bibliotecas de la UNAM, las tareas difíciles y pesadas que parecían interminables, el enojo por algo que no salió bien, el coraje por demostrar ser mejor cada día en esas aulas donde escribía mi futuro, el hambre por esas largas jornadas en la Facultad, las tardes en las que mi pasión era tocar una melodía o aprender una nueva, la sana diversión en las Islas, el amor fraguado en cada lugar que hacia mi guarida, los regaños y consejos de los que veían que me desviaba por otro rumbo.

Sé que en el futuro caminare de nuevo por otros rumbos, pero es seguro que ninguna otra etapa de mi vida estará marcada tan profundamente con tantos matices y afectos como la que viví en mi Alma Mater. Y en mi afán de buscar la fuerza suficiente para seguir escribiendo estas líneas sin cubrir mis ojos con mi llanto, vienen a mi mente tantas y tantas experiencias que viví en esta mi máxima casa de estudios, en esta mi UNAM, las cuales están escritas en una bitácora y que han marcado mi identidad como un trozo de tiza lo hace en un pizarrón.

Regreso en el tiempo y me veo como en aquel primer día en mis clases, el deseo por conocer lo nuevo, el temor por lo desconocido. En ese momento no sabía nada y mis pies me llevaban de una manera torpe de un lado a otro preocupado por no saber dónde estaban mis salones, pero de todos modos yo trataba de transitar con seguridad por los pasillos y no parecer un novato, esa pena por preguntar, el no saber si seré aceptado, si esos profesores que veía me podían quitar en cualquier momento mi credencial para levantarme un reporte o los de vigilancia me llamarían la atención.

Sí, había un gran miedo sobre si este gran monstruo de concreto que era la UNAM me tragaría, aunque siempre se impuso más mi pasión, mi deseo de creer en la UNAM, de crecer junto a ella y entonces, la gran salvación, conocer a nuevos amigos, refugiarme en nuevas ideas, arroparme en nuevos temores compartiendo ya una incertidumbre.

Pero así es todo en la vida, somos como niños inquietos y temerosos ante lo desconocido y unos grandes cantantes en el escenario con la melodía ya conocida y claro que me costó trabajo trascender en esta letra de canción dejando trozos de identidad por aquí y por allá, abandonando algunos sueños y anhelos, pero ahora soy un ser nuevo y no me cabe la duda que mi Universidad y yo a fuerza de sacrificio y voluntad aprendimos a ser uno solo.

Así es, ahora es mi Universidad y me llevo su color azul atenuado en la sangre y su color dorado impregnado en la piel junto con un corazón de puma, es mi Universidad porque cada Facultad, cada Instituto, cada Museo, cada paseo por las islas, cada ida a la Biblioteca Central, cada entrada al estadio Olímpico Universitario, cada entrada a la sala Nezahualcóyotl, cada visita a sus museos, cada sueño en aquellas áreas verdes, cada reflejo de mi cara en el cristal del Pumabus camino a mi Facultad, cada recuerdo que llena mi alma tiene impregnada mi inquietud, huelen a amistad y saben a aventura, tienen huellas de risas, de los momentos divertidos, de mis alegrías, tienen huellas de llanto y de la desesperación, del amor fantasioso, del amor consumado, del pensamiento creativo y de cientos de horas de trabajo y estudio de proyectos que quedaron inconclusos y muchos que resultaron un éxito.

Como olvidar los momentos en que mi exposición o mi trabajo eran alabados por el profesor o aquel instante en el que tenía todo el miedo del mundo y me atreví a realizar una pregunta que creía tonta, una pregunta que talvez parecía tonta, pero estoy seguro que muchos compañeros no tenían la respuesta y tampoco se atrevían a preguntar por miedo. Compartir la experiencia del aprendizaje es algo que se volvió único en esta etapa de mi vida, es cuando me volví revolucionario, cuando quería cambiar al mundo con una nueva idea o cuando más lo odiaba por comprenderlo y descubrirlo con toda su crudeza.

El haber adquirido el talento de pensar con un mayor juicio teniendo a la fantasía como acompañante es haber crecido como persona a pesar de que muchas ideas se quedaron dentro, aquí conmigo y nunca dieron la luz, talvez porque esas me pertenecían y solo eran para mí.

Vienen a mi mente algunas tarde en la biblioteca en donde no falto una charla interesante o un trabajo complicado y hasta un pensamiento necio de un amigo que no cedía hasta que la desesperación nos agotaba, pero ya al día siguiente como nuevo. Estar en la Biblioteca Central o en alguna otra biblioteca de la UNAM siempre significo estar en horas constantes de luchas con los conceptos y

las fórmulas para poder tener una calificación satisfactoria, significo constantes luchas desde el momento en que buscábamos un libro que estaba en el registro pero que nunca aparecía en los anaqueles, como si fuera un fantasma perpetuo·

Esas pláticas con mis profesores caminando por los pasillos sobre los temas que veía en las materias donde mis preguntas y curiosidades eran infinitas, la lluvia de idea que siempre cruzaban por mi cabeza mientras caminaba del metro Universidad o metro Copilco hacia la Facultad de Ingeniería y viceversa, promesas que siempre me hacia aquellas tardes caminando a un costado de la Torre de Rectoría o la Biblioteca Central, ambos ahora patrimonio cultural de la humanidad junto con el estadio olímpico, la zona escolar y los estadios deportivos·

Pero también esas jornadas significaron mucha hambre, dolores de cabeza y un miedo constante de fallar en algo, por suerte siempre conté con esa fuente que volvía a llenarme de energía y motivación para continuar con el resto del día, ese lonche con el que volvía a cargar pila y era el que me daba mi madre todas las mañanas antes de salir a seguir con mi preparación, una sándwich y una manzana junto con una botella de agua que siempre recargaba en los bebederos de alguna de las Facultades de la Universidad, un lonche que aunque algunas veces se me hizo tedioso y aburrido era el ideal para seguir adelante porque sabía que para prepararlo se tenía que levantar un poco más temprano y con el pensamiento de que así no nos dará hambre entre clases y como no agradecérselo cada mañana si después de depositarlo en mi mochila y antes de salir de mi casa le daba un beso en la mejilla despidiéndome con un "Ya me voy Mamá"·

Cuanta energía descargada en las áreas deportivas de la UNAM o en las mesas de cada una de sus cafeterías, divirtiéndome con mis compañeros, comentando las clases y porque no, imitando a todo profesor cuanto se nos ocurría, en mis salones nunca falto un grupo donde no estuviera ese comediante innato, nunca faltaron esos momentos de esparcimiento que presentaba la oportunidad de desahogar todas esas tenciones porque muy pocos saben en verdad que el oficio de ser estudiante es de lo más desgastante y solo se comprende cuando toca vivir ese papel en la realidad·

Recuerdo veces en que se me olvidaba mi credencial y no podía sacar un libro de la biblioteca, o intentando convencer de que nos quitaran esas multas que me ponían los bibliotecarios ante el olvido inoportuno por hacer una entrega tardía de algún libro que pedimos prestado, esos primeros días en mi UNAM en que me enfrente al abogado del plantel en una de esas circunstancias en donde yo percibía mi inocencia y moría de miedo porque sentía que mis horas en la UNAM estaban contadas, por suerte, sus intenciones murieron en el intento·

Y es que en este momento también tengo que buscar la inspiración para poder rendir homenaje a ese hombre que con su trabajo, compromiso y dedicación ha dado luz a mis triunfos, él, por quien me sostuve a pesar de tantos embates y problemas insípidos que tuve, al final de cuentas siempre coloco su espíritu dejando incluso en esta andanza sus propios planes para permitir que la familia exista como debe ser· Como no hablar de ese caballo de Troya que fue mi padre quien en infinidad de veces en mi etapa como estudiante todas las mañanas sacaba ese Jeep que ahora es un carro antiguo para llevarnos al transporte más cercano y hacernos el viaje a Ciudad Universitaria más cómodo, siempre antes de bajarnos me decía "A estudiar, nada de perder el tiempo"·

De aquellos mis grandes padres podría llenar páginas enteras de agradecimientos, podría llenar páginas enteras de su chispa· En verdad siempre los recordare por la huella indeleble que dejaron en mi al mostrarme el compromiso que debo asumir a cualquier parte a la que valla· Por toda esa energía y alegría que siempre entregaron en sus charlas, por su deseo de ver crecer a sus hijos como personas de bien y dejarlos ser, sin imposiciones violentas que limitaran nuestra creatividad y nuestra verdadera forma de ser· Tal vez por eso es que hoy he logrado mis metas, aunque en el intento a veces pierdo las fuerzas, el ánimo y me detenga en el camino a descansar hasta que alguien llegue y me de ese empujón para arrearme, entonces resurgir una vez más de las cenizas para proseguir con un paso seguro y firme· Tal vez algún día yo llegue a ser también como estas personas que me vieron crecer en sus brazos, estas personas que repararon una y otra vez mi situación escolar y me daban el impulso cada vez que yo ya no quería seguir· Aunque por el momento estoy muy lejos de conseguirlo, pero de eso se trata la vida, de intentar seguir esa luz que alumbre mi camino donde a veces deambulo entre tinieblas· Por hoy puedo estar tranquilo sabiendo que voy acercándome a las expectativas de mis padres, aunque sea poco a poco·

Mis padres los seres supremos ¡Que decirles! ¿Cómo devolver en gratitud todo su talento, compromiso y cercanía? fue aquí con ellos donde aprendí a fortalecer mi juicio y a manejarlo con una lógica que a veces hasta a mí mismo me sorprendía y porque el homenaje debe ser en vida y en plena presencia, a ustedes mis más grandes amigos desinteresados, mis más grandes maestros de la vida, a ustedes mis dos héroes incondicionales, a ustedes solo me queda decir gracias que tiende al infinito y hoy por hoy siempre serán mis dos grandes Superhéroes Anónimos·

En la UNAM, también aprendí sobre el amor y es muy probable que durante estos años es cuando el amor lo viví de la forma más romántica y más comprometida y si, talvez de la forma más inmadura porque aun cuando recibimos una y otra vez un desprecio o un maltrato y el desinterés, parece que es cuando una se amarra más a ese afecto, pero así fueron mis sentimientos, espontáneos, sinceros, claros, abierto, francos e ingenuos porque ya habrá tiempo de sobra para que la razón sea el filtro del amor y aquí pienso también en esos amores encubiertos, disfrazados y que nadie conocía, ni siquiera la persona que me interesaba, si acaso mis más íntimos amigos pero con la amenaza de "Cuidado y se lo digas", pero también de ese amor real pero que fue fugaz, porque creo que nadie se escapa del enamoramiento que es parte inseparable de nuestro espíritu PUMA·

Entre todas estas cosas también estuvo mi familia, fue una realidad que en esta etapa de mi vida siempre tuve el apoyo de ellos desde el momento en que empecé a dibujar los primeros esbozos por tener mi identidad o construir mi autonomía, cuando veían que algo no andaba bien ya empezaba a escuchar por parte de ellos que estaba alejándome del buen camino, simplemente eran los deseos que tenía por crecer y de construirme como un ser autentico, pero entendía por dentro que todo ese conflicto no es más que la expresión de mis padres que alguna vez vivieron los mismos problemas y se anticipaban ante un dolor que quisieran evitar, talvez porque olvidaron o no recuerdan que solo a tropezones y con caídas aprendí a caminar pero también sin dejar de lado que siempre fue con los brazos fuertes de mis padres como guía y así es como siempre dos formas de pensar de distintas generaciones y épocas se juntaban, inspiraban, reunían, imbuían y llegaban a trabajar juntas aunque a veces a pesar del caos la solución significaba ser drástica·

El amor, la familia, mis propios problemas, decisiones vitales que tomar, en fin, por eso y más es que la UNAM tiene parte de mí, deje mi huella en impregnarla de mis temores y de mis más profundos secretos, de todos mis talentos y defectos, he dejado sudor hambre, lágrimas y mucho corazón, con mis gritos en cada abrazo, con mis pensamiento en cada beso, he dejado en más de un rincón mi presencia a veces desgastada y otras veces fortalecida renaciendo con nuevas alas para remontar el vuelo y superar la derrota, por eso es que el adiós duele porque aquí es donde crecí porque aquí es donde definí aspectos importantes de mi personalidad pase de ser ese niño en su etapa final al hombre con decisiones que se asoma a la expectativa con un nuevo futuro·

Si, porque aquí fue donde me abrí camino con mucho coraje y esfuerzo a veces desenterrando una y otra vez mi espíritu de niño, pero aprendiendo a

cobijarlo con las nuevas habilidades, conocimientos y carácter de un hombre y así me volví un Universitario, me volví un PUMA con la sangre azul y piel dorada, uno con mi UNAM, unos con mi conciencia, uno conmigo mismo·

Adiós no, solo un hasta siempre, hasta que el tiempo me vuelva a unir en el recuerdo con mis historias, con mis escritos, hasta que el corazón borre a mi etapa de UNAM porque al olvidarte será porque abre enterrado gran parte de mi existencia y de lo que soy, ahora entonces sé que jamás te iras porque la vida que me introdujiste es inagotable y se perpetuara hasta el fin de los tiempos· Adiós no, solo un hasta siempre mi UNAM porque a donde quiera que valla tendré la sangre azul que me inyectaste, la piel dorada con la que me cobijaste y el corazón de un PUMA como motor principal, a donde quiera que valla llevare Mi sangre Azul y Mi Piel Dorada·

A mis padres quienes desde el inicio y hasta ahora siguen forjando mis palabras y pensamientos, Gerardo S, R·

.....corriendo el verano del 2019·



"RESUMEN ABSTRACT OPPSUMMERING"

Resumen.

Mostrare en este breve resumen parte del contenido de la tesis que exhibiere, primero presentare una introducción a la tecnología submarina en Noruega, la cadena de valor que usan, la organización del sector petrolero, como realiza las rondas de concesión de licencias exploratorias, se hablara sobre el marco legal de Noruega y su administración sobre la renta petrolera en Noruega así como de Statoil, sobre los sistemas de conexión submarina que se usan en Noruega, la norma de trabajo Norsok D-010 que es el estándar usado por Noruega.

También se hablarán sobre los vehículos de operación remota ROV y sus sistemas de interfaces, y como se usan los elementos de flotación para trasladar las estructuras al fondo del mar de manera segura, también se realizará el diseño de una herramienta para la industria de la tecnología submarina.

Otro punto a tocar en la tesis es el ciclo de vida de los pozos submarinos en la plataforma continental de Noruega, los estándares de barreras que usa en base a la Norma Norsok D-010, se verá algo de perforación, terminación, intervención, taponamiento y abandonamiento.

La tesis contiene temas como los problemas del cemento y su urgencia de sustituirlo, administración de la integridad de pozos en pozos submarinos y ejercicios de este tipo tal y como lo trabajan en Noruega.

Se leerá un tema completo sobre toda la instalación submarina que maneja Noruega en sus aguas profundas, así como la administración de proyectos de alta complejidad y como son abordados por Noruega, en la parte de administración de proyectos de alta complejidad se verá un ejemplo aplicado a la herramienta que se mencionó antes.

El material de la tesis para la explicación de cada uno de sus capítulos será texto redactado por mi el cual apoyare con fotografías, imágenes, dibujos diseñados para explicar algunos temas importantes y algunas animaciones que se podrán ver en una tesis interactiva y de forma digital en el diseño final.

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Abstract.

I will show in this brief summary part of the content of the thesis that I exhibited, first I will present an introduction to the underwater technology in Norway, the value chain that they use, the organization of the oil sector, how the rounds of exploratory licenses will be done, we will speak on the legal framework of Norway and its administration on the oil income in Norway as well as on Statoil, on the submarine connection systems used in Norway, the Norsok D-010 work standard which is the standard used by Norway.

The ROV remote operation vehicles and their interface systems will also be discussed, and as the flotation elements are used to safely transport the structures to the sea floor, a tool for the technology industry will also be developed. underwater

Another point to touch on the thesis is the life cycle of the submarine wells on the continental shelf of Norway, the standards of barriers used based on the Norsok D-010 standard, you will see some drilling, completion, intervention, plugging and abandonment.

The thesis contains topics such as the problems of cement and its urgency to replace it, management of the integrity of wells in underwater wells and exercises of this type as they work in Norway.

A complete topic will be read about the entire submarine installation that Norway handles in its deep waters, as well as the administration of highly complex projects and how they are approached by Norway, in the part of administration of highly complex projects an example applied to the tool that was mentioned before.

The material of the thesis for the explanation of each of its chapters will be a text written by me which I will support with photographs, images, drawings designed to explain some important topics and some animations that can be seen in an interactive thesis and digitally in the final design.

Oppsummering.

Vis deg i denne kort oppsummering av innholdet i avhandlingen at exhibiere først vil presentere en innføring i undervannsteknologi i Norge, verdikjeden med organisasjonen av oljesektoren, som gjør runder av tilskuddet letelisenser, snakket han på det juridiske rammeverket og forvaltning av Norge på oljeinntekter i Norge og Statoil på undervannstilkoblingssystemer som brukes i Norge, virksomheten regelen Norsok D-010 som er den standarden som brukes av Norge.

De kan også snakke om kjøretøyene fjernstyrte ROV og systemer grensesnitt, og som oppdriftselementene blir brukt til å bevege strukturene til havbunnen sikker måte å utforme et verktøy for teknologiindustrien vil også bli holdt under vann.

Et annet punkt å spille i avhandlingen er livssyklusen til undervannsbrønner på den norske kontinentalsokkelen, standard barrierer anvendt, basert på standard Norsok D-010, vil det bli noe boring, komplettering, intervensjon tamponade og oppgivelse.

Avhandlingen inneholder emner som sement problemer og det haster å erstatte, integritet ledelse av subsea brønner og brønner i slike øvelser som vi jobber i Norge.

en komplett emne all undervannsinstallasjon som forvalter Norge i sin dypt vann og prosjektledelse svært komplekse vil bli lest, og hvordan de blir behandlet av Norge, på den delen av prosjektledelsen svært komplekse ett eksempel brukes til å bli sett verktøyet er nevnt ovenfor.

Materialet av avhandlingen for forklaring av hver av sine kapitler vil tekst skrevet av meg som leaneth med fotografier, bilder, tegninger laget for å forklare noen viktige spørsmål og noen animasjoner som kan sees i en interaktiv avhandling og digitalt på den endelige utformingen.



"INTRODUCCIÓN"

A. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SUBMARINA EN NORUEGA.

Antes de iniciar los capítulos quisiera hacer una evaluación de lo que hace Noruega o de lo que es Noruega en el contexto mundial y como es uno de los actores principales en la industria del petróleo en el mundo.



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

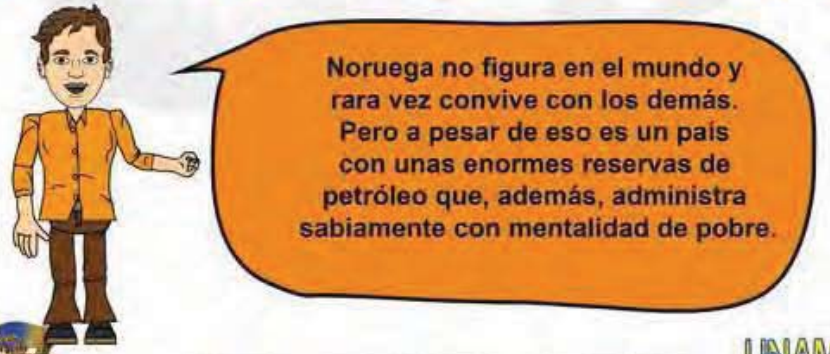
El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A.1. EL REINO DE NORUEGA.

Lo primero que salta a la vista y quisiera recalcar es que **Noruega es un país muy pequeño comparado con México**, pero el impacto económico y cultural que tiene en el mundo es muy importante. Noruega es un país de un poco más de 5.1 millones de habitantes en un área de 385,178Km² (Un habitante por cada 15 Kilómetros cuadrados) mientras México tiene casi 130 millones de habitantes en un área de 1,964,375 Km² (Un habitante por cada 66 Km cuadrados). **(Imagen A.1.)**.



Imagen A.1. Comparación de Tamaño y Población entre Noruega y México. (Fuente: Modificada por Gerardo de mapamundis políticos para imprimir).



Noruega tiene la reserva per-cápita más grande del mundo, también tiene un fondo de ahorro que es producto de las ganancias de la venta de hidrocarburos, esto lo han ido ahorrando desde que iniciaron los descubrimientos de la explotación de hidrocarburos los cuales son enormes considerando el tamaño del país.

Noruega ocupa el lugar número 4 a nivel mundial de PIB Producto Interno Bruto por habitante. En otras palabras, es un país muy, muy rico. Aparte del hidrocarburo o petróleo otra industria importante para ellos es la hidroeléctrica, dada la geografía y la orografía del país que es muy montañoso y rocoso casi no generan electricidad a través de termoeléctricas, hay muy pocas termoeléctricas entonces Noruega usa la energía del agua para el proceso de electricidad a esto se le llama hidroeléctricas y como se genera en exceso Noruega vende mucha electricidad a Suecia, Inglaterra y otros países.

También existe la industria del pescado la cual es muy importante, hay mucho Bacalao Noruego, Salmon, Trucha, etc. Noruega tiene muchos bosques y producen mucha madera y muchos minerales.

Considerando el pequeño tamaño del país en el Norte de Europa es impresionante que sea el quinto exportador de petróleo en el mundo y el tercer exportador de gas natural en el mundo. **(Imagen A.2.)**.



Imagen A.2. El Pequeño Tamaño del País en el Norte. (Fuente: Modificada por Gerardo de mapamundis políticos para imprimir).

A.2. PETRÓLEO EN LA NAVIDAD DE NORUEGA DE 1967.

De todos es conocido que Noruega es uno de los países más ricos del mundo porque tiene unas enormes reservas de petróleo que, además, administra sabiamente con mentalidad de pobre.

Lo que no es tan conocida es la cronología de cómo se descubrió ese petróleo.

Noruega y Suecia fueron, de **1814 a 1905** una unión de dos países, que entre otras denominaciones tuvo la de United Kingdoms (Reinos Unidos, que no es Reino Unido). La unión, que en realidad fue una especie de unión hostil por parte de Suecia, se había producido de una forma bastante trapera. **(Imagen A.2).**



Imagen A.2. De 1814 a 1905 Noruega y Suecia Formaron los Reinos Unidos. (Fuente: Modificada por Gerardo de mapamundis políticos para imprimir).

Noruega, al comienzo del **Siglo XIX,** era un **Territorio Danés.** Dinamarca no planteaba tomar partido en las Guerras Napoleónicas, pero los ingleses les atacaron para mermar su flota. Los daneses dijeron que aquello estaba mal. Pero no hicieron nada...hasta que los ingleses les volvieron a atacar. No les quedó más remedio que unirse a las tropas francesas.

Suecia aprovechó para atacar a Noruega, pero no lo hizo con mucha pericia. Además, se encontró a Rusia, envuelta en el conflicto y decidida a invadir Finlandia, contra lo que poco pudieron hacer los suecos.

Así, al terminar las guerras, Dinamarca, como perdedor, se quedó sin Noruega. Suecia, como derrotado en su guerra contra Rusia, se quedó sin Finlandia. Pero como ganador parcial, se sentó a exigir Noruega una compensación. Así pues, **pasó de ser un territorio danés a un casi igual de Suecia,** en una coalición similar a la que ahora une de momento a Escocia con Inglaterra.

Estos Reinos Unidos tuvieron unas diferencias en **1905,** diferencias que Suecia decidió solucionar proponiendo un referéndum a la Independencia de Noruega, en una historia que recuerda bastante a la del Brexit Británico. Quizás no fuera una total sorpresa, pero los noruegos votaron masivamente por la disolución de la Unión, **el 99.95% de la gente votó a favor de la independencia** ¡Sólo 184 personas votaron en contra!

¿Por qué contar estas batallas de la independencia de Noruega? En parte para mostrar que **Noruega no deja de ser un país que no figure en el mundo.** En parte para mostrar que **nunca se les ha tenido en serio en los Acuerdos Internacionales.**

Pero volvamos al petróleo. El petróleo era conocido desde tiempos inmemoriales, pero no se le consideró un producto valiosísimo hasta mediado el siglo XIX, siendo ya un objetivo buscando en algunas de las conquistas durante las Guerras Mundiales.

Las reservas de Arabia Saudita, las más grandes y conocidas del mundo, no se encontrarían hasta **1938,** mientras que en México desde la expropiación petrolera a **1959,** se crea PEMEX, aumenta sus reservas, descubre gas y condesado en la zona Noreste del país, tiene un oleoducto que une Poza Rica con Azcapotzalco, su capacidad de refinación alcanza los 170 mil barriles por día, el propio PEMEX construye una planta de absorción en Poza Rica Veracruz, se tiene explorada toda la plataforma continental del Golfo de México, se tienen campos importantes como "Treviño" "Lomitas" "Rabón Grande" "José Comolo" "Tamihua" "Concepción" se realizaban mediciones geofísicas en el Norte del Arco Sumergido que años después se le conocería como "La Faja de Oro", se había fundado Ciudad PEMEX en Tabasco y en este año **1959** PEMEX iniciaba su era petroquímica, La "Quina" tiene un año cumplido de ser el líder moral de los trabajadores de la Paraestatal y en **1961** asume la diligencia apoyado por el presidente Adolfo López Mateos. A partir de este año en México puede decirse que gran parte del petróleo estaba por descubrir.

La cronología del petróleo en Noruega es extrañísima. Cuando México ya tenía un gran camino recorrido y experiencia acumulada en el tema del petróleo Noruega en **1959** se encuentra un enorme depósito de gas natural en Groningen, Holanda. Hasta entonces se pensaba que en el Mar del Norte no había nada. De ahí nacería la monstruosa (por tamaño) Shell, la empresa más grande del mundo por capitalización bursátil en 2013.

Visto que podía haber más gas en el Mar del Norte, de inmediato se ofrece una empresa a Noruega, para explorar una zona de sus fondos marinos. **Los nórdicos tienen dos ideas geniales de inmediato:** la primera, que no es bueno que toda la extracción de tu petróleo caiga en las manos de una única empresa y, además, extranjera. Así, en 1963 proclaman una ley que especifica que los recursos en el territorio Noruego pertenecen exclusivamente al gobierno y que además sólo el gobierno puede emitir licencias de explotación.

La segunda idea genial que tuvieron desde el gobierno de Oslo, era que había que poner orden en **Definir Cuáles eran sus Aguas Territoriales.** Hasta entonces, las aguas territoriales sólo habían servido para pescar bacalaos. Basta mirar el mapa para darse cuenta de que el vértice inferior de Noruega, está bastante pegado a Dinamarca, pero incluso no muy distante de Inglaterra. **(Imagen A.4).**

En 1965 se firma un acuerdo que define exactamente dónde están las aguas territoriales de cada país, especialmente entre Dinamarca y Noruega. El trazado, según las páginas oficiales noruegas «Estuvo bastado en el principio de equidistancia» .



Imagen A-4. Límite entre Aguas Territoriales entre Noruega y Alrededores. (Fuente: Tomada del ministerio del petróleo y energía de Noruega)



Imagen A-5. Ekofisk, el Origen de la Riqueza Noruega. (Fuente: Tomada de Google Earth)

Una vez que se firma todo comenzaron las prospecciones en busca de petróleo o gas.

En marzo de 1965 se firma el acuerdo que establece las aguas territoriales al milímetro. En Abril de 1965 Se concede la primera licencia para la prospección. En el verano de 1966: Se hace la primera perforación. En la navidad de 1967: Se descubre el yacimiento Ekofisk, uno de los más grandes del mundo por aquel entonces.

Y sí, todos hemos oído hablar del petróleo Noruego, pero, ¿Dónde está Ekofisk, el Origen de la Riqueza Noruega? (Imagen A-5).

Pues sí, resulta que está justo en la zona que podía haber peleado Dinamarca, o hasta el Reino Unido, de haber sabido que era tan valiosa.

Apenas 4 años después, Dinamarca se encuentra con la crisis del petróleo de 1973, que les convertiría en uno de los mayores perjudicados.

Mucho tiempo después Noruega encontraría petróleo por muchas otras partes, más al norte con reservas que no parecen tener fin. Ahora se encuentra con problemas similares a los del inicio: delimitar sus fronteras en el Ártico, con vecinos no tan amigables. Dinamarca encontró petróleo, no en tanta cantidad, pero sí suficiente para ser un país auto sostenible durante muchos años.

Y lo mejor de todo, los Noruegos salieron de la Navidad de 1967 no solo ricos, sino que, además, su imagen internacional sigue totalmente intacta.



Tenemos que ser honestos: Noruega nunca ha sido un pais especialmente pobre….. pero tampoco especialmente rico. En los años 50 los noruegos tenían un nivel de vida similar al de los mexicanos.

Esto significa: más ricos que los españoles, pero muy por debajo de sus vecinos suecos o, por supuesto, los estadounidenses. Por aquel entonces, nadie pensaba que Noruega pudiera tener petróleo. Pero las cosas cambiaron en la navidad de 1959

A-3. FONDO DE PENSIONES DE NORUEGA.

Una parte muy importante de lo que representa la historia de éxito a nivel de desarrollo de los Noruegos tiene mucho que ver con lo que se llama el "Fondo de Pensiones de Noruega" o "Fondo del Petróleo" llamado en Noruega "Oljefondet" que fue establecido en 1990 y basado en muchas legislaciones actualmente es el fondo económico más grande del mundo que es de $826,000 mil millones de dólares del fondo, se dice que es tan grande este fondo que si en este momento nos dan la nacionalidad de Noruega y dejamos de trabajar, nosotros, nuestros hijos, nuestros nietos y tal vez nuestros bisnietos podríamos vivir de manera bastante digna sin mover un solo dedo gracias a él "El Fondo de Pensiones de Noruega (Fondo del Petróleo)", esto es una gran riqueza proveniente del petróleo.

Actualmente las personas extranjeras pueden ser ciudadanos Noruegos o tener la nacionalidad Noruega y el gobierno Noruego pide que se renuncie a su lugar de nacimiento, pero las leyes de México evitan que los Mexicano renuncien a su país de origen.

Desde que se estableció el "El Fondo de Pensiones de Noruega (Fondo del Petróleo)" en 1990 solo se ha hecho un retiro en Enero del 2016 que fue de $ 780 millones dólares, estamos hablando que menos del uno por ciento se retiró del total.

Escribiendo un poco más sobre la historia de Noruega y el petróleo en 1969 fue descubierto Ekofisk, este es un campo muy importante en las costas del sur de Noruega, es un campo que esta entre la costa de Reino Unido, Dinamarca y Noruega, se dice que fue suerte porque cuando se estaba negociando las fronteras Reino Unido y Dinamarca aceptaron un pago por territorio en aguas que creían improductivas, así fue como Noruega gano más terreno y así fue como en el futuro encontraron al campo Ekofisk. (Imagen A-6).



Imagen A-6. Fronteras de Noruega con Alrededores. (Fuente: Modificado por Gerardo de mapamundis políticos para imprimir).

Después de infinidad de intentos de tratar de descubrir yacimientos petrolíferos en el Mar del Norte, Noruega estuvo a punto de tirar la toalla porque estaban gastando mucho dinero hasta que en 1969 descubren el campo Ekofisk y de aquí inicia la historia del petróleo en Noruega.

Cuando descubren en 1969 el campo Ekofisk en Noruega se establecen los diez mandamientos del petróleo, estos mandamientos es una política que para los legisladores Noruegos es prácticamente imposible cambiarla en su beneficio o de los que están en el poder, estos diez mandamientos se establecieron en beneficio de la población.

Uno de los diez mandamientos del petróleo en Noruega dice que la participación del gobierno de Noruega es que sea mínimo del 50% en cada proyecto, Noruega puede recibir el apoyo de empresas externas, pero debe haber mínimo 50% de participación Noruega.

Statoil es el equivalente a PEMEX pero en Noruega y se formó junto con el regulador de la industria independiente, desde el principio de su formación se estableció que "El Fondo de Pensiones de Noruega" o el "Fondo de Pensiones del Gobierno" debe de destinar el cuatro por ciento de las ganancias que se generan a través de hidrocarburos para el uso de del fondo de ahorro, esta es una manera muy agresiva para hacer crecer el fondo de ahorro y las inversiones van a infraestructura, educación, investigación, etc.

El propósito es que el fondo de ahorro sea usado para la jubilación de los ciudadanos.

Actualmente en la industria de Noruega la gente se puede retirar si quiere a los 62 años de edad, mi padre en 1 o 2 años ya se podría retirar si viviera en Noruega, se podría retirar con el 80% de su último salario como pensión. Este es uno de los beneficios de estar en Noruega. Las repercusiones en la sociedad son muy favorables ya que no tienes necesidad de cometer delitos o robar porque no hay carestía. Esto se refleja en la manera de vivir de la sociedad, la gente se vuelve más respetuosa de lo que les rodea ya que invierten su tiempo de la mejor manera.

En Noruega la norma de horas por semana de trabajo son 37.5 por ley, esto es trabajar 7.5 horas por día, puede ser de 8 a 4 de la tarde con media hora de comida, esto habla de la manera de pensar de los Noruegos.



Si en este momento nos dan la nacionalidad de Noruega y dejamos de trabajar, nosotros, nuestros hijos, nuestros nietos y tal vez nuestros bisnietos podríamos vivir de manera bastante digna sin mover un solo dedo gracias a él "El Fondo de Pensiones de Noruega (Fondo del Petróleo)"

A.4, EDUCACIÓN Y VIDA LABORAL EN NORUEGA.

La carrera de Ingeniería Petrolera se puede cursar en la Universidad de Ciencias y Tecnologías de Noruega, hablar de NTU es el equivalente a hablar de la UNAM en Ingeniería, NTU es la primera Universidad de Noruega fundada por el siglo 18. (Imagen A.7).

NTNU

Kunnskap for en bedre verden

Imagen A.7. La carrera de Ingeniería Petrolera se puede cursar en la Universidad de Ciencias y Tecnologías de Noruega. (Fuente: Tomada de la Universidad de Ciencias y Tecnología de Noruega)

Statoil es 60% estatal y 40 % capital privado desde la década de los 90s, se considera una compañía privada y opera como tal, pero políticamente hablando obedece a intereses del estado.

Antes de empezar a escribir esta Tesis como tal creo que es muy importante explicar de manera rápida algunos puntos que me parecen importantes, simplemente voy a contar la historia de donde surgió el motivo y la información para redactar los capítulos.

Cuando entramos a la Facultad a veces tenemos la idea de conocer otros lugares en México y en el extranjero y en mi caso como buen Mexicano pensé en el occidente, en Europa o USA, Otras veces solo queremos aportar un poco de lo que hay en el mundo para México, es así como empecé a ver que opciones tiene el mundo para una Tesis. Así que empecé comunicándome con Ingenieros Mexicanos que trabajan en el exterior.

Empecé a hacer una lista de los países que eran petroleros y trabajaban aguas profundas y porque me llamaba la atención lo que hacían, con la lista empecé a tocar puertas a mandar correos y al final me quede con algunos países de esa lista, que es Estados Unidos, Brasil, Arabia y Noruega. Al final me quedé con Noruega la razón por la que elegí mirar al otro lado del Atlántico es porque yo quería tecnología submarina, cuando revise las petroleras Estadounidenses me di cuenta que no tenían nada de tecnología submarina, Estados Unidos está en pañales en tecnología submarina. En Noruega logre un contacto con Ingenieros Mexicanos trabajando en Aguas Profundas y también lo elegí no solo por su sistema de trabajo en la industria petrolera si no por su sistema académico el cual nunca imagine, en Noruega es común que en lugar de prácticas los estudiantes soliciten y apliquen para trabajos de verano referentes a sus carreras, las prácticas profesionales no existen, en Noruega si tú vas a realizar una actividad te la tienen que remunerar, eso es una gran ventaja porque cuando tu aplicas para un trabajo de verano pues trabajas de lo que estudias, la paga es muy buena y no hay riesgo que el patrón te bote a la calle o no te vuelva a contratar porque eres estudiante como sucede aquí en México. (Imagen A.8).

Entonces en Noruega tu como estudiante puedes ir a pedir trabajo de verano y la empresa te lo da de inmediato y si eres un estudiante que no tienes beca, con el trabajo de verano tú puedes perfectamente vivir más de 6 meses con comida y pago de departamento, otra ventaja es que la universidad en Noruega es gratuita para los Noruegos y para los extranjeros, obviamente tienes que pagar un costo simbólico que son como mil pesos al semestre, la maestría completa viene costando cuatro mil pesos. Básicamente esto es lo que me gusto de Noruega y es por eso que decidí buscar más información sobre esta área que es para la que me estoy preparando.

Para conseguir material y empezar estos temas tuve que buscar a muchas compañías, escribir varios correos, tocar infinidad de puertas y siempre busque los medios para encontrar información de aguas profundas en Noruega. Otra cosa que me facilito la obtención de información para Mi Tesis fue el inglés, conociendo el idioma uno se puede mover y comunicarse porque se conoce la lengua para transmitir información y en Noruega tienen como segunda lengua el inglés, en Noruega es raro entrar a un restaurant y no encontrar a alguien que hable Inglés y Noruego.

En Noruega la vida es fría, hay mucha nieve, uno de los pasatiempos de los Noruegos es el esquiar. Algo interesante de los Noruegos es que al igual que en México donde los trajes típicos de cada región o estado son distintos en Noruega existe lo mismo, hay varios trajes típicos y cada vez que hacen una fiesta, bodas, graduaciones o cualquier evento es motivo de ponerte tu traje típico. Así que si vas a Noruega lo mejor es no olvida tu traje típico, a pesar de que se vuelve una fiesta de disfraces te das cuenta que tus raíces Mexicanas jamás se van a perder, siempre serás Mexicano hasta el día que te mueras y un traje típico será siempre parte de la representación, salir a la calle, hablar como ellos, convivir con ellos, pero vestirme con mis raíces que es parte de mi identidad.



Si apoyamos al talento en México evitaremos la fuga de cerebros así inyectaremos desarrollo a nuestro país en la economía de la población y en conocimiento de nuestros estudiantes.



Imagen A-8. Hablar de la NTU de Noruega es el equivalente a hablar de la UNAM en México. (Fuente: Tomada de la Universidad de Ciencias y Tecnología de Noruega)

B. RED GLOBAL MÉXICO NORUEGA.

Agradezco a "Red Global México" por haberse tomado el tiempo de contestar mis preguntas, agradecer a las autoridades de la Facultad de Ingeniería y la Universidad Nacional Autónoma de México quienes me apoyaron bastante para poder lograr esta tesis y poder presentar algo nuevo hacia los lectores. Primero que nada, es un gusto y un honor realizar esta tesis para estudiantes, profesores, investigadores, trabajadores y curiosos del sector petrolero.



B.1. ¿RED GLOBAL DE MÉXICO?

Tratare de ser breve y en breves palabras el objetivo de este subtema es explicar quién es "Red Global México" y que representan en México y el mundo.

Esta tesis la realice con ayuda de ingenieros Mexicanos que radican en Noruega, estas personan las localice por medio de la "Red Global México".

La "Red Global México" se funda como una iniciativa del gobierno Mexicano a través del Instituto de Mexicanos en el Exterior (IME) en el año 2005 y el nombre original que se le da es Red de Talentos Mexicanos.

Esta es una iniciativa que el gobierno Mexicano apoya fortaleciendo contactos con Mexicanos que residen en el exterior y están vinculados con negocios o sectores importantes los cuales pueden contribuir en la economía de México, pero principalmente en la economía del conocimiento.
Estas cinco personas, Ingenieros Mexicanos están en la "Red Global México" con el objetivo de construir un puente para el desarrollo económico y social mediante la vinculación de Mexicanos altamente calificados que viven en el exterior y el ecosistema de innovación, emprendimiento y promoción de la ciencia y la tecnología.

B.2. CAMBIO DE PARADIGMA: DE LA FUGA DE CEREBROS A LA CIRCULACIÓN DE CONOCIMIENTO.

La "Red Global México" reúne a los individuos interesados en la promoción del desarrollo de México y en particular a través de la inserción de México en la economía del conocimiento. Se forma por la agregación de capítulos locales con autonomía de gestión y acción. Todos los miembros de los capítulos de la red son miembros de la "Red Global México".

B.3. ¿QUÉ ES LA RED GLOBAL DE MEXICANOS?

Esta es una recopilación de la voz de los integrantes o miembros de distintos capítulos de la "Red Global México" en todo el mundo lo que para ellos significa esta iniciativa es poder ayudar a México.

- La red de talentos es el día de hoy el mejor canal para poder hacer esas ideas que el día de hoy tenemos guardadas las podamos hacer realidad en el mundo entero. *Jorge Zabala- Coordinador de la Red Global de RTM.*
- La red va a donde los Mexicanos en el exterior quieren y nosotros tenemos la obligación de ser la herramienta de cohesión entre todos ellos en un futuro. *Francisco de la Torre Director Ejecutivo del IME.*
- La red está pensando, la red está diseñando y la red va a marcar el nuevo derrotero que va a tomar la red de talentos mexicanos en el exterior. *Domingo Antonio Amador Luna Ingeniero Petrolero en Suncor Energy Noruega.*
- Contribuye mucho al desarrollo de los países y el objetivo es ver como ese talento no se convierta en la tradicional "Fuga de Cerebros". Carlos Jiménez García – Consultor General de México en Chicago.
- El impacto de la red es romper con ese paradigma y organizar a las comunidades que residen en el extranjero. *Daniel Bremer Wirtig – Presidente del capítulo Washington RTM.*
- En esto entran todo tipo de connacionales, empresarios, estudiantes, académicos, investigadores. *Oscar Alatriste – Director Académico UNAM Campus Chicago*
- Es un Facilitador de contactos, un facilitador de experiencias para que entre los diferentes capítulos aprender, replicar y compartir. *Cinthya Vega Presidenta del Capítulo Reino Unido, RTM.*
- Desarrollo y conocimiento que podemos llevar por parte de los Mexicanos en el extranjero a los Mexicanos en el interior. *Federico Juárez Perales – Miembro de la mesa directiva de la sociedad petrolera en Noruega en Stavanger.*
- Es un semillero impresionante de ideas de entusiasmo para construir algo nuevo que no existe o existía. *Embajador Bruno Figueroa – Director General de Cooperación Técnica y Científica.*
- En cierta manera nosotros intentamos que las personas que no están en México radicando se integren a actividades con México. *Juan Bentacourth – Presidente del Capítulo Alemania, RTM.*
- En esta red de talentos esta un nuevo paradigma de la relación que puede haber entre un gobierno y la iniciativa entre ciudadanos que establece una relación de mutuo beneficio en la cual nos vemos como socios y aliados estratégico. *Marco Antonio Huerta – Director Asuntos Económicos y Comunitarios, IME.*
- Mucho de estos talentos tuvieron que tomar la opción de tener que dejar México, por lo mismo México tiene un compromiso con ellos y la red es un excelente vinculo para que esos talentos no se alejen. *Alejandro Serrano Vega – Ingeniero de Proyectos en Sudsea.*
- El objetivo de la red de talentos es apoyar a los talentos en su lugar donde residen y traer su conocimiento al lugar de origen en México. Juan Pablo del Rio – Ingeniero de Proyectos en Sudsea.

- Si queremos resumir lo que es la red de talentos, es el canal para poder transformar las ideas, el proyecto en pro del país de origen. *Luisa Luna – Coordinadora de proyectos de operación de la red global, Polonia.*
- Realizan grandes eventos masivos para que por medio de difusión en periódicos y prensa sepan los Mexicanos que el gobierno de México tiene una presencia para poder hacer un desarrollo de negocios y aporte de conocimiento. *Rafael Pacheco Renata – Contratista en Subsea.*
- Es hablar de la otra cara de la migración que realmente no es el Mexicano indocumentado si no es el Mexicano talentoso. *Roberto Rosales Baca – Gerente de proyectos de herramientas de intervención remota*

Y estos son a grandes rasgos algunos testimonios de lo que es la "Red Global México" En cada uno de los testimonios recolectados se puede escuchar la palabra "Talento" y esto es porque originalmente el programa se llama "Red de Talentos Mexicanos" pero en 2014 se le cambio en nombre y se le quito la palabra "Talentos" y se les puso "Red Global México" y en simples palabras significa unir a todos los Mexicanos que están fuera del país y colaboran con la economía global, pueden desarrollar ideas y proyectos de manera que generen un impacto en pro de nuestro país y de las comunidades en las cuales vivimos.

B.4. ¿RED GLOBAL DE MEXICANOS EN EL MUNDO?

La "Red Global México" tiene presencia en 23 países del mundo formando un total de 50 capítulos con más de 4,000 miembros, la mayor parte de los capítulos están en occidente, cuatro capítulos están fuera de occidente y son China Japón Hong Kong y Singapur. (Imagen B.1.).

Tiene mucho que ver por qué el Mexicano escoge para vivir fuera de México en alguna comunidad en especial, por ejemplo, tiene que ver la similitud cultural, si procesan la misma religión, si hablan la misma lengua, si provienen de culturas como la romana o la griega y de ahí que se sienta atraído por alguna comunidad para vivir en el extranjero.
Por el momento la "Red Global México" se dedica a la ciencia, academia, tecnología, emprendimiento e innovación, industrias creativas y responsabilidad social.



Imagen B.1. Capítulos de la Red Global en el Mundo. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)

B.5. LA "RED GLOBAL MÉXICO" EN EUROPA.

La "Red Global México" se divide por continentes, América Asia Europa África y Oceanía, en África por el momento no hay capítulo, en Europa son 14 países, 15 capítulos y más de 800 miembros que están con la "Red Global México", en Europa los capítulos que más sobre salen son Alemania, Bélgica, Dinamarca, España, Estonia, Finlandia, Francia, Irlanda, Noruega, Países Bajos, Reino Unido, Suecia y Suiza que colaboran en 4 sectores estratégicos principalmente:

1. Investigación, Ciencia, Academia y Tecnología.
2. Emprendimiento de Negocios e Innovación.
3. Responsabilidad Social.
4. Industrias Creativas. (Imagen B.2.).

En la "Red Global México" de Noruega se fundó en el 2016 son 4 en donde la mesa directiva (2016-2018) son 4 personas.

- Federico Juárez (Stavanger).
- Cristhian Arturo Hidalgo (Oslo).
- Francisco Mainou (Bergen).
- Yolanda Yebra (Oslo).

Stavanger es el lugar petrolero del país, es como decir Villahermosa Tabasco aquí en el país.



Imagen B.2. La Red Global en Europa. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)

B.6. LA "RED GLOBAL MÉXICO" EN AMÉRICA.

La **Red Global MX Región América** está conformada por 30 capítulos localizados en 5 países: Canadá (5), Colombia, Estados Unidos (22), Guatemala y Venezuela que colaboran en 4 sectores estratégicos principalmente:

1. Investigación, Ciencia, Academia y Tecnología
2. Emprendimiento de Negocios e Innovación
3. Responsabilidad Social
4. Industrias Creativas (**Imagen B.3.**).

Región América

Red Global MX

Imagen B.3. La Red Global en América.



Boston
Boise
Chicago
Condado de Orange
Dallas
Detroit
El Paso
Houston
Indianápolis
Kansas City
Los Angeles
Montreal
Nebraska
Tucson
Alberta and Saskatchewan
Nueva York
Ottawa
Phoenix
Sacramento
San Diego
San Francisco
Silicon Valley
Toronto
Washington DC
Columbia Británica
Minnesota
Quetzaltenango
Venezuela
Colombia
Raleigh

B.7. LA "RED GLOBAL MÉXICO" EN ASIA-OCEANÍA.

La **Red Global MX Región Asia-Oceanía** está conformada por 6 capítulos localizados en los siguientes países: China, Japón, Singapur, Australia y Nueva Zelandia que colaboran en 4 sectores estratégicos principalmente:

1. Investigación, Ciencia, Academia y Tecnología.
2. Emprendimiento de Negocios e Innovación.
3. Responsabilidad Social.
4. Industrias Creativas. (**Imagen B.4.**).

Red Global MX

Imagen B.4. La Red Global en Asia-Oceanía. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)



Región Asia-Oceanía

Hong Kong
China
Japón
Singapur
Australia
Nueva Zelanda

B.8. MISIÓN DE LA "RED GLOBAL MÉXICO" EN NORUEGA.

La misión textual de la "Red Global México" en Noruega es "Facilitar los canales de comunicación y puntos de contacto adecuados para que profesionistas Mexicanos viviendo en Noruega puedan intercambiar ideas y propuestas de proyectos bilaterales entre México y Noruega en las áreas de ciencia, tecnología, educación, artes, cultura, responsabilidad social y emprendurismo", El cual también está abierto a los Noruegos, traer comunicación bilateral.

B.9. LOS OBJETIVOS DE "RED GLOBAL MÉXICO" EN NORUEGA.

- Posicionar a los Mexicanos en Noruega como una comunidad generadora de recursos económicos, científicos y tecnológicos.
- Promover y establecer lazos profesionales y/o comerciales entre México y Noruega.
- Facilitar la generación de proyectos de alto valor agregado en las áreas de desarrollo de negocios, educación para la innovación global y soporte a las comunidades Mexicanas en Noruega.
- Impulsar el progreso económico, profesional y personal de los profesionistas Mexicanos y Noruegos involucrados en actividades científicas, tecnológicas o comerciales promovidas a través de la Red Global Mx dentro y fuera de Noruega.
- Apoyo mutuo e intercambio de ideas profesionales entre profesionistas Mexicanos radicados en Noruega.
- Impulsar una imagen siempre positiva de México y el Mexicano en Noruega a través de actividades de índole laboral, profesional e intelectual.

B.10. ¿CUÁNTOS MEXICANOS SON EN NORUEGA?

Esta es una encuesta que se hizo la cual dice que hay 500 Mexicanos radicando en Noruega, esta encuesta también menciona que 26% se dedica a las energías alternativas e hidrocarburos. Las áreas de conocimiento fuertes que se identificaron en Noruega dentro de la ciencia y la tecnología fueron: Hidrocarburos y energías alternativas, cambio climático y medio ambiente, alimentos y agricultura. (Imagen B.5.)
De los Noruegos en México no se tienen registro, se sabe por la embajada de Noruega en México que no hay muchos Noruegos en México, cifras no oficiales dicen que existen unos 200 Noruegos en México según la embajada, se intentó hacer una encuesta de cuantos Noruegos hay en México, pero de todos los contactos que se buscó solo se recibió 10 respuestas las cuales variaban y no se consideró una muestra representativa.



Imagen B.5. Las Áreas de Ciencia Fuertes en Noruega. (Fuentes: Tomada de la Red Global MX)

B.11. OPORTUNIDAD ES ENTRE MÉXICO Y NORUEGA.

Los datos que muestro aquí son oficiales del INEGI por parte de México y del equivalente del INEGI en Noruega que es el Centro de Estadística Central-SSB y en principio dice que Noruega es un país petrolero, no se compara con México históricamente hablando ya que la historia del petróleo nació en 1969 mientras que México es un país petrolero por más de un siglo, en ese aspecto Noruega es un país nuevo.

También hay que considerar que por la zona geográfica en la cual se encontraban los yacimientos petroleros de Noruega se vieron en la necesidad y obligado a desarrollar otro tipo de tecnología que México no desarrollo, México nunca, hasta ahora tubo la necesidad de desarrollar tecnología costa afuera o submarina para poder explotar sus yacimientos petroleros o submarinos, la mayor parte de los yacimientos petroleros en México estaban en tierra y en abundancia.

Otra oportunidad de Noruega es la industria comercial en petróleo y gas, así como las ciencias y tecnologías, comercio, industria, información y transporte. En México no somos tan distintos de ellos, también tenemos petróleo, comercio/mercancía, transporte, construcción entre otros. La única que si sería algo diferente es transportes y servicios, México es un país que se distingue muchos por sus servicios a diferencia de Noruega. (Tabla B.1.) (Tabla B.2.).

Noruega	México
Gas y petróleo	Comercio / Mercancía
Industrial	Servicios
Comercio / Mercancía	Petróleo y gas
Construcción	Industrial
Finanzas	Finanzas
Ciencias y Tecnología	Transporte
Información y Comunicación (e IT)	Construcción
Transporte	

Tabla B.1. Oportunidades entre México y Noruega. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)

Las Principales Exportaciones de Noruega a México	Las Principales Exportaciones de México a Noruega
Fertilizantes	Camisas
Sal	Unidades USB y de Memoria
Gas Natural	Cerveza
Bacalao	Tuberías
Medicinas	Carros

Tabla B.2. Principales Exportaciones de Noruega a México. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)

B.12. ¿QUÉ TIPOS DE PROYECTOS Y COLABORACIONES HACEMOS?

Hasta el momento hay muy pocas colaboraciones y proyectos entre Noruega y México, se busca hacer proyectos y colaboraciones para la industria, academia/universidades, negocios, emprendimiento.

Pero un proyecto en específico es el intercambio de información que se dio donde empecé beneficiarme por todo el conocimiento que transmitieron los ingenieros que trabajaban en Noruega a México, esta Tesis fue con un enfoque a "Tecnología Submarina" y sobre todo a aguas profundas. (Imagen B.6.).



Imagen B.6. Colaboraciones y Proyectos entre Noruega y México. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)

B.13. PROYECTOS POR PARTE DE LA RED.

Uno de ellos es el "Innovation Match" en Guadalajara donde se impartió una conferencia cuyo propósito era reunir a miembros de la red en todo el mundo, así como a profesionistas y empresarios de México para presentar nuestros proyectos.
El enfoque de la reunión fueron empresa, emprendurismo y responsabilidad social, se reunieron más de 650 científicos, tecnólogos y empresarios Mexicanos de más de 34 países del mundo.
Otro de los proyectos fue la publicación de un libro llamado "The future of professional fields" por la "Red Global México en Noruega" o publicado por varios miembros de la región de Europa, habla sobre cómo ven el futuro profesional en nuestras carreras en específico en el mundo, que es lo que creemos que va a pasar de aquí a 10 o 20 años. (Imagen B.7.).

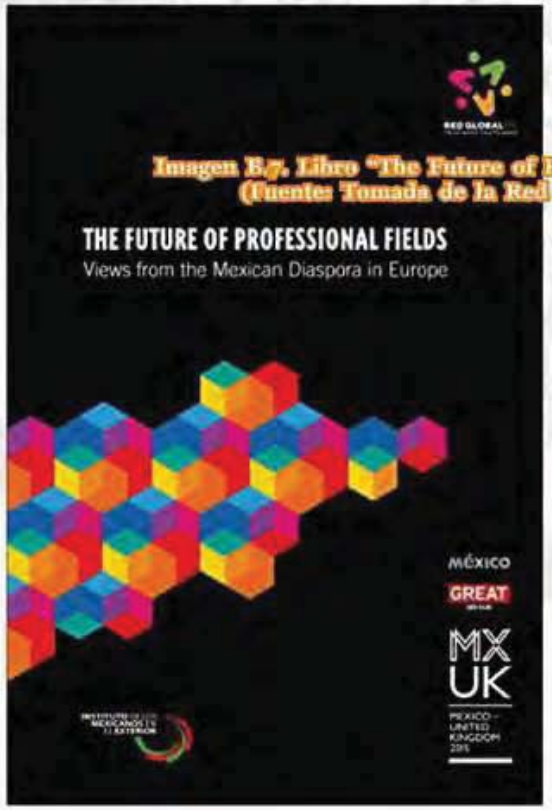


Imagen B.7. Libro "The Future of Professional Fields". (Fuente: Tomada de la Red Global MX)

Un proyecto programado es para el "Año dual México-Alemania" donde tendrán su reunión en Berlín entre Octubre 2017 y Febrero 2018 (Fecha por confirmar), donde se hará una retroalimentación sobre que salió bien y que salió mal, con esa retroalimentación se buscara una manera de mejorar los proyectos para que tengan un mejor impacto. En el "Año dual México-Alemania" habrá también exposiciones artísticas, jornadas literarias Mexicanas y Alemanas, eventos culturales Mexicanas y libros de profesionistas Mexicanos en Alemania. (Imagen B.8.).

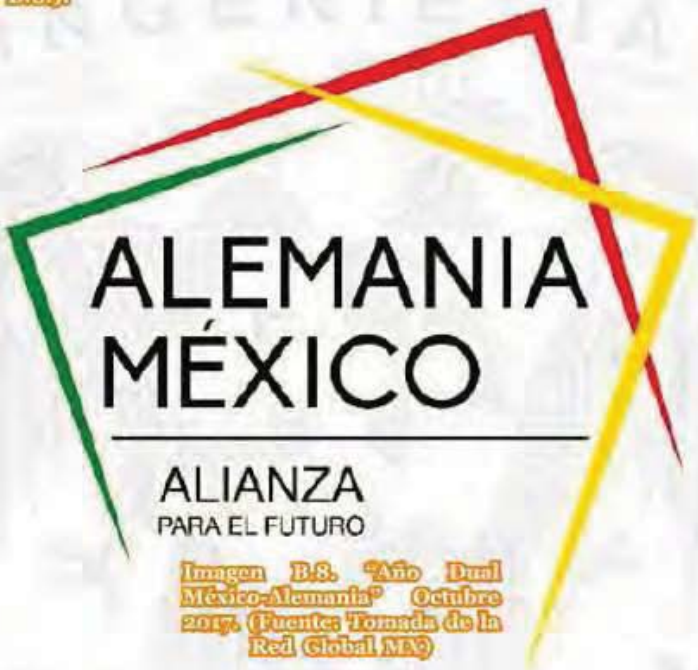
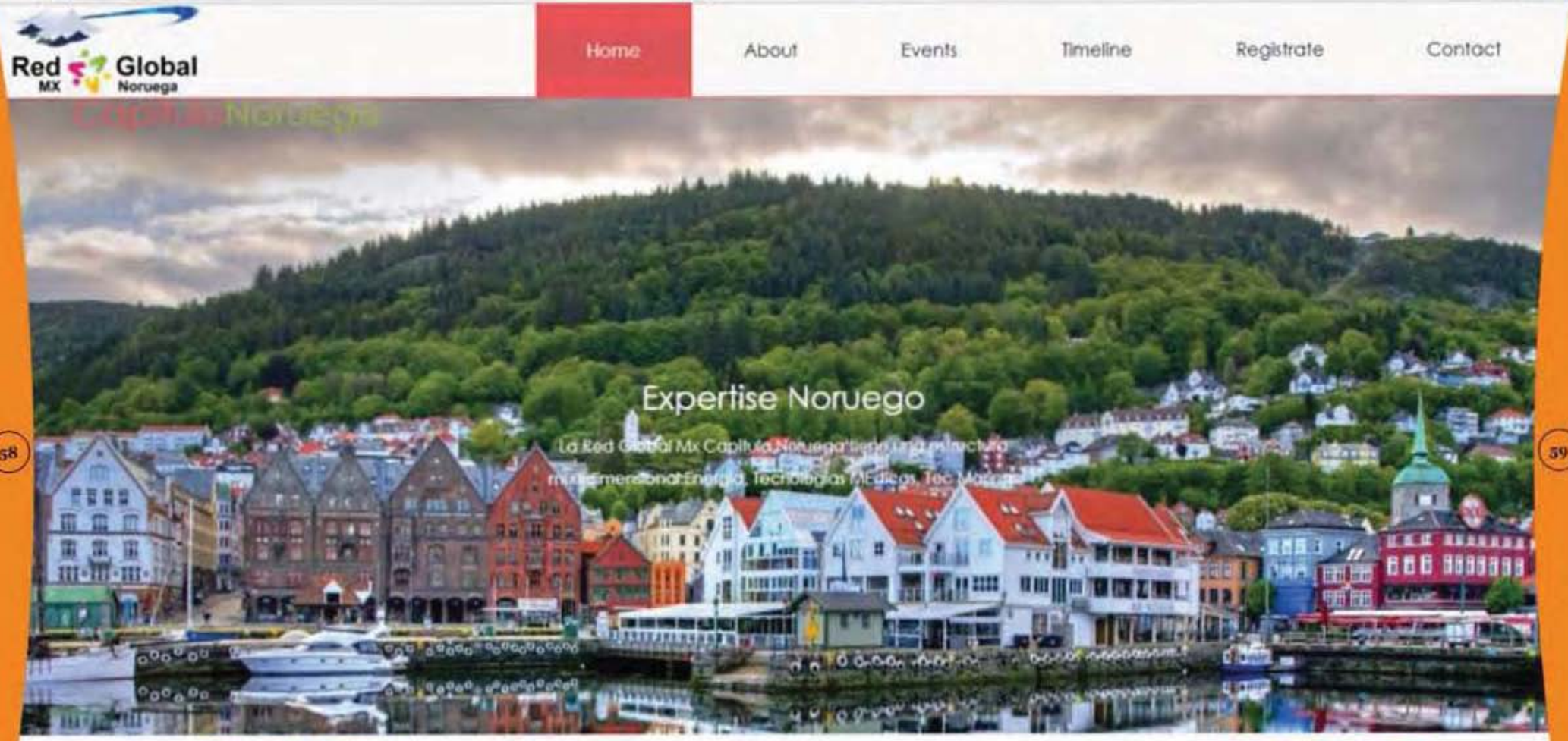


Imagen B.8. "Año Dual México-Alemania" Octubre 2017. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)

Otro proyecto es una cooperación con "Ilab" en cuestión de mejorías hacia "Red Global México", además que "Ilab" fue el ganador del premio nacional del emprendedor este año 2016. "Ilab" es un apoyo para cualquier persona que tenga una idea llega la desarrolla apoyándose en algún empresario. (Imagen B.9.).



Imagen B.9. "Ilab" Imagina, Inova e Incuba. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)



En resumen, la "Red Global México" es un puente de oportunidades para los que están adentro de México y para los que están afuera, es una manera de mantener la colaboración entre nosotros como ciudadanos.

About Our Organization

Para conocer un poco más de la "Red Global México" la siguiente página está a disposición de todos los interesados http://www.redglobalmx.no así como el correo electrónico info@redglobalmx.no. (Imagen B-10.).

Imagen B-10. La Red Global México en la Red. (Fuente: Tomada de la Red Global MX)

C. MIS EXPECTATIVAS.

Antes que nada, es un placer desarrollar **Mi Tesis** sobre un tema en el que México se puede desarrollar impresionantemente, es un placer desarrollar esta tesis como un futuro Egresado de la **Facultad de Ingeniería de la UNAM** de lo cual siempre estaré orgulloso.

Mis expectativas para esta Tesis es que sea leída por quien esté interesado en el tema de **"Tecnología en Aguas Profundas"**, para todos aquellos que quieran conocer cómo se está trabajando afuera de México y vea que no es un reto imposible incursionar en **"Aguas Profundas"**.



Otra expectativa más es que el lector se pregunte, comente e incluso agregue a mi trabajo de investigación, el que esté realizando esta tesis no quiere decir que yo lo haya aprendido todo, solo significa plasmar lo que yo he visto y experimentado a lado de mis maestros que me guiaron durante toda la carrera en Ciudad Universitaria y lo que he aprendido mientras convivía con ellos en el día a día.

Una razón muy importante más que llevarme un título es dejar en **"Mi Alma Mater"** algo de valor de lo que se está haciendo fuera de México, esta es mi manera de pagar todo lo que la **UNAM** a mi me dio desde que llegue a ella desde mi adolescencia hasta continuar con este proyecto que culminará con parte de mi preparación y sin importar donde este **siempre será Puma.**

Y sin más preámbulo empiezo a redactar los primeros capítulos sobre esta Tesis para interesados en el sector petrolero, así como demás curiosos del tema incluyendo a esas personas que solo quieran pasar las coloridas páginas de esta tesis sin la intención de leerla y siendo las **8:47 de la mañana del Viernes 11 de Agosto del 2018** y manteniendo la esperanza de que esta Tesis sea de utilidad y agregue valor a la formación de todos aquellos lectores que la tengan en sus manos, siempre dejando claro **mi Agradecimiento a la Máxima Casa de Estudios UNAM.**

D. ESTA ES MI TESIS.

Después de años de estudio y preparación, un total de 189 materias optativas y obligatorias más tarde, por fin he llegado al final, la espera a terminado mi Título como Ingeniero Petrolero está aquí.



Cuando por primera vez me vi frente a información resguardada celosamente por el mejor país petrolero en el mundo (Noruega) jamás pensé que esta tesis se transformaría en un fenómeno como lo es ahora, nadie podía haberlo intuido ni siquiera yo y lo que la hace aún más valiosa es que nadie se atrevió a dirigirla, en ese momento cualquier director de tesis tenía como máximo tres tesistas con temas someros si bien le iba antes de que desertaran o realizaran un copy-paste de otras tesis y si tenían un poco de ingenio sacaban un tema de cada tesis para armar la suya y solo corregían errores de ortografía, eso si no la dejaban con más errores de ortografía. Muchos estudiantes incluyéndome a mi deseábamos ver a varios de nuestros temas inalcanzables ya sea por la falta de información o porque eran demasiado futuristas en algún lugar que estuviera al alcance de nuestras manos, estos temas que son los sueños favoritos de tecnología submarina para cualquier estudiante están reunidos en una sola Tesis, en MI TESIS, por un tiempo fue un sueño, un ego oculto en alguna materia, una pregunta sin respuesta entre los pasillos de la Facultad de Ingeniería en Ciudad Universitaria ¿Qué sinodal tendría la capacidad de dirigir un tema novedoso de Tesis?, sin embargo, con el surgimiento de asociaciones entre otras universidades y otras empresas radicadas en otros países un camino se empezó a crear para esta MI TESIS.

Es indescriptible la manera en que yo liderado por ingenieros en el extranjero logre una tesis de variados temas interconectados y novedosos, no hay algo similar en la historia de las tesis en México ni siquiera en todo Norte América, y todo se preparó para esto, para el inicio del fin de MI TESIS

Tras diversos temas que escribí y posteriormente la cantidad de hojas ocupadas un nuevo problema se asomó entre las páginas de MI TESIS. La cantidad de información que era necesaria sacar. MI TESIS debería tener un equilibrio y tendría que sacrificar temas valiosos y novedosos. Si hubiera dejado todos los temas el interés por leerla se hubiera agotado a lo largo del número de sus páginas mientras más temas existan todo estará condenado al fracaso por eso es que decidí no incluir varios temas y me lance a la búsqueda de los que consideraba más importantes. Temas que la proveerán de casi omnipotencia que le permitirán eliminar algunos temas de MI TESIS sin que se vea afectada su fuerza para prevalecer sobre otras tesis en cuanto a su contenido y diseño.

La redacción de todos estos temas elegidos para los lectores se une para motivar a renovar un poco más los planes que se tengan para el futuro de la industria petrolera, principalmente en cuanto a tecnología así como también mejorar su impartición de temas en clase y posteriormente mejorar la tecnología submarina lo más pronto posible.

Si se lo preguntan, en MI TESIS no existe un tema o párrafo que este en otra tesis hecha en México, realicé MI TESIS desde la redacción hasta el diseño y maquetación, porque me parece un poco inútil hablar de investigación para la UNAM sin una verdadera investigación, sería simplemente decir "Es una copia de otra tesis que encontré por ahí" sin embargo encuentro útil decir esto para dejar en claro porque es novedosa, épica, futurista y emotiva MI TESIS.

Durante varios temas estaremos analizando la información y concluyendo sobre los aciertos de MI TESIS, temas que parecen inagotables, textos inolvidables y a veces un exceso de humor entre sus páginas.

MI TESIS tiene sus fallas, pero logra por fin llevar un poco más allá todo para empezar una nueva era de conocimiento en la ingeniería petrolera, arranca de lleno con mucha intensidad, al leer sus paginas sabras que todo va más enserio, se genera una tenciòn palpable porque sabes que todo puede cambiar desde el sistema de edueación hasta la industria si es que en verdad se lo proponen.

La información original que me brindaron desde Noruega se presenta en mi vida como contenido implacable desde los primeros momentos en que empecé a leer papers y documentos de los temas correspondientes. MI TESIS no solo cuenta con contenido futurista si no que el Diseño arrasa con los habidos y por haber en cualquier universidad cercana y conocida y por supuesto respetando siempre las normas APPA que son un estándar, hay sabes que va enserio todo con MI TESIS, las emociones de conocimiento no se detienen y siempre encontraras algo impresionante, al pasar sus hojas, ves que cada diseño es hecho como si los hubiera realizado un profesional, aunque yo soy el autor de todo debo admitir que no llevaba meses de trabajo cuando las ideas que tenía no sabía cómo crearlas o reproducirlas en un libro que quedaría para la posteridad, en esos momentos es cuando quedaba al filo del asiento de mi escritorio donde escribía MI TESIS y preguntándome ¿Cómo explico esto? o ¿Cómo doy a entender esta idea al lector?.

Me gustó mucho que en cuanto a diseño y contenido no jugueteara demasiado mi imaginación creando uno y otro diseño, simplemente hacia mi trabajo de proyecto y terminaba, sin duda MI TESIS representa el origen de bastante información ordenada la cual en un principio me dio una meta bien definida, eso lo hizo un proyecto temible pues con esta información en otro idioma y sin un director, nadie lo pensaría dos veces en echarse para atrás antes de continuar, aunque he de decir que conforme avance MI TESIS me decepcione de algunos temas de la información original, aunque al principio parecen difíciles de aprender o confrontar todos terminan sucumbiendo a mi capacidad de asimilarlos y entenderlos sin mucho problema, cuando leía la información sobre algún tema nuevo y como lo hace Noruega, dije "Enserio, hay quedo todo" "Esto no es difícil, que esperamos nosotros". En la vida real si bien a veces somos intimidados por potencias extranjeras analizándolo bien no son los suficientemente fuertes o inteligentes para superarnos.

Una preocupación que tenía es si sería posible tener a varios temas en un mismo libro, ¿Cómo desarrollar una tesis así?, lo que pienso es que como bien dijeron algunos profesores sobre las tesis, se necesita información que sea novedosa y reciente para así iniciar una cruzada de información nueva que despierte el interés de estudiantes y profesores por invertir en la industria petrolera.



Aun así, creo que como también lo han explorado otras tesis el juntar varios temas en una tesis puede causar locura y yo podría haber desertado a terminarla. Uno de los momentos cumbres de MI TESIS es cuando encontré información sobre el error de seguir usando el cemento en la ingeniería, me parecieron los documentos más duros de creer, el cemento se ha venido usando durante años en la industria y ahora los documentos que ocuparía para MI TESIS dicen que es el peor error de la humanidad el seguir usándolo, ese idealismo que tenía sobre el cemento el cual me habían inculcado en la vida diaria y en la facultad se pierde porque en el momento en el que avanzo en la lectura de los documentos muestran sus razones del porque el cemento es un error en la industria, debo admitir que había especulado sobre las posibles fallas del cemento así como sus deficiencias mientras era estudiante de la Facultad de Ingeniería en la UNAM y lo que fue sorprendente es que yo tuviera razón en algunas de mis teorías y seguramente si se aprovecha estos apuntes no será la ultimas vez que se lea sobre el cemento y sus fallas en alguna otra tesis que vendrán más adelante.

En ese tema sobre el cemento el reto que vi hacia mí fue demostrar con lo que nos rodea que es hora de cambiar el cemento, es excelente para la trama de MI TESIS porque demuestra cuanto han dejado de romper las barreras del conocimiento los investigadores actuales, tal vez porque no les importa generar nuevas teorías, tanto que sacrifican el romper sus propias barreras del conocimiento por una posición estable, posiblemente por miedo a perder el apoyo de algún patrocinador o enfrentarse a los monopolios establecidos en el mundo. El hablar sobre las fallas del cemento representa para mí y MI TESIS el primer paso para romper esas barreras y empezar a crear algo más grande.

Cuando termino de redactar todos los capítulos que vendrán y los que no colocare me enfrento al diseño de MI TESIS, con tan solo Word podría haber bastado para entregarla y presentarla, claro que no sería divertido, pero decidí darle el baño de oro a MI TESIS con mis diseños y maquetaciones, de hecho, creo que MI TESIS no tiene ninguna similitud con ninguna otra tesis escrita en México ni en Noruega solo es inspiración mía, así como de mi basta imaginación. Todavía me quedan temas para realizar otra tesis y podría desarrollarla sin problemas y sería igual o más de exitosa que esta por el contenido y el diseño, incluso yo sé que podría mejorar esta, pero en el fondo sé que quiero que se escriban mejores temas aparte de esta y no los mismos, sabemos que aquel que no presenta una tesis aceptable no merece el título de Ingeniería o Licenciatura a menos que se lo regalen.

Después de que concluyo MI TESIS sin dirección de nadie veo que son muchas hojas y que no sería correcto publicarlas en un libro así que decido sacrificar varios temas aunque esta decisión me costó mucho por las horas, los desvelos, los sacrificios que había dedicado a MI TESIS, tajantemente decidí después de leer MI TESIS eliminar algunos temas importantes y novedosos como los errores en el taponamiento o los registros falsos que no ayudan en la localización del hidrocarburo, esto tampoco me gusto porque aunque es doloroso guardar en un baúl tu trabajo de investigación y que nadie lo vea, tenía el consuelo de que me quedaba con investigación valiosa como sobre el error del cemento o una novedosa clasificación para barreras.

Con MI TESIS terminada y presentada, al final traigo una nueva definición de Ingeniería Petrolera no solo a la UNAM sino también a las demás Universidades que imparten la carrera pero al hacerlo me parece termino opacando las demás tesis que se presentaron y se presentaran y talvez muchas las dejen de leer o también puede suceder todo lo contrario, talvez aún no se tenga la capacidad o el arrojo de entender nuevos temas que podrías beneficiar la Industria Petrolera, cualquiera de las dos opciones están abiertas. Mientras yo seguiré rompiendo mis fronteras desde algún rincón de este planeta.

Cuando me acerco poco a poco al final de MI TESIS, no hay duda de que me quede con la boca abierta por el alcance de los temas y el impacto que pueden generar, aunque la verdad a mí no me parece sorprendente lo intuí un poco y creo que desde que inicie la lectura de toda la información así como de los documentos pensé "Si se aplicara toda esta información en la industria petrolera en unos años seriamos potencia" y si, Noruega es un ejemplo de ello, no tiene la mitad de edad en la industria del petróleo que nosotros y ya es potencia en esta área, pero tendremos que esperar que la industria petrolera que conocemos evolucione un poco más.

Sé que MI TESIS será única entre todas las demás, MI TESIS está llena de párrafos que me emocionaron, con la cantidad de diseños seria imposible no sorprenderse o no emocionarse al recorrer sus páginas.

La tensión en MI TESIS creció y se enfocó en tener más temas de novedad, que debo admitir fueron demasiados, como cuando hablo sobre los distintos tipos de robots submarinos que vienen a sustituir a los buzos submarinos, uf..... al leer la información sobre nuevos robots que sustituirán a buzos para soportar mayores profundidades y presiones, se me erizo la piel.

Cuando hablo sobre la clasificación de barreras para pozos petroleros no hay manera de no aplaudir, esta es MI TESIS y con el paso del tiempo bien o mal los lectores hablaran de ella, yo la aprecie durante todas las horas y desvelos que le he dedicado para redactarla y a estudiar cada uno de esos temas que llegan a una culminación de mi etapa como estudiante en la máxima casa de estudios. MI TESIS me recordó lo que fue vivir mi etapa en la UNAM, una etapa llena de sentimientos que me hicieron madurar y que ahora son recuerdos entrañables, pero más que nada MI TESIS es un libro terminado que esperaba en esas noches de desvelo y estrés donde quería saber cómo terminarla o como sería su final.

MI TESIS fue muy emotiva porque en cada momento en que me desesperaba en la redacción, cada que caía rendido de cansancio después de trabajar en ella, sabía que estaba cerca del fin de una etapa importante en mi vida, no hay manera de que no me conmueva recordando la dificultad de las traducciones, no hay manera de que no me emocione al recordar cuando un diseño quedaba

mejor de lo que esperaba, no hay manera de no estar conmovido por conocer un nuevo país y su forma de trabajo como lo es Noruega y su amor hacia la gente, no hay manera de no aplaudir cuando termine el tema de agradecimientos que fue dejar parte de mis sentimientos que florecieron en mi Alma Mater, no hay manera de este ciclo de mi vida no me sacara una lagrima de emoción por ver este sueño que cualquier estudiante de la máxima casa de estudios esperaba impacientemente mientras caminaba por Ciudad Universitaria.

Como tesista y escritor lleve un paso más allá MI TESIS, así tenía que ser, genial, espectacular, sobresaliente de las demás, original y dominante, única e insólita, grandilocuente y destacada, perfecta para la posteridad, este libro tenía que terminar de la mejor manera, en mi paso por la UNAM, traje un adolecente con un puño y dos montones de sueños y he creado con el a un Ingeniero Petrolero listo para conquistar el mundo y comérselo a pedazos, con todas las armas, listo para salir a trabajar con los mejores, porque soy de los mejores, pero esto no ha sido todo lo que he aprendido ni aprenderé, aún queda mucho que conocer ya sea en un aula o en cualquier otro lugar donde llegue mientras aun me quede una gota de ambición por conocer más, nadie lograra convencerme de que solo estoy perdiendo el tiempo sin hacer nada.

Hace 10 años yo vivía un momento distinto, ser estudiante con muchas dudas y curiosidades que experimentaba en la UNAM no era particularmente lo mas cool poco eran los lugares donde podrías moldear tu forma de pensar y tu carácter con la gente que te rodeaba, hoy con MI TESIS estoy rompiendo paradigmas y estoy seguro que ahora yo moldeare el carácter y la visión de muchos estudiantes, hay mucho tiempo para seguir investigando y perfeccionando mis conocimientos, pero hoy por hoy Mi Libro, sus temas, sus diseños junto con todo su contenido, MI TESIS más que una tesis es un cumulo de información, un reto a las nuevas generaciones para renovar la industria petrolera de tal manera que jamás en la historia ha existido un experimento así, con meses de trabajo, con gigas de información, con imaginación atrapada entre sus páginas, con sueños que no tocaron fronteras. Esta es MI TESIS y con ella termine el cierre de una era que yo recordare por siempre.

Mi nombre es Gerardo Serrano Rodríguez, no..... ahora tengo un título y soy Ingeniero Petrolero Gerardo Serrano Rodríguez y si decides seguirme nos veremos entre las páginas de MI TESIS.



CAPÍTULO 1: "MARCO TEÓRICO"

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El potencial de la exploración y producción en aguas profundas es considerable en muchas locaciones costa fuera por todo el mundo.

En general, la perforación en aguas profundas tiene un mayor grado de dificultad que la perforación convencional, y presenta muchos retos operacionales. Los recientes avances tecnológicos han motivado la expansión actual de la perforación y producción en aguas profundas, y la tendencia alrededor del mundo sigue siendo hacia aguas más profundas.



1.1.1. DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA.

Presentare en esta breve introducción a la organización del sector petrolero principalmente de Noruega y tipo de formación que usan para el desarrollo de su industria.
El petróleo y el gas fue lo que garantizo y garantiza el futuro en Noruega y el país se enriqueció gracias a sus enormes reservas.

En **Mi Tesis** se plasmará lo que se está haciendo en Noruega y como está trabajando su industria del petróleo, así como la tecnología, procesos, conexiones, administración, etc.

1.1.2. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.

La industria petrolera es un caso de éxito en un tiempo relativamente corto, **su aventura en el petróleo inicia apenas en 1969** cuando fue descubierto el primer yacimiento de petróleo.

A fines de los años 60 Noruega encontró petróleo bajo el mar, fundo la compañía del estado **Statoil que es el equivalente Pemex,** tiene presencia en más de 30 países y es el operador más grande de plataformas petroleras en altamar. El gran acierto de Statoil fue trabajar con empresas privadas en el campo de hidrocarburos desde su fundación en los años 60, esto lo hacían porque querían trabajar con los mejores del mundo e imitarlos y aprender de ellos, así es como se hicieron de socios y negocios que ayudaron al país. El trabajar con los mejores del mundo obligo al estado a hacer políticas sólidas para evitar que el estado perdiera la soberanía sobre su recurso.

Noruega permite a las compañías extranjeras ganar dinero, pero con beneficios razonables, Noruega mediante su régimen fiscal puede imponer hasta el 68% de impuestos eso ayuda a que los recursos de Noruega sigan siendo propiedad de todos.

Gracias a su empeño Noruega llego a producir un máximo de 3.5 de barriles diarios generando exorbitantes ganancias económicas de ahí se creó un fondo que ayudara a garantizar el futuro de las nuevas generaciones, hasta el momento **en el fondo hay más de 800,000 millones de dólares** que es un buen colchón de seguridad. Actualmente Noruega posee el destino de Statoil y controla el 67% de las acciones a través del **Ministerio de Petróleo y Energía.**

La característica básica de los procesos en la industria petrolera es el uso de sustancias inflamables en flujos a alta presión y la regulación de equipos para su manejo. A pesar de los requerimientos estrictos y obligatorios para construir equipos de proceso que serán utilizado en estas industrias, el riesgo alto de accidentes que implican explosiones e incendios sigue siendo objeto de revisión, por el riesgo potencial para las personas, pérdidas materiales y daños al medio ambiente que puedan ocurrir.

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

1.1.2.1. Justificación.

Me parece adecuado hablar sobe la **Industria del Petróleo de Noruega** porque podríamos aprender mucho, este año 2018 el programa de las naciones unidas para el desarrollo califico a Noruega como el país más seguro y con el desarrollo humano más alto en el mundo. El portafolio de inversiones de ese país nórdico representa solo el 1% del total de total del valor de las acciones que existen en todos los mercados de valores del planeta. **La gran responsable de este desarrollo económico se llama Statoil que es la empresa petrolera del estado,** este desarrollo económico **se debe principalmente a su disciplina.**

Noruega es un país que se ha mantenido entre los mejores del mundo no solo en el sector petrolero sin no también en cada punto neurálgico de su sistema productivo, esto se explica por su inversión en capital humano, **los jóvenes Noruegos tienen asegurada una educación universitaria gratuita** con los más altos estándares de calidad **dejando atrás un complejo de inferioridad por ser un país pequeño o por tener un clima frio.**

Con más de 40 años de trabajo Noruega se ha convertido en un exportador de petróleo y además su visión competitiva y la disciplina que tienen los llevo a desarrollar otras industrias valiéndose de su basta riqueza natural por lo que actualmente es son el segundo exportador de gas en Europa y el tercero a nivel mundial. **De nada serviría tener recursos y disciplina si faltara el factor de la transparencia** y esto significa que hay que asegurarse que los recursos e ingresos beneficien a todos los Noruegos y no solo a unos pocos.

1.1.2.2. Acotación.

PERÍODO DE ESTUDIO. Este ha abarcado aproximadamente cerca de un año, entre la búsqueda y ubicación del material, la adquisición de libros, asistencia a cursos y con la estructuración del material, se procura que se integre información lo más actual posible. El resultado que surja de esta investigación, no pretende ser un producto terminado (o una guía sobre cómo trabajar una industria con determinadas características), sino una serie de herramientas de consulta. En forma de documento guía-- que permitan a los estudiantes de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y de otras Universidades tanto informarse como llevar a cabo sus propios diseños en cuanto a esta situación.

1.1.2.3. Contexto.

En sus inicios **Noruega era un país pobre a tal grado que mucha de su población estaba en el límite de lo que era sobrevivir** y a eso se le sumaba un **clima muy poco favorable** bajo ese contexto **los Noruegos aprendieron a ser organizados y disciplinados.**

Cuando se llegó a cierto nivel de vida se estableció un fondo soberano de inversiones que inicio en los años 90 y ahora es de más de **$826,000 millones de dólares que es $125 mil dólares por cada Noruego.**

1.2. PROPUESTA(S).

Como hemos citado en la parte de **ACOTACIÓN,** el producto que se origine de **Mi Tesis** no pretende ser el único punto de vista, sino una herramienta de consulta ---en presentación de guía-- que posibiliten a los interesados en realizar sus propios trabajos para la ingeniería petrolera u otra área. Ante esto, la propuesta es proveer herramientas, ideas y conocimiento práctico que ayuden a los estudiantes, a tomar decisiones informadas (o sustentadas) para el desarrollo de un proyecto de estudio futuro; para crear conciencia social y futura sobre la utilidad de lo que estudiarían.

1.3. OBJETIVO GENERAL.

Establecer un sistema de información que pueda ser de utilidad para el lector y entienda el ciclo de vida de un proyecto de un campo petrolero con pozos submarinos y sus principios de administración en Noruega. Distinguir entre las diversas áreas de la industria que participan en el ciclo de vida del campo, entender sus funciones y, como éstas interactúan.

Describir como es la industria petrolera en Noruega ya que en México está entrando a la apertura de la industria energética, mi objetivo en esta Tesis es explicar cómo se comporta la compañía y el gobierno.

1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1.4.1. CAPÍTULO 1: MARCO TEORICO.

Es un preámbulo a cada tema de Mi Tesis así como también un prólogo a Noruega.



1.4.2. CAPÍTULO 2: LA EXPLORACIÓN PETROLERA.

Cadena de Valor de Exploración y Producción: Trabajos previos y rondas de concesión de licencias exploratorias para campos offshore.

Probabilidad de Éxito de Nuevos Descubrimientos y Clasificación de Reservas: Período de adjudicación de licencias exploratorias.

Geología Económica Aplicada al Diseño de Instalaciones Petroleras: Descubrimiento y etapa de planeación para el desarrollo del campo offshore.

1.4.2.1. Objetivos Específicos del Capítulo 2: La Exploración Petrolera.

*Descripción general de la cadena de valor de exploración y producción con el objetivo de comprender que el diseño de explotación está íntimamente ligado a las condiciones geológicas del yacimiento petrolero.

Cadena de Valor de Exploración y Producción.
Objetivo: Describir las generalidades de la exploración petrolera y su papel dentro de las rondas de concesión de licencias exploratorias en campos offshore submarinos. A través de diversos instrumentos y técnicas de exploración y desarrollo, se busca la optimización de la extracción comercial de hidrocarburos.

- Estudios geológicos regionales, sistemas petroleros y plays.
- Análisis de oportunidades exploratorias y prospectos.
- Geología de explotación.

1.4.3. CAPÍTULO 3: SISTEMAS DE CONEXIÓN SUBMARINA.

1. Introducción a los sistemas de conexión submarinos.
2. ROVs y herramientas de intervención.
3. Taller de diseño.
4. Cadena de diseño.

1.4.3.1. Objetivos Específicos del Capítulo 3: Sistemas de Conexión Submarina.

- Aprender acerca de los sistemas de conexión, ROV y herramientas de intervención existentes.
- Entender los procesos de la cadena de diseño, considerando los estándares de calidad en el Mar del Norte.

Sistemas de Conexión Submarinos.
Objetivo: Presentar el propósito, principio de sellamiento y los diferentes tipos de sistemas de conexión submarina existentes.

- Conexión entre estructuras submarinas, líneas de producción y umbilicales.
- Método de sellamiento.
- Tipos de sistemas de conexión submarina.

ROVs y Herramientas de Intervención.
Objetivo: Presentar ejemplos de vehículos de operación remota (ROVs), el principio de su operación, así como ejemplos de herramientas de intervención operadas por ROVs.

- Vehículos de operación remota (ROVs).
  - Tipos de ROVs.
  - Principio de operación (Topside).
  - Estándar de interface.
- Conexión submarina con ROV.
- Ejemplos de herramientas de intervención.
  - Herramientas para sistemas de conexión:
    - ✓ Stroke Tool.
    - ✓ Herramientas de instalación y mantenimiento de sello.
    - ✓ Herramienta para desconectar en caso de emergencia.
  - Ejemplos de herramientas diversas (Non-Standard).

Taller de Diseño.
Objetivo: Presentar un problema que requiera el diseño de una herramienta submarina, proponer diferentes soluciones, elegir la más óptima y sentar las bases para el comienzo de la etapa de diseño de detalle.

- Presentación de problema real.
- Organización de grupos de diseño.
- Desarrollo de conceptos por grupo.
- Presentación de conceptos de diseño.
- Elección de concepto a desarrollar.

Cadena de Diseño.
Objetivo: Presentar el ciclo de diseño: detección de problema, selección de concepto, diseño de detalle, fabricación, pruebas de calificación, documentación y entrega a cliente.

- Análisis del ciclo de diseño (Problema, Concepto, Fabricación, Pruebas y Entrega) de la herramienta seleccionada en el módulo anterior.
- Diseño de detalle.
- Fabricación y estándares de calidad.
- Pruebas de calificación.
- Documentación y Terminación Mecánica.
- Entrega a cliente.



1.4.4. CAPÍTULO 4: PERFORACIÓN Y POZOS.

1. La plataforma continental de Noruega. Todos los pozos y todos los campos submarinos.
2. Perforación de pozos submarinos.
3. Terminación de pozos submarinos.
4. Ciclo de vida de los pozos submarinos: Administración de la integridad de pozos desde la perforación de un pozo submarino hasta la clausura de las instalaciones.

1.4.4.1. Objetivos Específicos de l Capítul o 4: Perforación y Pozos.

- Entender el ciclo de vida de un pozo submarino y pueda administrar la vida e integridad de un pozo submarino.

Perforación de Pozos Submarinos.
Objetivo: Repasar el programa de perforación de un pozo submarino y los equipos de perforación que se utilizan.

- Elaboración del plan de perforación de un pozo submarino.
- Los equipos de perforación que se utilizan para perforar un pozo submarino.

Terminación de Pozos Submarinos.
Objetivo: Dar las herramientas para elaborar un programa de terminación de un pozo submarino de baja complejidad.
Diseño de terminaciones para pozos submarinas:

- Terminaciones inferiores, medias, superiores y superficiales.
- Terminaciones sencillas.
- Terminaciones en pozos re-perforados.
- Terminaciones en pozos multilaterales.

Elaboración de un plan de terminación de un pozo submarino.

- El rol del Ingeniero de Terminación en la cadena de construcción de pozos.
- El proceso de construcción de un pozo submarino (identificación de la necesidad, selección del concepto, plan detallado, ejecución, seguimiento).
- Análisis de riesgo en la construcción del pozo.

Administración de la Integridad de Pozos.
Objetivo: Dar las herramientas para distinguir entre la criticidad de los pozos submarinos en cuánto al estado de los elementos de las barreras de los pozos durante el ciclo de vida del pozo. Así como también, el principio de la filosofía de la barrera doble y del riesgo que representan el fallo de las barreras para un incidente de integridad.

- El ciclo de vida de los pozos submarinos.
- Analizando la integridad de los pozos submarinos. La filosofía de la barrera doble.
- Sistemas de medición y de análisis para determinar el estado de la integridad de los pozos submarinos.
- Taponamiento y abandonamiento de pozos submarinos.
- Análisis y cuantificación de riesgos en la integridad de pozos.
- Diseño y aplicación de leyes y regulaciones para la administración de la integridad de pozos en actividades de perforación, terminación y reparación de pozos.

1.4.5. CAPÍTULO 5: SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA.

1. Bases de diseño.
2. Etapas de desarrollo del campo submarino (Feasibility, Screening, Concept selection, FEED, Execution).
3. Sistemas de recuperación secundaria y mejorada submarinos.

1.4.5.1. Objetivos Específicos del Capítulo 5: Sistemas de Producción Submarina.

- Distinguir entre los distintos equipos submarinos que se utilizan en el desarrollo de un campo petrolero submarino incluyendo funcionamiento y bases de diseño.
-

Bases de Diseño:
Objetivo: Repasar el diseño y funciones de los distintos equipos submarinos que se instalan y se utilizan durante el ciclo de vida de un campo petrolero submarino.
- Sistemas de producción submarinos.

Etapas de Desarrollo de un Campo Submarino.
Objetivo: Ser capaz de elaborar un programa de desarrollo de campo petrolero submarino de baja complejidad, distinguiendo entre las etapas del desarrollo del campo y de las tareas que se ejecutan por etapa.
- Factibilidad del proyecto.
- Elaboración de conceptos.
- Selección del concepto.
- FEED.
- Ejecución.

Sistemas de Recuperación Mejorada y Secundaria Submarinos.
Objetivo: Aprender los distintos equipos submarinos actuales que se utilizan para mejorar la producción en campos submarinos.
- Diseño y funcionamiento de sistemas de intervención submarinos.
- Separación submarina de fases.
- Compresión submarina.

1.4.6. CAPÍTULO 6: GESTIÓN DE PROYECTOS DE ALTA COMPLEJIDAD.

1. Introducción a la administración de proyectos.
2. Ciclo de vida del proyecto y estructura organizacional.
3. Procesos de la administración de proyectos (5 Fases: Iniciación, Planeación, Ejecución, Monitoreo y control y cierre).
4. Área del conocimiento de la administración de proyectos (Integración, margen de aplicación, tiempo, costo, calidad, recursos humanos, comunicaciones, compras y riesgo).

1.4.6.1. Objetivos Específicos del Capítulo 4: Gestión de Proyectos de Alta Complejidad.

- Comprender y entender las generalidades de la gestión de proyectos a lo largo de la cadena de valor en la industria del petróleo. De la misma manera, porque los proyectos son el modelo de gestión en dicha industria.

Introducción a la Administración de Proyectos.
Objetivo: Describir los conceptos básicos de la gestión de proyectos en cualquier industria desarrollados por diferentes instituciones tales como PMI y Prince 2.
- ¿Qué es un proyecto?
- Beneficios de entregas vía proyectos.
- Conceptos básicos.

Ciclo de Vida del Proyecto y Estructura Organizacional
Objetivo: Correlacionar el ciclo de vida de un yacimiento contra módulos, fases y etapas de un proyecto.
- Establecer marco de referencia desde:
  - FEED.
  - Licitación.
  - Ejecución.
  - Mantenimiento y servicios.

Procesos de la Administración de Proyectos.
Objetivo: Comprender las distintas etapas dentro de la vida de un proyecto en la etapa de desarrollo de un yacimiento.
- Iniciación.
- Planeación.
- Ejecución.
- Monitoreo y control.
- Cierre.

Área del Conocimiento de la Administración de Proyectos.

Objetivo: Comprender las distintas áreas de conocimiento dentro del marco teórico para la gestión de proyecto y sus 12 áreas de aplicación en desarrollo de yacimientos que establece la norma.

- Integración (Project Management).
- Contratos (Scope & Change Management).
- Planeación (Time Management).
- Finanzas (Cost Management).
- Calidad (Quality Management).
- Recursos Humanos (Stakeholder Management).
- Comunicaciones (Communication & IT Management).
- Abastecimiento (Procurement Management).
- Riesgo (Risk Management).
- Seguridad y medio ambiente (HSE Management).
- Ingeniería (Engineering Management).
- Ensamble (Completion Management).

1.5. DIRIGIDO A:

La Tesis va dirigida a alumnos de licenciatura e ingeniería y alumnos posgrado de ingeniería, principalmente Ing. Petrolera e Ing. Mecánica, así como a personal académico, investigadores y trabajadores interesado en el contenido de esta Tesis.



1.6. HIPÓTESIS DEL TRABAJO.

No se pretende dar una recomendación para trabajar la industria del petróleo en otra parte del mundo, pero si dejar una experiencia sobre cómo se ha hecho en Noruega.

Es increible lo que ha dispuesto Noruega, pues a fines de los 60 se encontró que tenía grandes yacimientos de petróleo y se dedicó a administrar muy bien su riqueza. Desde el 2001 el parlamento de Noruega decidió privatizar un tercio de la compañía y se designo a Statoil para trabajar el petróleo y Gasco para manejar el gas y el resto quedo a manos del gobierno.

En el índice de corrupción y transparencia anual Noruega ocupo el lugar número Siete mientras que **México ocupo el lugar 107**, el líder principal sindical de Noruega ni siquiera tiene un automóvil propio.

1.7. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.

A continuación, presento un diagrama de flujo de cómo va la cadena de valor de la industria petrolera desde el momento en el que se extrae hasta que se vende.

Esta cadena de valor de la ingeniería petrolera empieza con la **Adquisición y Exploración** del campo donde usamos tecnología para encontrar los nuevos recursos del petróleo para después pasar a la **Producción** en la que usaremos métodos naturales y artificiales para traer todo el aceite posible a la superficie, pasamos a la parte de **Transporte** y moveremos el petróleo a las refinerías y a los consumidores con camiones cisterna, camionetas y tanques, después la



Refinación en la que convertiremos el petróleo crudo en productos acabados y en la etapa de venta distribuiremos y pondremos a la venta todos los productos refinados. Todo este camino se divide en dos secciones, la primera es **Upstream** que es la parte donde vamos a sacar el hidrocarburo y la parte final cuando ya tienes el hidrocarburo que es **Downstream. (Imagen 1.1.).**



Imagen 1.1. Cadena de Valor de la Ingeniería Petrolera. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Explicando un poco como está la producción mundial de petróleo y gas tenemos a continuación una gráfica del 2014 donde el último dato fue dado en el 2012, se observa que la producción mundial de gas siempre está en incremento y en el 2010 la curva del aceite va en decremento y es porque como todos sabemos que el hidrocarburo es la principal fuente de energía, entonces todos los países contribuyen a que aumente el precio además que la variación del precio del petróleo en el tiempo es determinado por las estrategias de exploración en la industria petrolera.

Se ve un pico entre los años 2006 y 2007 donde el precio del petróleo se fue más allá de 3,100 dólares hasta que hubo una recesión cerca del 2009 y volvió a subir el precio del petróleo por cuestiones políticas. **(Imagen 1.2.).**



Imagen 1.2. Producción Mundial de Gas y Aceite. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

La siguiente grafica representa hasta el 2010, 2012 y 2013 el precio del petróleo crudo, ajustado por inflación, de 1990 a 2010. El gran pico se produjo al comienzo de la gran recesión.

Esta recesión o crisis económica del 2008 al 2010 fue la peor de los últimos 70 años en México según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), esta crisis también va unida a la crisis de varios países del mundo entre ellos Estados Unidos y como México tiene una dependencia económica con su vecino del norte contribuyo al aumento de la crisis otro cuadro que se sumó fueron hecho internos, específicamente la epidemia de influenza A(H1N1) que afectó al país desde abril de 2009.

La gráfica también nos muestra que el petróleo es actualmente la principal fuente de energía en todo el mundo. Recientemente, el precio ha estado fluctuando dramáticamente. (Imagen 1.3.).



Imagen 1.3. Precio del Petróleo Crudo, Ajustado por Inflación, de 1990 a 2010. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

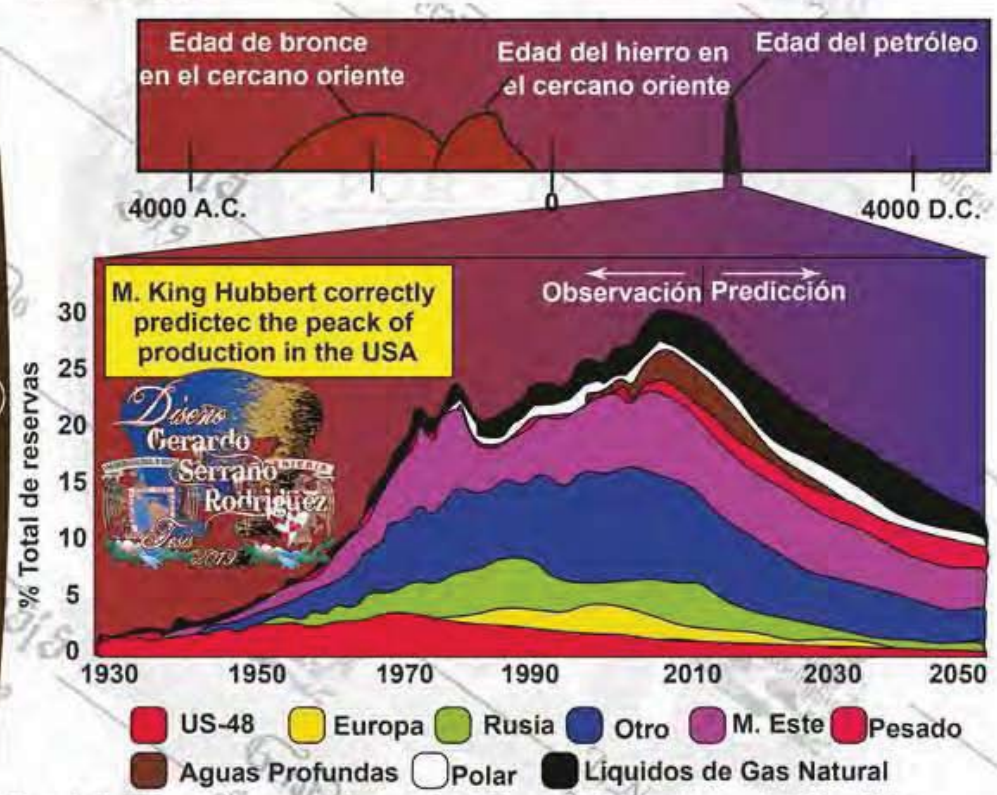


También vemos en la imagen que sigue Las reservas de petróleo estimadas en todo el mundo o la cantidad de aceite remanente en todo el mundo, es llamativo ver como en Asia y Australia se ha producido ya más de la mitad del aceite que se ha descubierto, mientras que en el continente americano más de la mitad de las reservas de hidrocarburos en el continente son estimadas. (Imagen 1.4.).



Imagen 1.4. Reservas de Petróleo Estimadas en todo el Mundo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

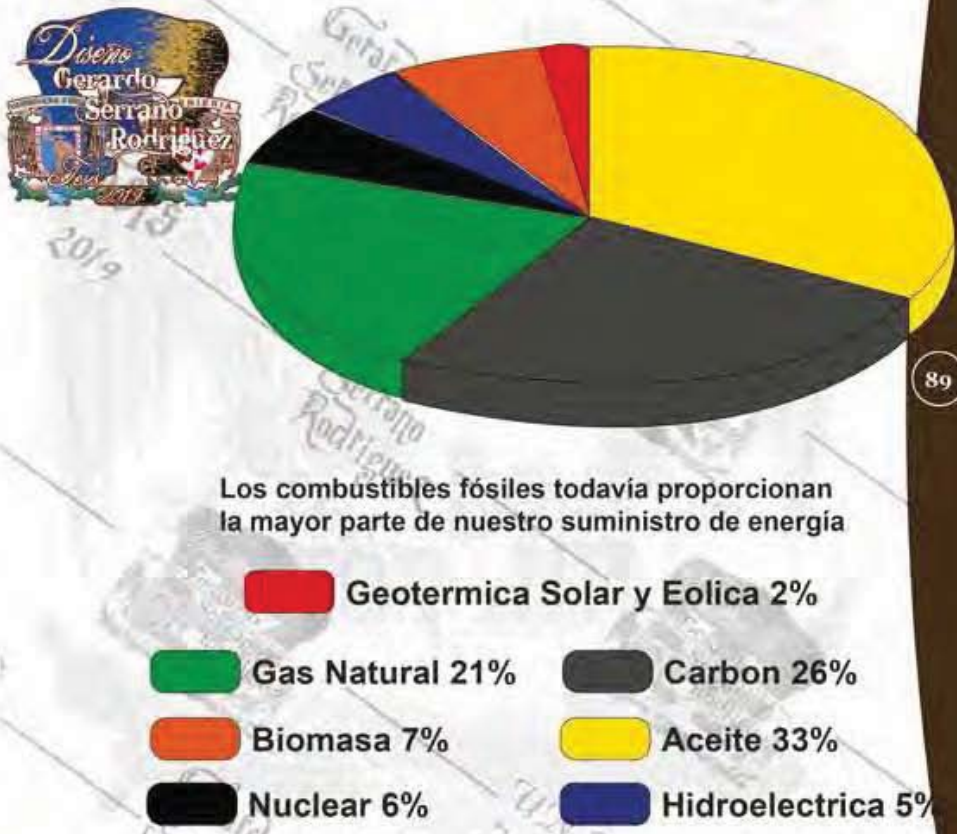
La gráfica siguiente representa la utilización de recursos a través de la historia de la humanidad y el primero que logramos ver es la edad de bronce en donde fue el bronce el que se usó por casi 2000 años hasta que surgió el hierro el cual se usó cerca de 1000 años también está la edad del petróleo la cual tiene entre 100 y 150 años la cual inicia desde los años 20 cuando iniciaron las guerras en Europa, a partir del años 1900, 2000 el petróleo ha sido muy importante para el movimiento como forma de energía y transporte en el mundo. **(Imagen 1.5.).**



La edad del petróleo tendrá una duración relativamente corta. El gráfico representa los cambios en la producción de petróleo en el tiempo. El punto más alto se llama "el pico de Hubbert"

Imagen 1.5. Utilización de Recursos a Través de la Historia. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

La grafica de pastel se ve que todavía en nuestros días los combustibles fósiles como son el aceite, gas natural y carbón son las principales fuentes de energía del mundo y aunque las energías limpias han tratado se surgir, actualmente muchos consideran que es muy difícil sustituir las energías limpias con las otras conocidas energías, esto se debe a que estas energías son muy cambiantes, por ejemplo: la energía eólica depende del viento, la geotérmica depende del calor y cuando no se produce el viento ni el calor tiene que entrar otro tipo de energía para producir el viento o el calor y o hace un circulo sin fin, por el momento solo se pueden ocupar como apoyo en algunas áreas. **(Imagen 1.6.).**



En el siglo XXI, una variedad de fuentes de energía han entrado en uso globalmente. Los porcentajes son aproximados

Imagen 1.6. Fuentes de Energía en el Siglo XXI. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

1.7.1. PRINCIPALES DESAFÍOS Y TENDENCIAS ACTUALES EN LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS.

Para empezar, la demanda de hidrocarburo en el mundo no se ha caído y sigue creciendo, pero la producción se ha ido declinando, hay economías emergentes en países como China, India que demandan cada vez más.
Esta el factor de las cuestiones ambientalistas que ponen muchos candados y muchas políticas muy exigentes en cuestión de emisión de CO_2.
También se están aplicando tecnologías nuevas y como adaptarlas. La industria petrolera se ha mantenido durante años en un sector privilegiado.
Para los desafíos que surjan dependerán mucho las situaciones en Noruega y México con respecto al petróleo otro factor importante son las culturas de ambos países, los niveles de ética de cada uno de estos, etc. Hablar de petróleo no es algo fácil, al contrario es algo muy complicado en lo que se habla de mucho dinero, es la industria que ha movido al mundo durante varios años.

Los que afectara y modificara los desafíos y tendencias en la industria del petróleo es:

- Operamos en un mundo de oportunidades y diversidad.
- Incremento de la demanda y descalificación de la producción.
- Economías emergentes y estrictas políticas de CO_2.
- Aplicación de nuevas y diferentes tecnologías.
- El petróleo y el gas se encuentran en lugares remotos.
- HSE La calidad exige.
- Necesitamos prosperar en un mundo enfrentado con una complejidad.
  - **Geografía:** regiones, mercados, contenidos locales ...
  - **Geología:** petróleo pesado, ácido, carbonatos ...
  - **Geopolítica:** culturas, política, ética empresarial ... **(Imagen 1.7).**

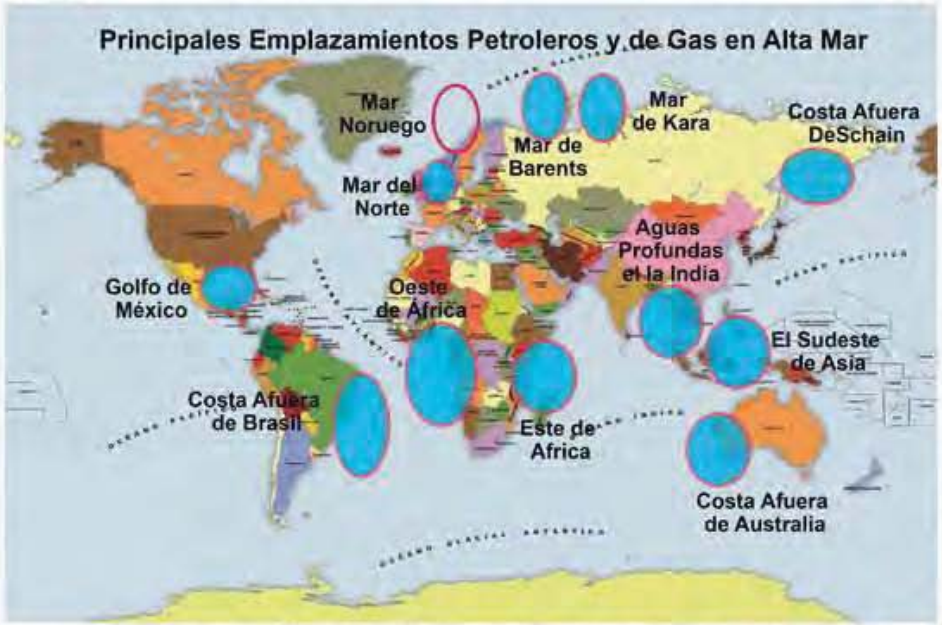
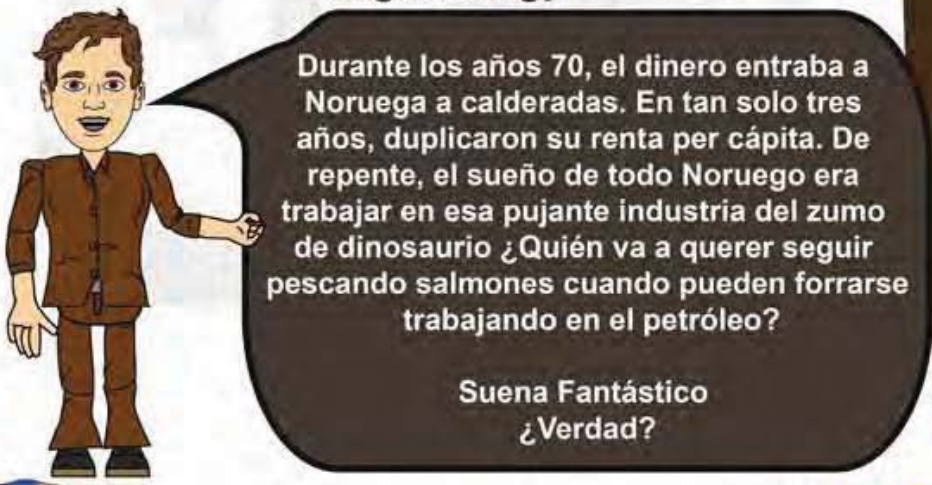


Imagen 1.7. Principales Localizaciones de Petróleo y Gas en el Mundo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)



1.7.2. EL MERCADO ESTÁ CAMBIANDO- ¿CÓMO AFECTA ESTO A LAS TENDENCIAS FUTURAS?.

Para empezar la demanda de hidrocarburo en el mundo no se ha caído y sigue creciendo, pero la producción disminuye, esto nos obliga ir cada vez más lejos, cada vez más profundo, en ambientes cada vez más complicados para extraer. Hay nuevos materiales, nuevas tecnologías y sobre todo nuevos modelos de negocio desde el momento que la gente forma alianzas, grupos de trabajo.

El día de mañana existe la pregunta ¿Qué será?, y es que hay mucha tecnología nueva que avanza muy rápido, no nos queda más que ser más creativos para poder competir con las nuevas industrias que van llegando. **(Imagen 1.8.).**



Imagen 1.8. El día de mañana ¿Qué será?. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

1.7.3. RESERVAS Y PRODUCCIÓN MUNDIALMENTE PROBADAS DE PETRÓLEO Y GAS.

¿Cuáles son las reservas probadas hoy en día? Al ver estas graficas podemos concluir que hay mucho petróleo.

Lo rescatable de las siguientes graficas es que el petróleo está en medio oriente, en la OECD (Canadá, USA y México), África y Europa. **(Imagen 1.9.).**



Imagen 1.9. Reservas Mundiales de Petróleo Probadas y Producción por Región. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

En la siguiente grafica muestra que el gas esta principalmente en estos lugares antes mencionados. La situación no es que falte, la situación es que no se sabe cómo extraerlo debido a las grandes profundidades. **(Imagen 1.10.).**

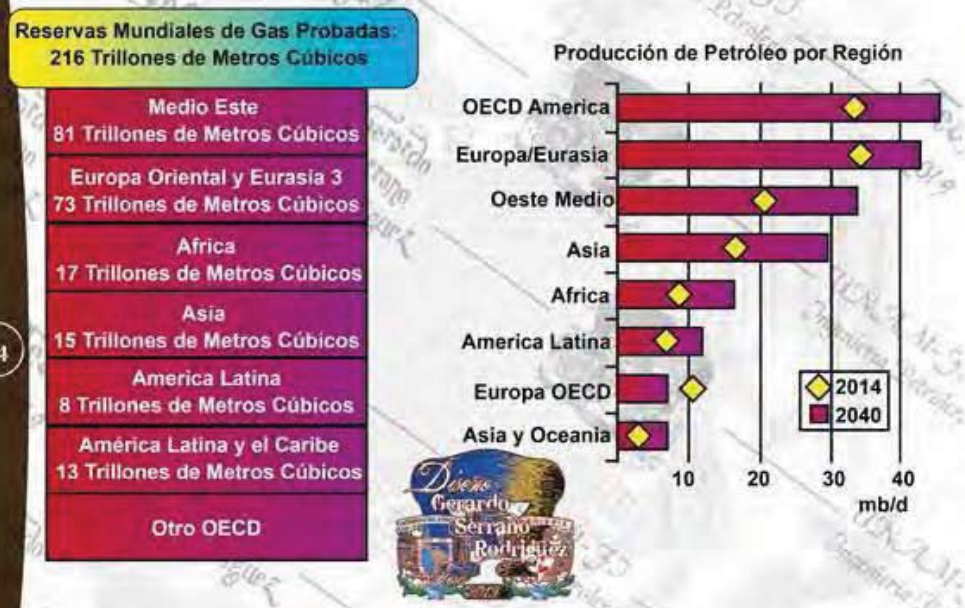


Imagen 1.10. Reservas Mundiales de Gas Probadas y Producción por Región. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

1.7.4. DEMANDA Y PRECIOS MUNDIALES A LARGO PLAZO DEL PETRÓLEO.

En la siguiente gráfica se ven los escenarios actuales de demanda y precio del aceite. Esta gráfica varia con respecto a la actualidad y podemos ver que la demanda de aceite seguirá creciendo a pesar de que en la actualidad la industria está pasando por un bache, pero este bache talvez sirva para mejorar y hacer las cosas de forma diferente. **(Imagen 1.11.) (Imagen 1.12.).**

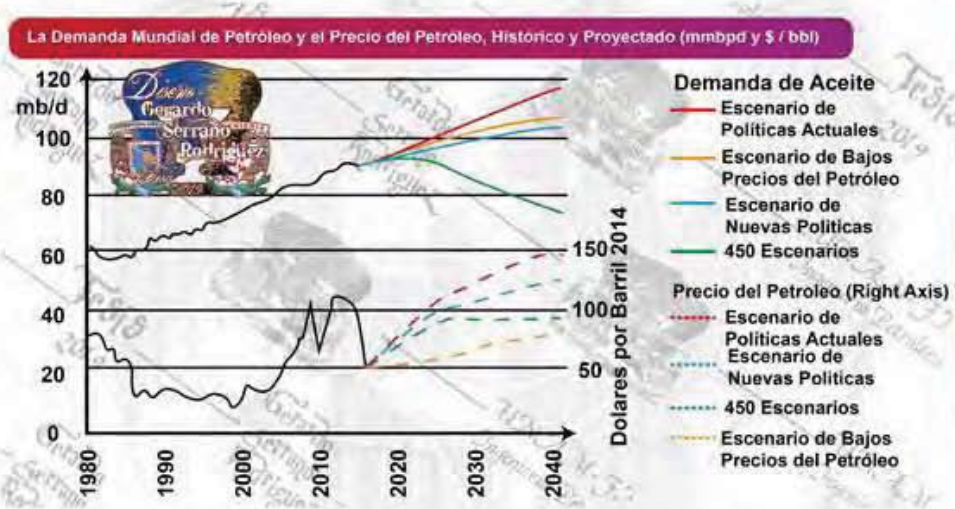


Imagen 1.11. Demanda Mundial de Petróleo y su Precio. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Crecimiento de la Demanda Mundial de Petróleo por Región en el Escenario de Nuevas Políticas de la AIE (mmbpd)

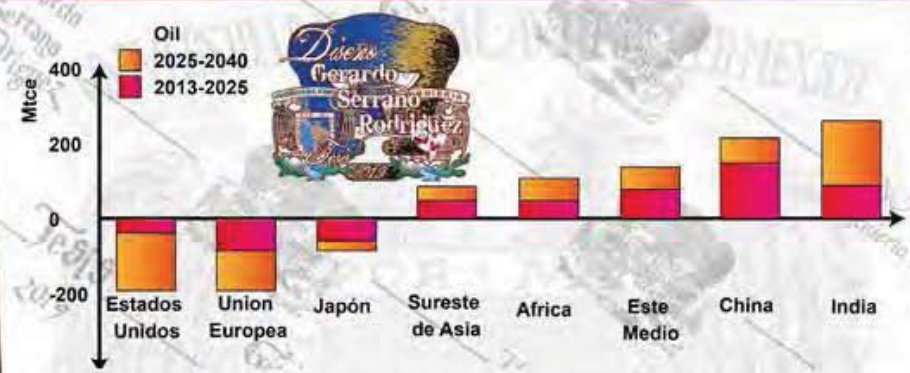
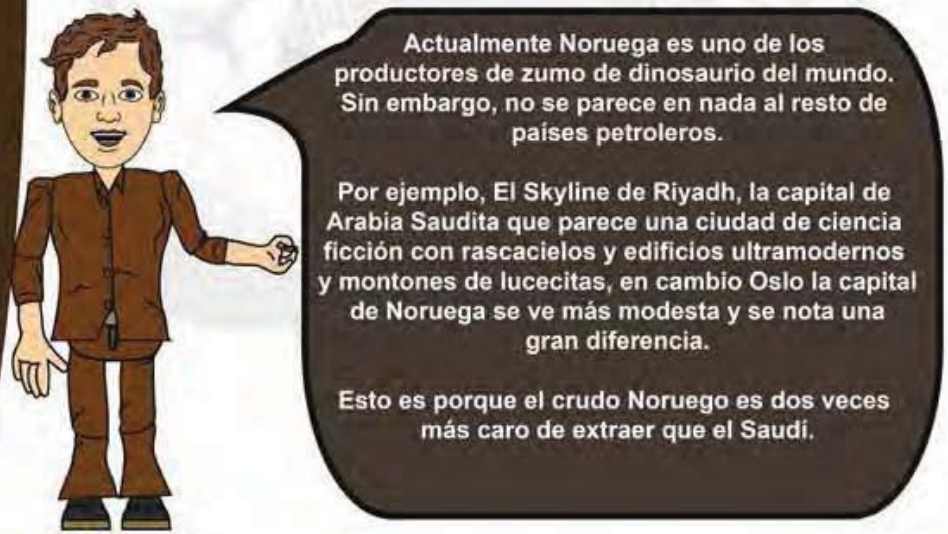


Imagen 1.12. Crecimiento de la Demanda Mundial de Petróleo por Región. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)



1.7.5. PERSPECTIVAS DEL MERCADO OFFSHORE POR PAÍS 2016-2021.

En el mapa a continuación se ven los lugares con reservas, la burbuja de México es bastante grande porque incluye el proyecto Lakach que por el momento está parado.

Pero hay países como Brasil o toda la costa de Nigeria. No es casualidad de que toda la tecnología con todo y compañías venga de Europa, en esta Tesis hablaremos de que es lo que pasa con Noruega.

En Noruega las 4 principales compañías de desarrollo submarino y sus oficinas centrales están entre dos ciudades de Noruega que son Oslo y Constray, Noruega ha sido de los primeros países del mundo en instalar Tecnología Submarina.

El mapa muestra los nuevos prospectos que vendrán desde el 2016 al 2021. (Imagen 1.13.).



Imagen 1.13. Nuevos Prospectos que Vendrán desde el 2016 al 2021. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

1.7.6. PRONÓSTICO DEL MERCADO DE ÁRBOLES AL 2016.

Esta es una gráfica de la empresa Ristars que es una empresa Noruega y es la proyección de Árboles de Navidad, ellos aseguran un crecimiento del 14% que es muy diferente a lo que plantea la empresa Quest en la segunda grafica en la que plantea un crecimiento más continuo. Así es como los analistas ven el mercado de los Árboles de Navidad. (Imagen 1.14.) (Imagen 1.15.).



Imagen 1.14. Arboles por Año. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

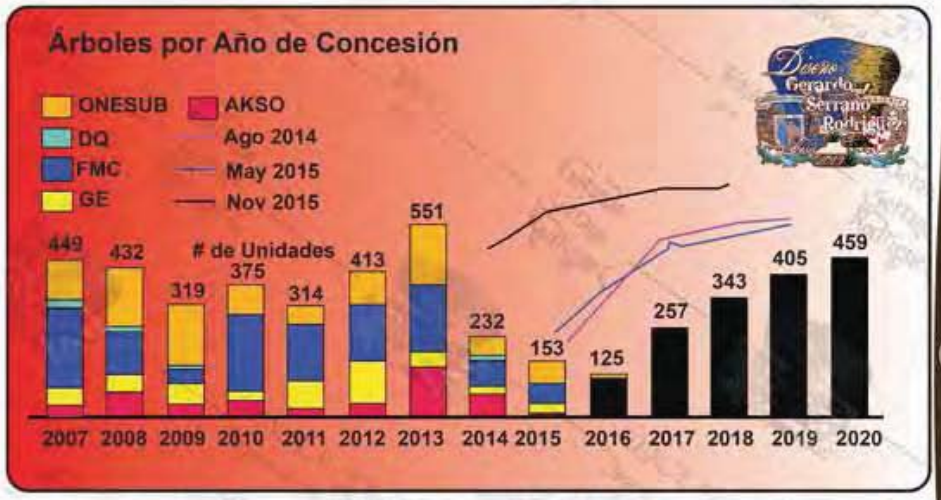


Imagen 1.15. Arboles por Año de Concesión. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

1.7.7. OPERADORAS DE TECNOLOGÍA SUBMARINA 2016-2020.

El mapa muestra los operadores más importantes del mercado petrolero en el mundo en donde Statoil está por encima de todos y compitiendo con BP y Shell, en el norte de USA figura BP, chevorn, Exxon. En el sur tenemos a Petrobras como principal operador, pero solamente está en Brasil. En la costa Oeste de África se encuentra Eni. En Asia no hay muchas operadoras que trabajen tecnología submarina por el momento. El número de al lado es la cantidad de operadoras que hay. **(Imagen 1.16.).**

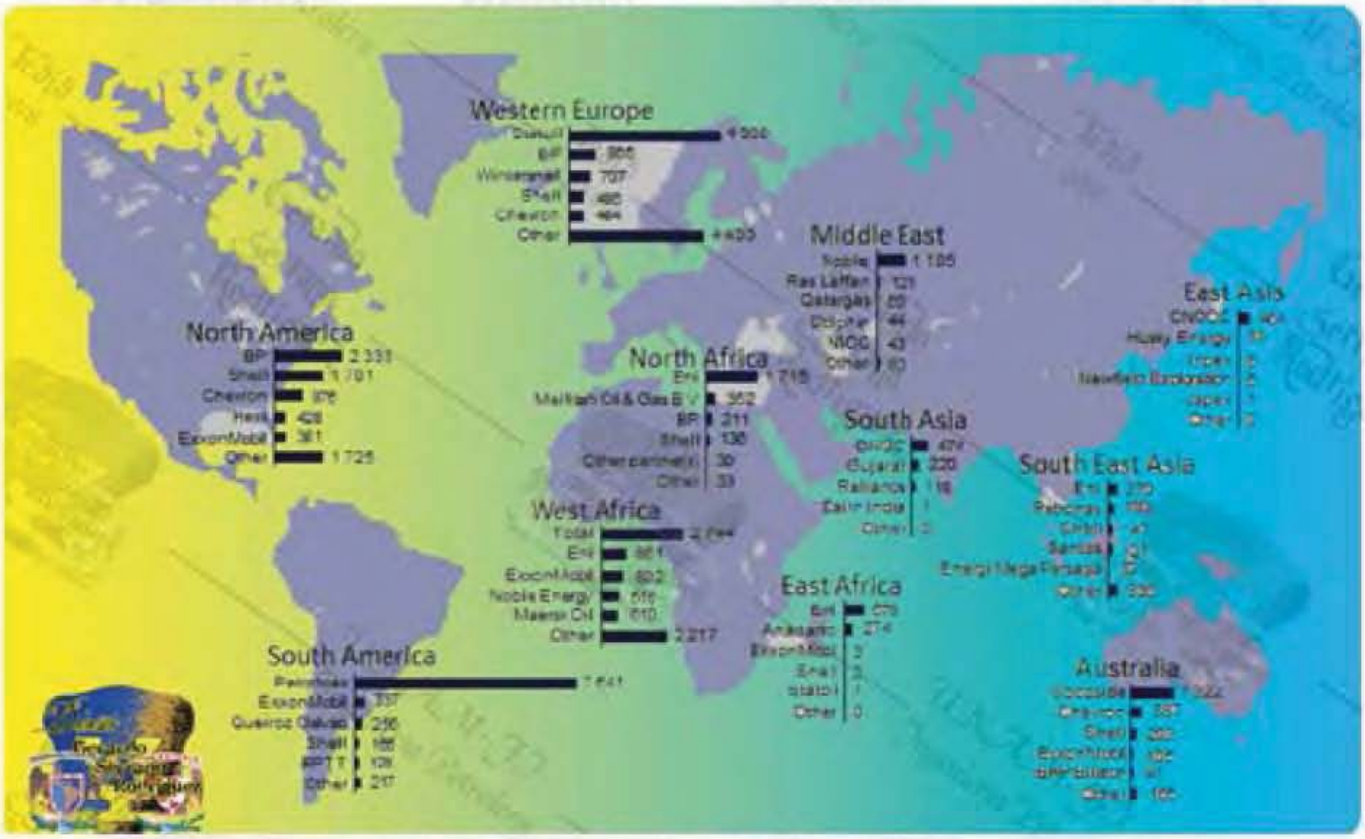


Imagen 1.16. Operadoras de Tecnología Submarina 2016-2020. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

CAPÍTULO 2: "LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN NORUEGA"

2.1. CADENA DE VALOR DEL SECTOR PETROLERO (EMPÍRICA).

El diagrama de flujo de abajo representa lo que es la **Cadena de Valor del Sector Petrolero**, está desglosada y explicada, **El Modelo Empírico** que se muestra se recogió o recopilo del banco mundial des 2009 y básicamente todas las compañías de petróleo aplican con un diagrama de flujo de este tipo.



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

En cuanto a exploración lo principal que nos interesa saber es cuántos recursos tenemos en una cuenca y saber el potencial de cuanto se puede extraer, esto ayudara para que los ingenieros petroleros de las siguientes secciones extraigan los recursos petroleros a menor costo.

Podemos ver la parte de **"Upstream"** la cual es llamada así en toda la industria de petróleo global. El **"Upstream"** comprende todos los servicios de campos petroleros y equipos de las compañías operadoras aparte de este tipos de servicio da otros servicios para complementar los estudios como son la comercialización de datos, la financiación de cada uno de los proyectos, la investigación que sirve para poder adaptar y aplicar a todos estos procesos, los procesos químicos es otro servicio el cual está involucrado en varios procesos del diagrama de flujo, los procesos químicos están involucrados desde que se perforan los pozos hasta que empiezan a producir y a acumular la energía para inyectar al yacimiento. **(Imagen 2.1.).**



Imagen 2.1. Cadena de Valor del Sector Petrolero. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.2. PRODUCCIÓN.

Aquí se llega a la etapa de producción una vez que pasa por la etapa económica o se determina que el prospecto es económicamente viable para desarrollar se hace el diseño de la extracción de hidrocarburos.

Los pozos de producción son perforados y preparados para producir.

Para la recuperación óptima se utiliza sísmica 3D.

Después de producir los hidrocarburos de forma primaria, se debe preparar la estrategia de recuperación mejorada (Enhance Oil Recovery EOR). **(Imagen 2.2.).**

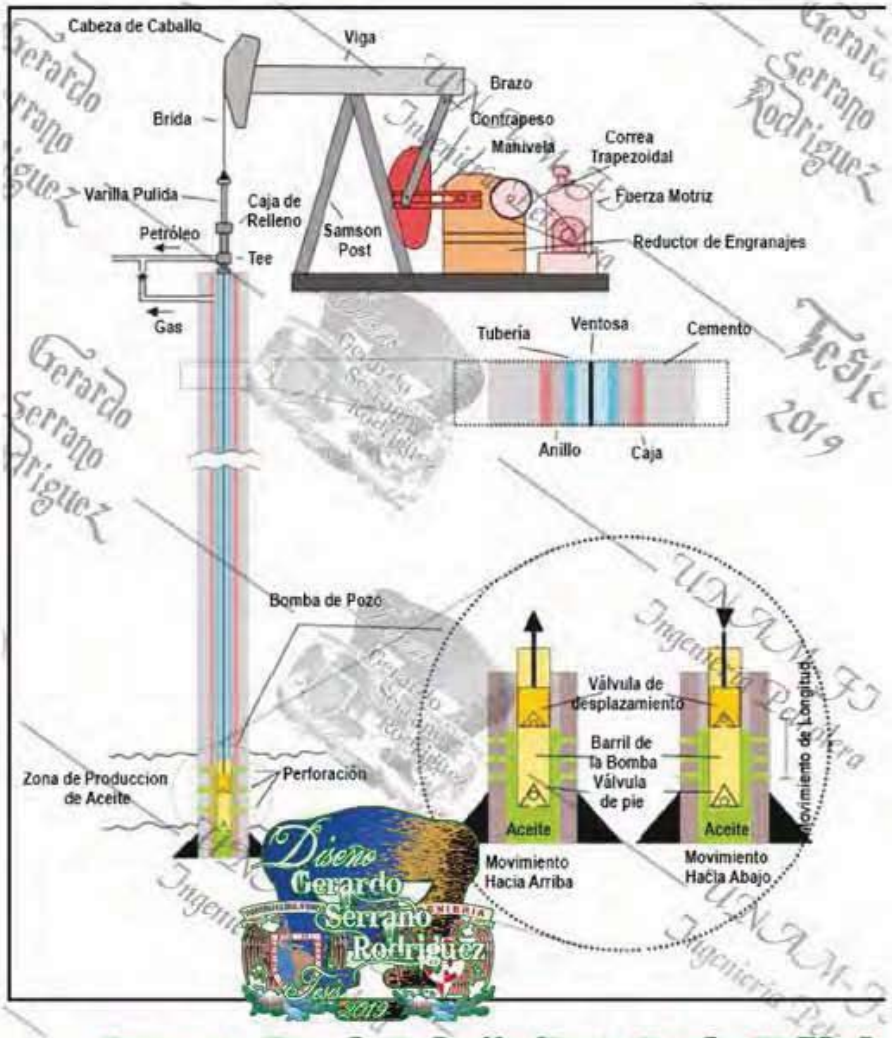


Imagen 2.2. Etapa de Producción. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.3. ORGANIZACIÓN DEL SECTOR PETROLERO EN NORUEGA.

Ahora veremos cómo es la **Organización del Sector Petrolero en Noruega.**

2.3.1. MINISTERIO DEL PETRÓLEO Y ENERGÍA DE NORUEGA.

El ente regulador de todas las actividades petroleras en Noruega se llama **"Ministerio de Energía y Petróleo en Noruega"** y su página de internet es la siguiente **http://www.norskpetroleum.no/** su página está en el idioma noruego e inglés, en esta página de internet se puede encontrar toda la información de yacimientos en Noruega, considero que es algo que debería implementarse en México.



Al entrar a la página se puede encontrar el primer mensaje que dice **"Todo lo que tu Necesites Saber Sobre las Actividades Petroleras en Noruega"** y este mensaje esta en noruego, el noruego es un idioma que proviene directamente del alemán y eso hace que tenga muchas palabras del idioma Germano, pero también usa muchas palabras del inglés. **(Imagen 2.3.).**

Imagen 2.3. Página de Internet del "Ministerio de Energía y Petróleo en Noruega". (Fuente: Tomada de la página del ministerio del petróleo y energía de Noruega 12/09/2018)

El **"Ministerio de Energía y Petróleo en Noruega"** define muchos principios fundamentales de la industria del petróleo en Noruega en donde el principal es su cuidado por el medio ambiente así que crea una relación con ministerios como los de **"Ministerio de Clima y Medio Ambiente"** **"Ministerio de Comercio, Industria y Pesca"** o con actividades elementales como **"Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales"** **"Ministerio de Transporte y Comunicaciones"** **"Ministerio de Finanzas"**.

Noruega tiene una **"Ley de Impuestos"** la que dice que de todo lo que produce la compañía petrolera en la venta de hidrocarburos, el gobierno recibe un 80 % de impuestos y eso va a un **Fondo Petrolero**. **El Fondo Petrolero** es una inversión que a grandes rasgos los Noruegos hacen a nivel internacional y esto ayuda a tener un guardadito de todos los valores y recursos que se han trabajado a través del tiempo, recursos que están pensados para ser usados en la población en momento que haya una necesidad real.

Los impuestos en Noruega dependen del estatus que uno tenga o la sociedad a la que se pertenezca.

En esta página se puede encontrar todo tipo de información, con respecto a la industria petrolera en Noruega, su historia, como funciona, tienen publicaciones, artículos sobre la industria. Noruega abrió completamente al mundo todos sus datos generales, si cualquier compañía, académico o profesor entra a la página le será relativamente fácil obtener toda la información de forma gratuita, la única información que tiene un costo es aquella que tiene entre 5 y 10 años de antigüedad. Esta ventaja ayuda y agiliza mucho la investigación dentro del área de petróleo en Noruega.

Este último punto de poner la información en la página me parece perfecto y creo que es algo que podemos copiar en México, ¿Por qué no tomar toda la información de PEMEX y colocarla en la página? En Pemex hay mucha información clasificada, mucha información sin publicar y es de las cosas que debe cambiar porque esta información servirá a las compañías que quieran entrar a México para que estudien el campo y agreguen mas experiencias e ideas nuevas dentro de la regulación del gobierno.

Parece increíble, pero si quieres ver un pozo en Noruega puedes entrar a la página de Noruega y puedes bajar registros de los campos, sus historiales de producción, etc. Es la mejor forma de divulgar la información.

En Pemex se podría empezar a publicar información del "Pozo Cerro Azul Número Cuatro" ubicado en Cerro Azul Veracruz que en la actualidad el pozo es un monumento como uno de los pozos de mas productividad a nivel mundial, un pozo que fue perforado por la compañía "Huasteca Petroleum Company" un 09 de Abril de 1914 descubierto por el Ingeniero Geólogo Ezequiel Ordoñez, fue tan grandioso su descubrimiento que al momento de brotar arrojo toda la herramienta colocada en el a más de 30 metros de altura y al caer esta misma se clavó en la tierra a 5 metros de profundidad, pero no termina ahí si no que tres kilómetros a la redonda empiezo a empaparse de un color negro y aceitoso, controlar el pozo fue difícil debido a la presión que ejercía sobre el dominio humano, con todo esto se construye una gran válvula y se transporta por las vías que en ese entonces existían que eran la marítima y luego por ferrocarril hasta llegar al pozo, una vez en el pozo los ingenieros y técnico empezaron a tratar de ver de qué manera podían colocar esa válvula porque todo lo que se ponía encima del chorro era aventado por la fuerza de

ese golpe tempestuoso del pozo.

La válvula la acercaron poco a poco al pozo y se vio con alegría que el chorro se divide en dos al momento de que la válvula abierta permite el paso hacia arriba de parte del aceite y el otro chorro forma 90 grados con la otra parte del aceite y con la vertical y cuando ya está sobre el pozo entonces se afianza esta enorme mole de acero a la estructura del famoso Pozo Cerro Azul Número 4, así queda este pozo el 1 de Febrero de 1916.

Este acontecimiento junto con otros despertó la codicia de otras compañías extranjeras quienes se propusieron adueñarse a toda costa de la mayor cantidad de tierras posibles, esto lo hacían de dos maneras, una ofreciendo el tentador oro y en caso de no aceptar usar otros métodos que se describen en la siguiente frase **"El marido no quería vender y ahora la que vendió, fue la viuda"** ó **"Si no te compro a ti, le compraré a la tu mujer viuda"** frase sacada de la película mexicana llamada **"La Rosa Blanca"** de Roberto Gavaldon donde se muestra el abuso de las compañías petroleras extranjeras hacia los pobladores.

A ciencia cierta no se sabe cuánto petróleo extrajeron pero al tiempo sobrevivieron algunos documentos como bitácoras de producción y notas de embarques que nos permiten estimar la cantidad enorme de hidrocarburo que se llevaron, se han comparado algunos documentos que guardaba la compañía con los que se entregaban al gobierno y resulta que los que se entregaban correspondían a una producción menor que en la que en realidad se manejaba, bien sabido es ahora que mucho del petróleo se lo robaban mientras en el país estaba en una guerra civil que solo trajo a México hambre, enfermedad y pobreza.



2.3.2. ORGANIZACIÓN DEL GOBIERNO PARA LAS ACTIVIDADES PETROLERAS.

El siguiente diagrama de flujo representa lo que es la industria del petróleo en Noruega donde el **"Parlamento"** que es el ente que aprueba todas las leyes, el **"Gobierno"** las regula y controla por medio de los ministerios que son equivalentes a las secretarias en México **"El Ministerio de Petróleo y Energía"** es equivalente a la **"Secretaria de Energía"** y está enfocado al área de petróleo.

También está **"El Ministerio de Clima y Medio Ambiente"** quien regula todas las actividades con el medio ambiente y el petróleo. Otro es el **"Ministerio de Comercio, Industria y Pesca"** quien tiene un gran poder ya que decide que lugares van a estar abiertos y cuales cerrados dependiendo de las condiciones que se presenten, también están muy enfocados en la pesca principalmente lo que es Bacalao y Salmon.

Uno más es el **"Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales"** donde todos los trabajadores petroleros están registrados, además que en Noruega el trabajador tiene la libertad de escoger su sindicato si quiere. Tenemos **"El Ministerio de Transportes y Comunicaciones"** y **"El Ministerio de Finanzas"**.

Centrándonos en **"El Ministerio de Petróleo y Energía"** que está compuesto de un Instituto que es **"La Dirección del Petróleo en Noruega"** el cual es equivalente a la **"Comisión Nacional de Hidrocarburos"** CNH en México quien regula todas las actividades del petróleo.

Junto con **"El Ministerio de Petróleo y Energía"** colaboran con el estado las empresas **"Petoro" "Gassco" "Statoil"**. Aunque **"Statoil"** ahora es una multinacional aun participa en los procesos de licitaciones y licencias.

"Petoro" Es una compañía que también funciona como una compañía particular en Noruega, pero ellos participan como asociados de otras compañías o influenciando a otras compañías en sus decisiones para el desarrollo del campo y así tomar decisiones acertadas, todas estas decisiones son reportadas al ministerio de energía.

"Gassco" Es una empresa operadora del gas que se explota, va directamente entubado y administrado por ellos.

"Statoil" Es una multinacional, es la compañía más importante de Noruega, la más grande, la que tiene presencia en toda la cadena de valor de la industria petrolera, también son propietarios de casi todos los campos de Noruega. **(Imagen 2.4.)**.



Imagen 2.4. Organización del Gobierno para las Actividades Petroleras. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)



2.4. RONDAS DE CONCESIÓN DE LICENCIAS EXPLORATORIAS.

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

2.4.1. LA PLATAFORMA CONTINENTAL DE NORUEGA (NCS).

A continuación, se muestra un mapa de la plataforma continental de Noruega y está separada por división geográfica y particularidades geológicas.

Se ve en el mapa en línea gris el limite o frontera con el Reino Unido, la forera con Finlandia, la frontera sur con Dinamarca, la frontera oeste con Suecia y frontera con Rusia.

Las áreas verdes en el mapa son áreas que actualmente el gobierno está proponiendo abrir o en las que las compañías ya se apuntaron para ofrecer sus servicios.

Las áreas rojas es donde esta principalmente toda la actividad petrolera.

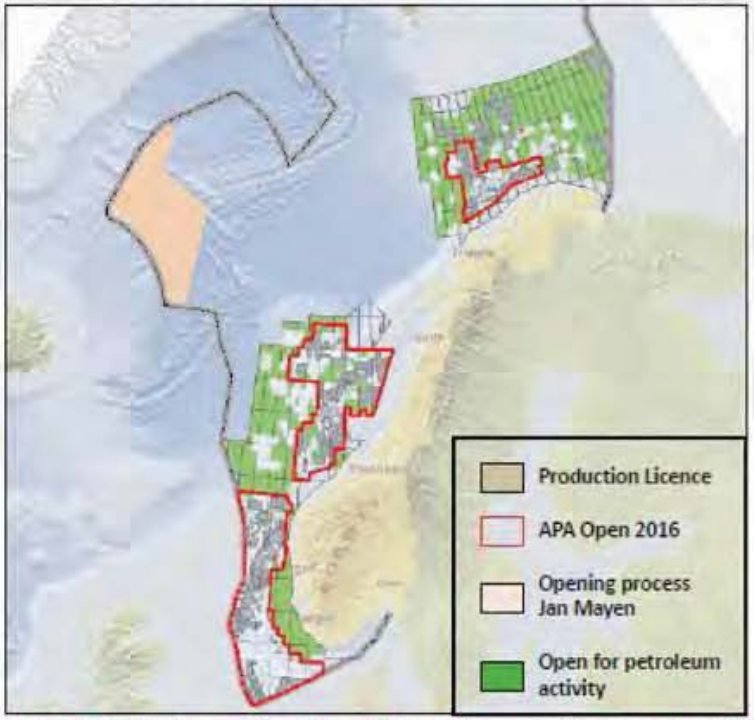


Imagen 2.5. Plataforma Continental de Noruega. (Fuente: Tomada de la página del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Las áreas grises representan todos los campos maduros.

La plataforma continental de Noruega está dividida en Mar del Norte el cual esta compartida con Reino Unido, Holanda y Dinamarca. El Mar de Noruega y el Mar de Barents.

La distancia entre los colores azul claro y azul fuerte es una distancia de 400 o 500 metros en las que las aguas son más profundas cuanto más se alejan de la costa, por el momento es algo caro explorar en la zona color azul fuerte, Por el momento la estrategia de Noruega es enfocarse en las zonas ya estudiadas.

Cabe mencionar que hace algunos años hubo un descubrimiento de un yacimiento gigante que es el Campo petrolero Ekofisky aún hay la esperanza de encontrar más yacimiento como este.

En la tabla que está en la esquina se muestran todas las licencias actuales, numero de compañía y operador. **(Imagen 2.5:).**



Imagen 2.5. Plataforma Continental de Noruega. (Fuente: Tomada de la página del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.4.2. LICENCIA DE PRODUCCIÓN.

¿Qué es una Licencia de Producción?. Es una concepción que se otorga con derechos exclusivos para llevar a cabo actividades de exploración, perforación y producción esto solamente en áreas de la plataforma continental de Noruega.

Hay varios tipos de concepciones en Noruega según el tipo de campo y la zona en la que esté ubicado. (Imagen 2.6).

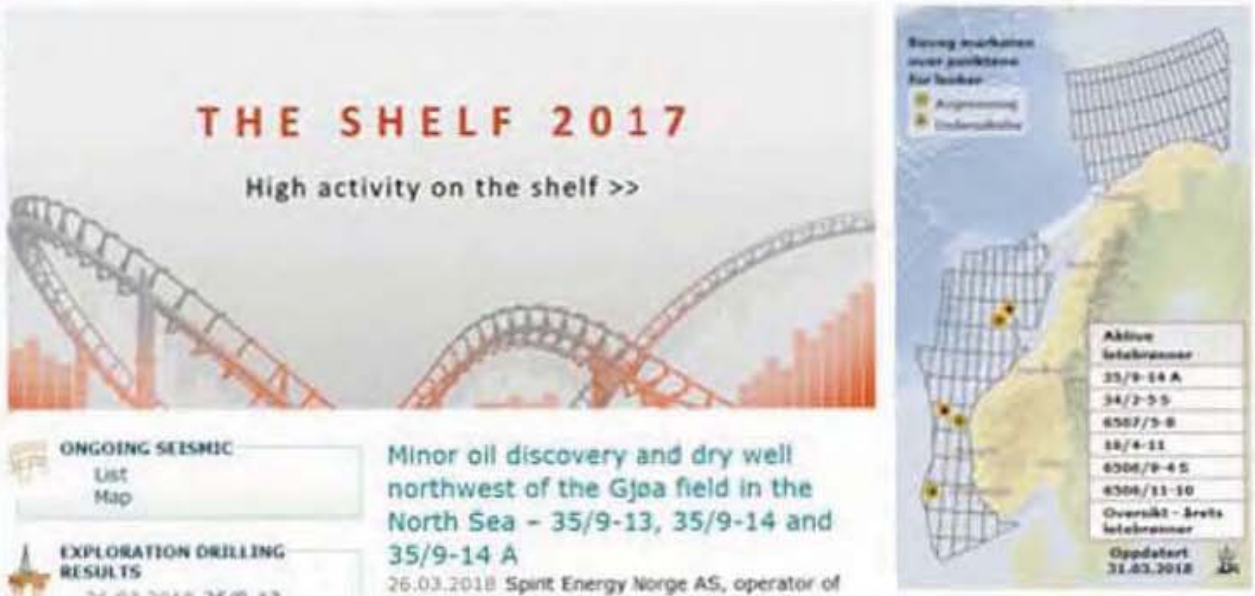


Imagen 2.6. Licencia de Producción. (Fuente: Tomada de la página del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

UNAM-FI-CU UNAM-FI-CU UNAM-FI-CU

2.4.3. RONDAS DE CONCESIÓN DE LICENCIAS EXPLORATORIAS.

Definiendo lo que es la "Ronda de Concepciones de Licencias Exploratorias" que se lleva cada dos años, comienza con un anuncio en la página de internet del "Norwegian Petroleum Directorate" NPD que en español es el "Instituto Noruego del Petróleo". (Imagen 2.7).



Imagen 2.7. Página del "Instituto Noruego del Petróleo". (Fuente: Tomada de la página del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

El NPD publica un anuncio diciendo que áreas va a abrir y pide a las compañías interesadas manden los bloques que quieran abrir.

El flujo de la ronda de concepciones es el siguiente: Empiezan con el anunciamiento por parte del NPD, las compañías llegan al NPD a negociar presentando prospectos, fallas, estudios y forma de trabajar, si el NPD está de acuerdo y cree que el trabajo se hizo bien, hay posibilidades de que el NPD otorgue las licencias a esas compañías.

Hay que tomar en cuenta que paralelamente el NPD está realizando el estudio del área ya que comparan lo que ellos tienen con lo de las compañías y esto ayuda a decidir quiénes son las mejores compañías.

Como se ve en el siguiente diagrama primero viene el anuncio de la nominación donde todas las compañías interesadas que presenten sus propuestas.

En el mapa a continuación se ve el Mar del Norte, el Mar de Noruega y el Mar de Barents donde las zona rodeadas de rojo es la que ellos proponen abrir. (Imagen 2.8.).



Imagen 2.8. Mar del Norte, el Mar de Noruega y el Mar de Barents. (Fuente: Tomada de la página del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Después de esto las compañías presentan sus nominaciones. Por lo regular en estas nominaciones para el Mar del Norte las compañías no presentan propuestas debido a que saben que la generación del petróleo está en el centro del Mar del Norte y sería difícil encontrar hidrocarburo a breves distancias de lo que es el foco de generación de hidrocarburos, las compañías dicen que las cuencas en el Mar del Norte alejadas del centro que tienen potencial de hidrocarburos en el Mar del Norte están inmaduras y no son potencialmente viables es por eso que las compañías evitan esta zona.

En el Mar de Noruega la parte más alejada de la costa de Noruega las compañías no están muy interesadas por que se cree que el potencial es muy bajo entonces las compañías buscan cerca de la costa.

El Mar de Barents presento la mayor actividad de nominación, esto se debe a que el Mar de Barents es un área prácticamente nueva y donde están los mayores descubrimientos que apenas se están desarrollando, una desventaja es que sus condiciones climáticas son muy extremas, difíciles y los costos de operación son muy altos, pero aun así la exploración petrolera es muy somera, con esto quiero decir que los yacimiento están a un kilómetro o dos kilómetros y eso hace atractivo para ir a explorar estas zonas.

Con la ley de impuestos el gobierno de Noruega ofrece a todas las compañías que van a explorar los siguiente: De todos los gastos que hayan hecho en los campos se les ofrece en 78% de sus inversiones y eso aplica para exploración sísmica y también aplica para pozos que se hallan perforado, así las compañías pueden recuperar parte de los fondos invertidos. El problema es que cuando se descubre el yacimiento la compañía tiene que invertir durante un cierto tiempo sin recibir nada a cambio hasta que ya inicia la producción, pero si el pozo resulta ser seco solo se regresa parte de la inversión.

Ya que el NPD recibió todas las solicitudes de las compañías se hace una base de datos de todas esas compañías y bloques, la evalúan y empiezan a trabajar juntos con la compañía elegida en los respectivos bloques. (Imagen 2.9.).



Imagen 2.9. Rondas de Concesión de Licencias Exploratorias. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.4.4. COMPAÑÍAS PETROLERAS EN LA PLATAFORMA CONTINENTAL NORUEGA.

Esta es la lista de las compañías que trabajan en Noruega, en total son 58 compañías de todo el mundo y también compañías Noruegas que trabajan aquí mismo.

Una de las compañías más importantes por sus éxitos para ellos es **"DetNorske"** quien se dice que pueden perforar todo lo que ven, también **"DetNorske"** son los descubridores del ultimo campo gigante. **(Tabla 2.1.) (Tabla 2.2.).**

Tabla 2.1. Solo 31 Compañías son Operadoras. (Fuente: Tomada de la Red Global MX).

A/S Norske Shell	Idemitsu Petroleum Norge AS
Bayerngas Norge AS	LOTOS Exploration and Production Norge AS
BG Norge AS	Lundin Norway AS
BP Norge AS	Maersk Oil Norway AS
Capricorn Norge AS	MOL Norge AS
Centrica Resources (Norge) AS	Noreco Norway AS
ConocoPhillips Skandinavia AS	OMV (Norge) AS
DEA Norge AS	PGNiG Upstream International AS
Det Norske Oljeselskap ASA	Point Resources AS
DONG E&P Norge AS	Repsol Norge AS
Edison Norge AS	Statoil Petroleum AS
ENGIE E&P Norge AS	Suncor Energy Norge AS
Eni Norge AS	Total E&P Norge AS
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	Tullow Oil Norge AS
Faroe Petroleum Norge AS	VNG Norge AS
	Wintershall Norge AS

Tabla 2.2. 51 Compañías en Total. (Fuente: Tomada de la Red Global MX).

A/S Norske Shell	LUKOIL Overseas North Shelf AS
Atlantic Petroleum Norge AS	Lundin Norway AS
Bayerngas Norge AS	Maersk Oil Norway AS
BG Norge AS	Moeco Oil & Gas Norge AS
BP Norge AS	MOL Norge AS
CapeOmega AS	Noreco Norway AS
Capricorn Norge AS	North E&P AS
Centrica Resources (Norge) AS	OMV (Norge) AS
Chevron Norge AS	Origo Exploration Norway AS
Concedo ASA	Petoro AS
ConocoPhillips Skandinavia AS	Petrolia Norway AS
Dana Petroleum Norway AS	PGNiG Upstream International AS
DEA Norge AS	Point Resources AS
Det Norske Oljeselskap ASA	Repsol Norge AS
DONG E&P Norge AS	RN Nordic Oil AS
Edison Norge AS	Skagen44 AS
ENGIE E&P Norge AS	Skeie Energy AS
Eni Norge AS	Statoil Petroleum AS
ExxonMobil Exploration and Production Norway AS	Suncor Energy Norge AS
Faroe Petroleum Norge AS	Total E&P Norge AS
Fortis Petroleum Norway AS	Tullow Oil (Bream) Norge AS
Hess Norge AS	Tullow Oil Norge AS
Idemitsu Petroleum Norge AS	VNG Norge AS
KUFPEC Norway AS	Wellesley Petroleum AS
Lime Petroleum Norway AS	Wintershall Norge AS
LOTOS Exploration and Production Norge AS	

2.4.5. BASE DE DATOS – FICHAS DE POZOS Y DATOS GENERALES (NPD).

Hablando un poco más sobre la información y la base de datos de Noruega, ellos tienen una página de internet **"Instituto Noruego del Petróleo"** en donde tienen todas las listas de pozos donde tienen toda la información de pozos, compañías operadoras, historial, nuevos descubrimientos, información sísmica, **http://factpages.npd.no** algo que podríamos aplicar en México. **(Imagen 2.10.).**

Imagen 2.10. Fichas de Pozos y Datos Generales (NPD). (Fuente: Tomada de la página del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

FACTPAGES
NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE

Wellbore | License | BAA | Field | Discovery | Company | Survey | Facility | TUF | Stratigraphy

- Attributes
- Page view
  - Exploration
    - All
    - Drilling
    - Not entered
    - Discovery
    - Reclassified
    - Well results (WDSS)
    - Ordered by...
    - With...
  - Development
  - Other
    - All
    - Soil drilling
    - Scientific
    - Shallow gas
    - Stratigraphic
    - Pilot
- Statistics
  - Entry year
  - Completion year
- Table view
  - Exploration
  - Development
  - Other
  - With...
- Geography

2/1-12
2/1-13 S
2/1-14 S
2/1-15
2/1-16 S
2/2-1
2/2-2
2/2-3
2/2-4
2/2-5
2/2-6
2/3-1
2/3-2
2/3-3
2/3-4
2/4-1
2/4-2
2/4-3
2/4-4
2/4-5
2/4-6
2/4-7
2/4-8
2/4-9
2/4-10
2/4-11
2/4-12
2/4-13
2/4-14
2/4-14 R
2/4-14 R2

Hide details | Show details | Export PDF

General information

Wellbore name	2/4-9
Type	EXPLORATION
Purpose	APPRAISAL
Status	P&A
Factmaps in new window	NO
Main area	NORTH SEA
Field	ALBUSKJELL
Discovery	2/4-1 ALBUSKJELL
Well name	2/4-9
Seismic location	LINE P 60/30515 SP.1121
Drilled in production licence	018
Drilling operator	Phillips Petroleum Company Norway
Drill permit	91-L
Drilling facility	ZAPATA EXPLORER
Drilling days	58
Entered date	13.08.1973
Completed date	09.10.1973
Release date	09.10.1975
Publication date	02.04.2007
Purpose - planned	WILDCAT
Reentry	

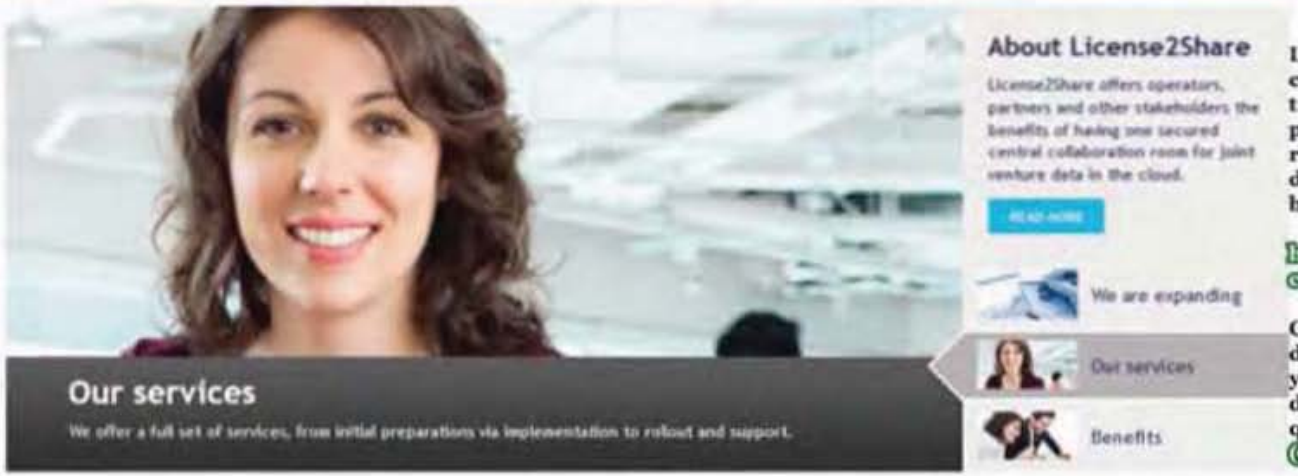
Hide map | Split | Map

I want to...

Search...

Layers | Results

2.4.6. COMUNICACIÓN OFICIAL ENTRE COMPAÑÍAS–GRUPO DE LICENCIAS.



La comunicación entre compañías debe de ser a través de un sitio oficial dado por Noruega, así es como se regulan todas las actividades de concepción de todos los bloques.

http://www.license2share.com/

Cada usuario y trabajador debe de tener una cuenta particular y de acceso restringido a las diferentes áreas de exploración que se va a estar trabajando. (Imagen 2.11.).



Imagen 2.11. Sitio Oficial de Comunicación para Compañías. (Fuente: Tomada de la página del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.4.7. COMITÉ TÉCNICO –FORCE GROUP– REDES DE ESPECIALISTAS.

El Comité Técnico es una organización de especialistas en la que se reúnen constantemente para trasmitir experiencias y parte de la información, esta información puede ser sensible.

En estos comités es importante participar para estar enterados de las estrategias de cada una de las compañías, así como sus métodos de exploración que están usando.

Entonces la industria en Noruega es muy activa e interactiva y no solo eso también las Universidades y centros de investigación apoyan muchísimo a la industria como son:

- **UIO –Universitetet i Oslo, http://www.uio.no/:** Esta es la universidad más grande de Noruega, lo mejor de esta universidad es que las compañías recurren a esta universidad para hacer estudios especializados como parte de los estudios que se requieren.
- **UIB –Universitetet i Bergen, http://www.uib.no/:** Esta universidad también es muy prestigiosa y tiene mucha interacción con compañías con las que trabajan en proyectos especializados en la industria.
- **CIPR –Centre for Integrated Petroleum Research, http://uni.no/nb/uni-cipr/:** Este es un centro importante que se ha encargado de varios estudios de exploración los cuales tienen publicados en su página.
- **NTNU –Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, https://www.ntnu.no/.**
- **UIT–Universitetet I Tromsø, https://uit.no/startsida.**
- **UIS–Universiteteti Stavanger https://www.uis.no/.**



2.5. DEFINICIÓN DE SISTEMA PETROLERO.

Cuando se define la cuenca sedimentaria entonces se identifican principalmente dos elementos del **Sistema Petrolero** y estos son la roca generadora y su distribución, la roca almacén y su distribución, la trampa y su geometría, la roca sello, la sincronía y migración.

Esto puede ser puesto en un diagrama tectónico como el de la imagen donde se ponen todos los elementos del **Sistema Petrolero,** en este diagrama tectónico se ponen los tiempos en que sucedió cada uno de los eventos del **Sistema Petrolero,** el punto que está señalado con una flecha que es donde coinciden todos los eventos se le llama punto crítico y definimos que hubo una sincronía entre la roca generadora, la roca almacenadora, las migraciones primarias y secundarias, las trampas, etc. **(Imagen 2.12.).**

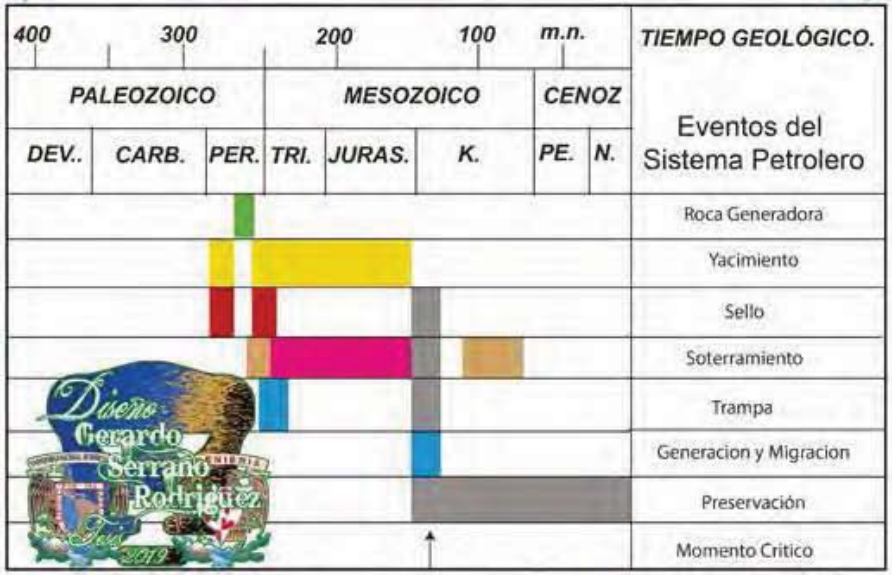


Imagen 2.12. Escala de Tiempo Geológico. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Es el conjunto de elementos y procesos geológicos que son necesarios y esenciales para la generación y almacenamiento de hidrocarburos son los elementos del **Sistema Petrolero** que son:

Roca Generadora: Lo importante es saber cuánto volumen hay, que calidad tiene, que tipo es y cuál es su madures. También hay que especificar los depósitos de materia orgánica ya que dependiendo de la materia orgánica es el hidrocarburo que vamos a tener.
El aceite ligero que es el más comercial se va a producir a partir de algas y plantón.
El aceite pesado se produce de rocas generadoras que están combinadas, pero esto depende más del material orgánico.
Roca Almacenadora: Nos interesa el tipo de materia orgánica que se deposita ya que según el tipo de materia orgánica va a ser el tipo de hidrocarburo que se depositara en la trampa, también nos interesa saber dónde está depositada, su calidad, que tenga buena porosidad y buena permeabilidad.
Trampa: Estas pueden ser de diferente tipo dependiendo de su geometría, estructural estratigráfica, combinadas o estructurales.
Roca Sello: Esta debe ser opuesta a las características de la roca almacenadora, baja porosidad y baja permeabilidad. **(Imagen 2.13.).**

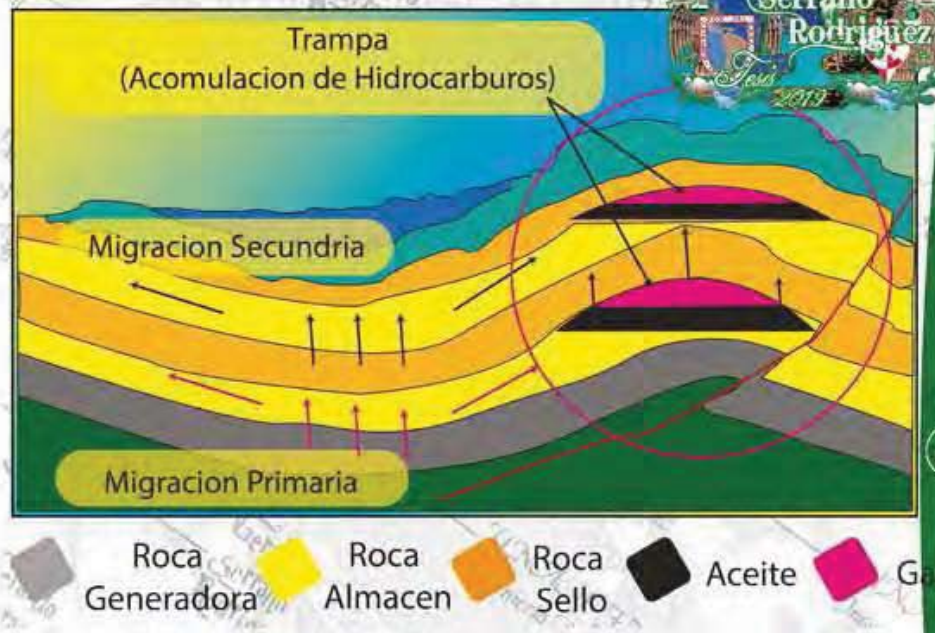


Imagen 2.13. Elementos del Sistema Petrolero. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.6. CONSIDERACIONES SOBRE NORUEGA.

Kongeriket Norge, mejor conocido como el **Reino de Noruega**, ocupa un territorio de 323 mil km² y alcanza 386 mil km² si se incluyen las Islas Svalbard y Jan Mayen. Está situado en la península escandinava, en el Norte de Europa. Sus límites territoriales son: al Norte con el Mar de Barents, al Noreste con Finlandia y Rusia, al Este con Suecia y al Sur con el estrecho de Skagerrak y el Mar del Norte. Cuenta con un clima en general frío, debido a que se ubica en zonas glaciales.

Su tasa de natalidad es baja, por lo que su población total creció sólo en alrededor de 800 mil personas entre 1980 y 2010, cuando alcanzó 4.7 millones de habitantes. Con ello, su densidad de población es una de las más bajas de Europa (12.2 personas por km²).

Noruega es una monarquía constitucional y cuenta con tres poderes, el parlamento (Storting), el poder Ejecutivo y el Judicial. Además, la administración pública "...se ha considerado, a veces, como el cuarto poder del Estado, ya que hoy en día actúa de manera independiente y puede ejercer influencia en la configuración de la política..." Su gobierno está organizado en 19 condados y 434 municipios, y por consejos regionales y municipales para propiciar la participación ciudadana.

El Ministerio de Educación e Investigación es apoyado por distintos órganos consultivos y el responsable de las políticas públicas en la materia, entre las que se destacan la obligatoriedad de la educación hasta la secundaria. La educación es pública y financiada prácticamente en su totalidad por el Estado, por lo que sólo se pagan ciertas cuotas. Los condados prestan servicios técnicos, asistenciales y educativos. Los municipios administran los centros de enseñanza preescolar y de enseñanza obligatoria. El Fondo Estatal de Préstamos para la Educación, creado en 1947, concede préstamos y becas a los estudiantes de Universidad para seguir sus estudios en el extranjero, sean alumnos de tiempo parcial o completo. Noruega cuenta con dos lenguas oficiales, ambas llamadas "Noruego" pero con dos formas escritas diferentes.

Aunque existe libertad religiosa, en su mayoría son evangélicos luteranos, siendo los clérigos nombrados por la misma iglesia y por el Estado.

Entre 1980 y 2010, su crecimiento económico anual fue de 6.2% en promedio, lo que aunado a un bajo incremento poblacional le ha llevado a elevar en más de 5 veces su Producto Interno Bruto (PIB) per cápita (Tabla 2.3.) Ello, junto con las políticas públicas aplicadas, ha convertido a Noruega en el país con el mejor índice de desarrollo humano (0.938) en el mundo durante 2010. El crecimiento económico ha posibilitado elevar la penetración del sector secundario (minería, manufacturas, electricidad, gas natural y construcción) en los últimos treinta años, correspondiéndole un papel fundamental a la exploración y explotación de hidrocarburos, la fabricación de barcos, plataformas y módulos petroleros, entre otras; además se ha dado impulso al sector terciario (Imagen 2.14.). El sector primario es el que mayor contribución ha perdido en la economía.

Si bien Noruega ha dependido de su comercio con el exterior, la base de su crecimiento económico

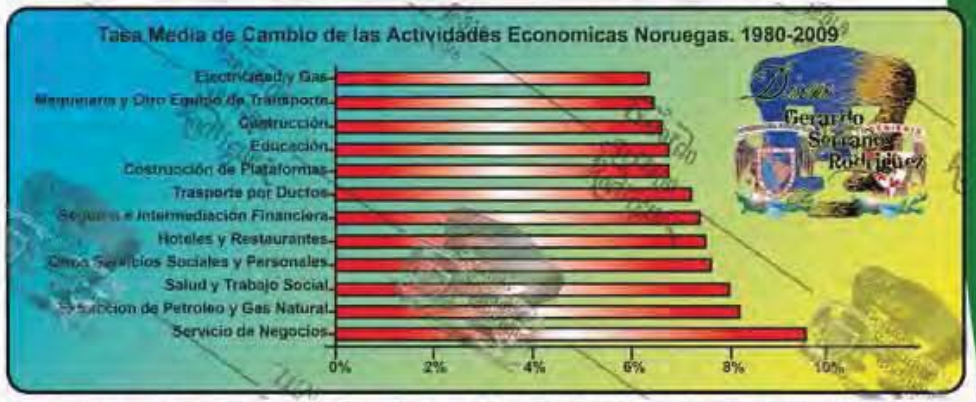


Imagen 2.14. Taza Media de Cambio de las Actividades Económicas de Noruega 1980-2009. (Fuentes: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

ha sido su mercado interno, apoyado por un papel activo de su gasto público. No obstante que el nivel de sus inversiones al PIB se ha reducido de 27.2% en 1980 a 21.4% en el año 2010, su capacidad de ahorro se ha fortalecido notablemente. (Tabla 2.3.).

Noruega no ha enfrentado problemas inflacionarios desde finales de los ochenta, a pesar de las

Tabla 2.3. Principales Indicadores Macroeconomicos de Noruega

Concepto	1980	1990	2000	2009	2010*
PIB (mmdls)	63.7	117.6	168.3	378.6	414.5
PIB per capita (dls)	15,569	27,677	37,391	78,183	84,444
PIB a oferta agregada	72.9%	74.7%	77.3%	78.5%	78%
Importaciones a oferta aregada	27.1%	25.3%	22.7%	21.5%	22%
Inversion (%PIB)	27.2	22.7	20.4	20.2	21.4
Ahorro Nacional al Bruto (%PIB)	29.5	25.2	35.4	33.3	34.2
Inflación fin de Periodo (%)	13.5	4.4	3.0	2.0	2.8
Importaciones (mmdls)	1.6	0.2	0.2	0.6	0.8
Exportaciones (mmdls)	5.8	12.0	29.4	38.7	46..3
Taza de desemple o (%)	1.7	5.2	3.4	3.2	3.6
Población (millones)	4.1	4.3	4.5	4.6	4.9
Ingresos públicos (%PIB)	49.1	51.3	54.7	56.5	57.1
Gastos públicos (%PIB)	43.8	49.1	39.3	46.1	46.2
Deficit publico (%PIB)	-2.7	-6.1	-2.4	-6.0	-6.5
Deuda publica neta (%PIB)	0.4	-31.8	-67.4	-148.8	-156.4
Balanza en cuenta corriente (%PIB)	1.7	2.5	15.0	13.1	12.9

*Datos estimados para el 2010
Mmdls miles de millones de dolares

crisis económicas mundiales. Mantiene una de las tasas de desempleo más bajas de la Eurozona. En virtud de sus exportaciones petroleras y de los ingresos financieros, derivados de rendimientos en activos financieros y dividendos, registra un superávit importante en su cuenta corriente, en la que la inversión extranjera directa tiene poca relevancia. No pertenece a la Unión Europea, pero mantiene amplia vinculación con Europa. Tiene su propia moneda, la corona, la cual se ha revaluado en los mercados internacionales, en particular frente al dólar estadounidense. En el año 2000 se cotizaba en 7.97 coronas por dólar y al cierre del 2010 en 5.87.

Durante 2010 su gasto público se canalizó en cerca de dos terceras partes a la protección social, salud, educación, recreación y cuidado del medio ambiente; 19% a la administración gubernamental, 7% a defensa, seguridad y orden público, y el resto a asuntos económicos.

Su consumo de energía es eficiente y crece menos que su PIB, lo que originó una reducción de 78% en su intensidad energética entre 1980 y 2010. En este último año su consumo de energía primaria se satisfizo con energía proveniente en un 63% de hidroeléctricas, 25% de petróleo, 9% de gas natural, 1% de carbón y el resto de fuentes renovables –básicamente energía eólica y solar. No emplea energía nuclear. Las emisiones a la atmósfera de CO_2 son de las más bajas en Europa.

2.7. CONSIDERACIONES SOBRE LA INDUSTRIA PETROLERA NORUEGA.

A finales del año 1962, la "Phillips Petroleum Oil Company" solicitó permisos para hacer prospección geológica en Noruega, que contaba con los derechos soberanos sobre la plataforma continental (NCS, Norwegian Continental Sound), para la exploración y producción de los recursos naturales submarinos. Los hallazgos fueron proclamados el 31 de mayo de 1963 y se determinó que el Estado Noruego era el único propietario de los recursos naturales de la NCS.

A mediados de la década de los sesenta del siglo pasado, se estableció una autoridad en materia de energía que invitó a compañías petroleras extranjeras a solicitar permisos para la exploración del territorio de Noruega. En 1965 se acordó dividir el Mar del Norte conforme a la media de la línea principal que conecta a Noruega con el Reino Unido.

En ese mismo año se otorgó el primer licenciamiento para operaciones costa afuera, a lo que se sumaron 22 licencias de producción, cubriendo un total de 78 bloques. En el verano del año siguiente se hizo la primera perforación para explotación, pero no se obtuvieron buenos resultados.

A inicios de la década de 1970 fueron formuladas las premisas para el desarrollo de la industria petrolera, dirigidas a maximizar la creación de valor económico e impulsadas al amparo de un gobierno de corte socialdemócrata. Esta nueva política impulsó a las empresas a participar en proyectos ligados a la industria petrolera.

Durante esa década se dio un aumento en la influencia de los sindicatos, se implementó un sistema fiscal más severo para la realización de las actividades petroleras y se determinó que todo el petróleo y gas natural que se produjera costa afuera fuese entregado en las costas noruegas antes de que se enviaran a otros destinos. Sólo si el parlamento otorgaba una concesión se omitiría el cumplimiento de esa ley.

En 1971 la producción petrolera del Mar del Norte comenzó en el campo Ekofisk. En la fase inicial de la industria las compañías extranjeras eran las que dominaban la exploración y fueron las responsables del desarrollo de los primeros campos petroleros y de gas; sin embargo, la meta de construir una comunidad petrolera Noruega fue un objetivo por alcanzar, teniendo como base la explotación de los campos en el Mar del Norte, que eran inviables económicamente por los altos costos de perforación en esos años. Así fue como se creó Statoil en 1972, como una compañía petrolera estatal con una participación del Estado aproximadamente del 50%. El gobierno la apoyó mediante la asignación directa de concesiones a fin de que fuera constituyendo sus propias habilidades y capacidades tecnológicas.



Las primeras licencias de producción en el Mar de Noruega fueron otorgadas en 1980. Al año siguiente se hicieron descubrimientos petroleros como el del campo Midgard, ahora parte del campo Asgard. La producción de petróleo empezó a crecer, así como la de gas natural; no obstante, se enfrentaron retos como accidentes y problemas de operación.

El control estatal en la petrolera fue reorganizado en el año de 1985, con la creación de los "Intereses Financieros Directos del Estado" (SDFI), a través del cual el Estado Noruego participaba como inversionista. Durante la primavera del año 2000 el parlamento resolvió privatizar parcialmente las acciones que mantenía en el SDFI, al cotizarse en las Bolsas de Oslo y de Nueva York (New York Stock Exchange).

Mientras tanto, las reservas de petróleo en Noruega ascendieron a 6.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) al cierre del año 2010, pero han estado disminuyendo desde el año de 2003 en virtud del agotamiento de sus campos, particularmente los ubicados en el Mar del Norte, en donde aún se cuenta con un potencial por desarrollar; las mareas son bastante irregulares, hay mucha lluvia y niebla durante todo el año, y es una región sujeta a violentas tormentas que hacen la navegación peligrosa. Al ritmo de producción de 2010, sus reservas de petróleo se agotarían en 8.5 años. En cambio sus reservas de gas natural se han estado incrementando desde los ochenta hasta llegar a 13 mmbpce, y se agotarían en cerca de 19 años al ritmo de producción también de 2010.

Del total de recursos petroleros recuperables, una tercera parte se han vendido y entregado para su explotación, del resto, 28% son reservas probadas, 11% recursos contingentes para desarrollo y el resto recursos por descubrirse.

La industria petrolera noruega ha sido fundamental en el desarrollo del país. Hacia los setenta su participación era marginal en la economía; sin embargo, con el paso del tiempo fue aumentando hasta alcanzar en el año de 2009 el 21% del PIB. Su estrategia ha sido el obtener ventajas de la exploración y explotación de los hidrocarburos y de actividades conexas, más que de la elaboración de productos petroleros y petroquímicos, aun a pesar del importante mercado que representa la cercana zona europea.

Además, con la producción de petróleo Noruega fue constituyéndose con el tiempo en un jugador importante en el mercado petrolero internacional. En ocasiones operaba en contra de las determinaciones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

La máxima producción de petróleo se alcanzó en el año 2001 con 3.418 millones de barriles diarios (mbd), luego de no contar con producción en 1970. Sin embargo, en los últimos años se ha observado un agotamiento de sus campos, por lo que durante el 2010 la producción pasó a 2,137 mbd (Tabla 2.4.).

La producción de gas natural ha compensado la declinación de la de petróleo (Imagen 2.15.) lo que le ha convertido en el segundo más importantes proveedor de gas a Europa, después de Rusia.

Durante 2010 la producción de hidrocarburos se obtuvo de 69 campos, de los cuales 55 se ubicaron en el Mar del Norte, 13 en el Mar de Noruega y uno en el Mar de Barents. En ese mismo año Noruega fue el séptimo exportador más grande de petróleo en el mundo, con cerca de 1.8 millones de barriles diarios, lo que le permitió contribuir con el 4.3% de las ventas mundiales del hidrocarburo. El total de exportaciones de hidrocarburos representó el 46% de sus ventas totales al exterior. Sin embargo, si se consideran las actividades ligadas a la industria petrolera, se estima que ese porcentaje se eleva a la mitad del total exportado.

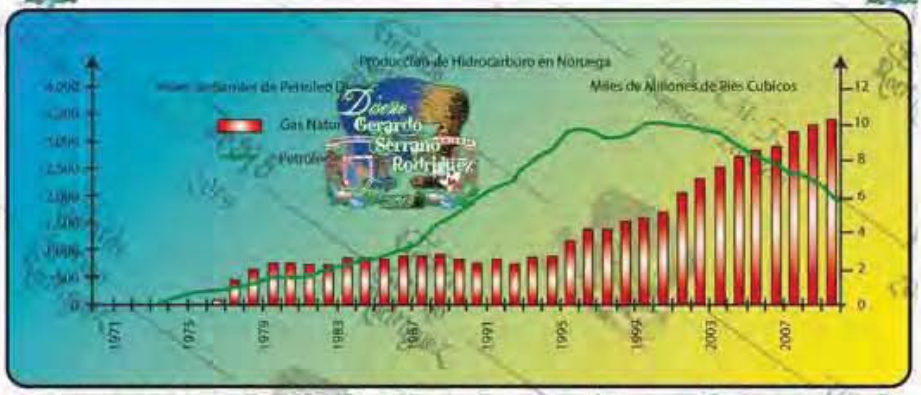


Imagen 2.15. Producción de Hidrocarburos en Noruega. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Tabla 2.4. Evolución del Sector Energético Noruego

Concepto	1970	1980	1990	2000	2010
Consumo de energía (*1)	164	215	287	338	306
Reservas de petróleo (*2)	-	4	9	11	7
Reservas de gas natural (*2)	-	3	11	8	13
Producción de petróleo (*3)	-	528	1,716	3,346	2,137
Consumo de petróleo (*3)	163	197	200	204	239
Producción de gas natural (*4)	-	0.9	1	1.9	3.4
Consumo de gas natural (*4)	-	0	0	0	0
Capacidad de refinación (*5)	194	250	291	318	310
Capacidad de regeneración fotovoltaica (*5)	-	-	-	6	9
Capacidad de energía eólica (*5)	-	-	-	13	411
Consumo de hidroenergía (*6)	58	84	121	142	118
Emisión de CO2 (*7)	30	32	35	40	43

(-) n.s. No significativa
(*1) Millones de barriles de petróleo
(*2) Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
(*3) Miles de barriles diarios
(*4) Billones de pies cúbicos diarios
(*5) Megawatts
(*6) Terawatts-Hora
(*7) Millones de toneladas

La distribución y venta de hidrocarburos se lleva a cabo por empresas privadas, con base en los criterios legales, por lo que los precios incluyen los costos de producción, transporte, almacenamiento; pero para crear condiciones de competencia se aplica el Acta de Impuestos de Petróleo.

La capacidad de refinación fue de 300 mbd al cierre del año 2010, lo que permite exportar alrededor de una cuarta parte de sus productos refinados. Sólo dos refinerías existen en el país: una en la que participan Statoil (79%) y Shell (21%), y otra que es propiedad de ExxonMobil.

Cabe destacar que a lo largo de su desarrollo, la industria petrolera Noruega ha constituido una serie de principios orientados a asegurar la supervisión y el control nacional sobre todas las operaciones en su plataforma continental; se ha alentado la participación social a través de la creación y apoyo de la industria para-petrolera y se ha llevado a cabo un proceso de planificación de largo plazo orientado a su sustentabilidad.

A la par que fueron establecidos los principios para la operación de la industria petrolera, el gobierno supervisó que fueran cumplidos y se llevara un adecuado control sobre los registros y reportes de las actividades. Además, fueron estableciéndose estrictas normas de seguridad, para reducir los riesgos de trabajo, abatir la contaminación y mejorar el medio ambiente. En esta parte los sindicatos han colaborado, pues se han comprometido con la aplicación de las normas establecidas y han desarrollado una cultura de seguridad.

2.8. MARCO LEGAL NORUEGO EN MATERIA DE PETRÓLEO.

Los recursos petroleros dentro del territorio pertenecen a la nación, para el beneficio y desarrollo de su población. Aunque es una monarquía constitucional, su organización política permite el equilibrio de poderes y la rendición de cuentas y, sobre todo, el acuerdo político y social para establecer políticas públicas de largo plazo. El **"Storting" (Parlamento), el Ejecutivo, los Ministerios y las Agencias del Estado, como el Directorado Noruego del Petróleo (NPD),** son los responsables directos de la forma en que se administran las operaciones en la industria del petróleo. También participan en la industria los **Ministerios de Trabajo y Asuntos Sociales, Medio Ambiente y el de Finanzas, así como el Fondo de Pensiones del Gobierno,** entre los más importantes.

El parlamento determina las políticas a seguir en las actividades de exploración y explotación del crudo dentro de su territorio. También es el encargado de la evaluación de los proyectos de mayor importancia y verifica la buena implementación de las políticas que el gobierno establece. El gobierno de Noruega aplica la política petrolera a través de órganos centralizados, básicamente sus Ministerios, en particular el del Petróleo y Energía, el cual se encarga a su vez de controlar y supervisar el uso de los recursos petroleros.

El **Directorado Noruego del Petróleo** fue creado en 1972 como un órgano administrativo y consejero especializado para el gobierno, bajo el mando del **Ministerio del Petróleo y Energía**, al cual le entrega reportes de las actividades relativas a la E&P de hidrocarburos. Su objetivo primordial es contribuir a la maximización de los valores creados por las actividades petroleras en pro de la sociedad, pues favorece las condiciones de equidad y competencia en la industria petrolera.

La base legal para las actividades de E&P de petróleo se encuentran en el **"Acta de Actividades Petroleras"**, la cual ha tenido varias modificaciones desde que se publicó en el año de 1963. La más reciente se promulgó el 19 de junio de 2009, y establece que los recursos petrolíferos ubicados en el fondo marino pertenecen al Estado Noruego y éste tiene el derecho exclusivo para la gestión de dichos recursos.

La administración de los recursos petroleros sólo puede ser realizada bajo las órdenes del Rey, en acuerdo con las disposiciones y decisiones hechas por el parlamento. Los principios que rigen la aplicación de las leyes en la industria petrolera son la transparencia, rendición de cuentas y una baja corrupción. Después de un año, la información clasificada como estratégica en la industria se hace totalmente pública, lo que permite su análisis por cualquier miembro de la sociedad. Ello a su vez contribuye a que esta nación esté entre las diez menos corruptas en el mundo.

El manejo de los recursos petroleros se realiza basado en una prospectiva de largo plazo orientada a tomar las medidas de política en materia de hidrocarburos necesarias para maximizar el beneficio de toda la sociedad noruega. En ese mismo sentido, la administración de los ingresos obtenidos por las actividades petroleras se enfoca al mejoramiento continuo del entorno y garantizar el bienestar social, favorecer el empleo y fortalecer la industria petrolera y su desarrollo.

El Estado es el único que puede emitir licencias, previamente aprobadas y autorizadas conforme a la ley que rige en Noruega. **El Ministerio de Petróleo y Energía** es el facultado para conceder licencias de exploración de hidrocarburos a corporaciones dentro de un área limitada, ya sea en el fondo marino o en tierra. La licencia de exploración no da ningún derecho a la exploración en zonas cubiertas por las licencias de producción. Las licencias de producción pueden cubrir uno o varios bloques o partes de los mismos. Pueden concederse a corporaciones establecidas conforme a la legislación noruega. Para proporcionar una licencia de producción debe existir un acuerdo de cooperación que se presenta ante el Ministerio.

En todo momento se asegura la supervisión y el control del país sobre todas las operaciones de E&P, así como del transporte y distribución de hidrocarburos y derivados. Ello es significativo, en particular ante las condiciones de operación enfrentadas en el mar, y tienen sentido para preservar su seguridad energética.

En suma, existe una serie de principios que rigen la operación del modelo petrolero noruego: la promoción de incentivos de operación de mercado para los participantes; el evitar prácticas burocráticas que afecten el desempeño en la industria; el uso de licencias que promueven la participación privada y estatal a través de sus empresas, así como el fomento de la transparencia y rendición de cuentas.



2.9. LA ADMINISTRACIÓN DE LA RENTA PETROLERA EN NORUEGA.

La **Renta Petrolera en Noruega** se distribuye entre los participantes de la industria, es decir privados y gobierno, correspondiendo a este último la mayor parte a través del régimen fiscal aplicado, consistente en el cobro de regalías, impuestos y dividendos obtenidos en las empresas estatales. Las regalías son mínimas y se aplican a los yacimientos que empezaron a explotarse antes de 1986.

Existen dos elementos principales aplicables en materia fiscal a la industria petrolera. "El primero es un impuesto corporativo normal (28%) y un impuesto especial sobre la producción petrolera (50%), lo cual arroja una tasa combinada de 78%" sobre las utilidades generadas en el año por cada empresa. De los países petroleros que existen, Noruega es de los pocos que aplican lo que es conocido como la regla de "pájaro en mano", al haber creado y puesto en marcha el modelo petrolero adecuado a las reales condiciones con las que se opera en la actualidad, sin presumir sobre posibilidades deseables pero no asegurables.

El sector petrolero contribuyó en 2009 con el 26% del total de ingresos del gobierno, pero llegaron a participar con una tercera parte de dichos ingresos entre 2006 y 2008, cuando los precios del petróleo crudo eran altos **(Imagen 2.16.)**. Del total de ingresos fiscales, el 56% correspondió a impuestos directos, 38% a ingresos del SDFI, 5% a dividendos de Statoil y el resto a otros impuestos al medio ambiente y otras cuotas.

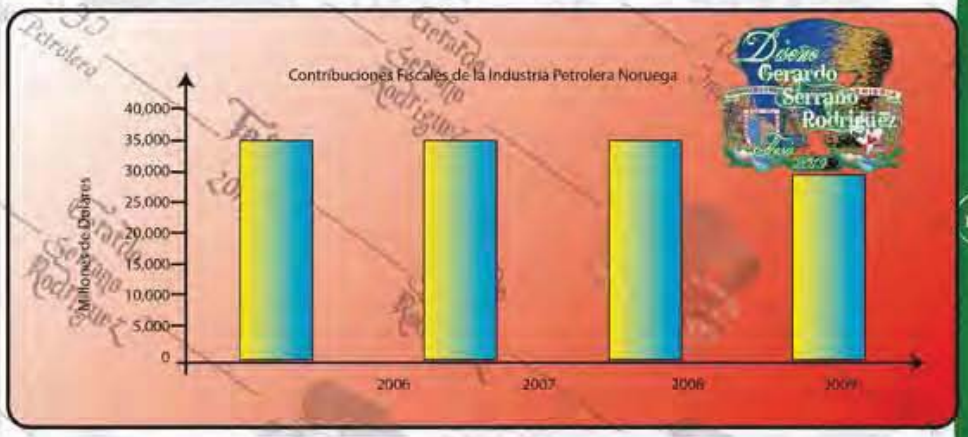


Imagen 2.16. Contribuciones Fiscales de la Industria Petrolera Noruega. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Una de las estrategias de Noruega ha sido la constitución de ahorros originados por las operaciones petroleras, lo que propicia menor volatilidad fiscal y disminuye el esfuerzo de contener las presiones inflacionarias.

Así, en 1990 se creó el **"Petroleum Fund"**, el cual fue rebautizado en 2006 con el nombre de **"Government Pension Fund-Global"**. Su propósito es ser un instrumento de la política económica, diseñado para asegurar que los ingresos petroleros sean usados en beneficio de las actuales y posteriores generaciones, ya que en años futuros la población de Noruega registrará un aumento en el sector de las personas mayores, que demandarán más recursos para satisfacer sus necesidades. Además, también podría usarse en caso de que exista un déficit en el balance fiscal no petrolero. El fondo es administrado por el Norges Bank Investment Management (NBIM), que depende del Banco Central de Noruega y es considerado uno de los cuatro más grandes en el mundo, pues acumuló activos al cierre de 2016 por 826 mil millones de dólares. Los rendimientos que se obtienen de las inversiones se cuentan como **"Ingresos Petroleros de Caja Netos"** del gobierno.

A finales de la década de 1980 a Noruega le empezó a suceder algo parecido a lo ocurrido en Holanda con los ingresos petroleros, la llamada **"Enfermedad Holandesa"**, es decir, las consecuencias dañinas de un súbito incremento en los ingresos de un país. Pero puso énfasis en disminuir las presiones inflacionarias y canalizar parte de sus ingresos extraordinarios a pagar su deuda externa hasta su eliminación. Posteriormente determinó que dichos ingresos extraordinarios derivados del petróleo fueran invertidos en los mercados internacionales de dinero (bonos) y de capitales (acciones) e incluso en bienes raíces, pero excluyendo activos financieros de empresas dedicadas a actividades que afectan el medio ambiente, fomentan el armamentismo y producen bienes perjudiciales para el ser humano.

2.10. STATOIL.

Statoil ASA es una empresa pública de responsabilidad limitada organizada al amparo de las leyes de Noruega.

Está organizada en siete áreas de negocio que entraron en operación a partir de 1972: Exploración y Producción Noruega; Exploración y Producción Internacional; Gas Natural; Procesamiento y Marketing; Energías Renovables; Proyectos y Tecnología y Nueva Energía. El Estado es dueño de un poco más del 65% del capital accionario de la compañía, que se ubica entre las primeras 10 sustentables en el mundo y entre las treinta más grandes en el mercado petrolero internacional. Mantiene presencia en 20 países, de donde obtiene alrededor del 11% de sus ingresos totales.

Aunque su centro de operaciones está en Noruega, destaca su participación en proyectos de exploración y producción en aguas profundas en el Golfo de México, Norte de África, Medio Oriente,

costas de Brasil y Sudeste Asiático, así como en proyectos de gas y petróleo no convencional en Canadá y Estados Unidos. Junto con Rusia, es el principal proveedor de gas a la Unión Europea. En general, opera con base en asociaciones estratégicas con otras petroleras del mundo, lo que le permite tener acceso a desarrollos tecnológicos y compartirlos.

Durante 2010 reinvirtió 14 mil millones de dólares, nivel muy similar al que reportó desde su fusión con la División de Petróleo y Gas de Norsk Hydro en 2007. En general, sus inversiones se concentran en las actividades de exploración y producción, las cuales han promediado cerca del 90% del total de inversiones en los últimos años, más de la mitad fuera de Noruega. Su Asamblea General se encarga de las decisiones estratégicas como en el caso de una empresa privada, lo que significa autonomía en sus determinaciones corporativas. Cuenta con personal capacitado y bien remunerado, lo que se ha logrado aun a costa del desplazamiento de los trabajadores Noruegos por los de otras nacionalidades que prefieren emigrar a Noruega. Esto ha originado el estallamiento de huelgas e inconformidades de algunos grupos sociales Noruegos. A nivel global contaba con 30,300 empleados al cierre del 2010, de los cuales más de una tercera parte se ubicaron en los puntos de venta y distribución; cerca de la mitad opera en tierra y casi una quinta parte en el mar.

El total de reservas de hidrocarburos con las que contaba Statoil al cierre de 2010 fue de 5.3 mmbpce, de los cuales el 40% corresponde a petróleo y el resto es gas natural. Con base en ello aseguraría la producción de hidrocarburos para 7.7 años más. Sin embargo, la petrolera estatal podría aumentar su tasa de restitución de reservas (que, como promedio de tres años, no rebasó el 100% entre 2006 y 2010), con tecnologías mejoradas de E&P. Statoil ha planteado un ambicioso programa de exploración tanto en los mares del Norte, el Noruego y el de Barents, como en otros proyectos, en especial en el Golfo de México y Brasil, lo que le llevaría a incrementar sus reservas en unos 5 mmbpce a finales a mediados de la presente década. Asimismo, planea alcanzar una producción diaria de 2.5 mmbpce, basado en los proyectos actuales en Noruega y el extranjero.

Para ello fomenta la mejora operativa, la reducción de los costos, su acercamiento a los mercados más atractivos, el desarrollo del mercado del Gas Natural Licuado, así como los contratos de largo plazo y el crecimiento de sus ventas de hidrocarburos, en particular para la generación de energía eléctrica.

Los ingresos de Statoil han sido afectados por los altibajos en su producción de hidrocarburos desde 2006 y por la volatilidad de los precios del petróleo y gas natural (Tabla 2.5). La utilidad de operación se ha reducido en parte por el aumento de los gastos, tanto por el alza en el precio de los equipos y servicios en la industria, como porque se ha invertido en la consolidación de la fusión con Norsk Hydro, empresa también noruega y estatal, que se dedicaba a actividades ligadas a los hidrocarburos. Así se formó Statoil-Hydro, que en 2009 volvió a llamarse Statoil ASA, en la actualidad la compañía offshore más grande del mundo.

Entre 2006 y 2010 el pago de impuestos de la petrolera estatal noruega promedió el 75% de sus utilidades antes de impuestos y sólo el 20% de sus ventas totales, situación que le ha dado margen para cubrir adecuadamente sus compromisos de deuda y mantener su nivel de inversión.

Los costos crecientes de producción en el Mar del Norte han afectado su nivel de rentabilidad, medida por el rendimiento sobre capital (ROE), que se ubicó en promedio, entre 2006 y 2010, en

niveles inferiores (18.5%) respecto a las Oil Majors –Exxon, Total, Chevron, Shell y BP- (21.7%). Empero, registró un rendimiento sobre activos (ROA) similar al de las cinco trasnacionales (11.1% vs 10.3%) en el periodo citado. Su liquidez fue superior a 1, pero inferior al 1.24 de las Oil Majors y su apalancamiento –medido como la relación deuda total a activos totales– fue superior al promedio de las Oil Majors (81.0% vs 53.4%).

Statoil es una empresa que cotiza en las bolsas de valores. La percepción del mercado sobre el precio de la acción ha sido poco satisfactoria desde su fusión, pues ha caído cerca de un 20% afectada en parte por el entorno internacional, y también por mantener su política de reparto de dividendos –los cuales también se han reducido en años recientes. Statoil ha sido el principal catalizador del avance de la IDT en Noruega, y en la actualidad cuenta con tecnología de punta capaz de operar en aguas profundas. Es una de las empresas más grandes en el almacenamiento de CO_2, además de dedicarse al desarrollo de innovaciones en energía renovable y medio ambiente.33 Asimismo, se ha estado enfocando a la IDT en materia de recuperación de crudos extra pesados, además de la exploración y producción en aguas profundas.

Tabla 2.5. Situación Financiera y Operativa de Statoil. Miles de Millones de Dólares.

Concepto	2007	2008	2009	2010
Total de Ingresos	96.3	94	80.4	89.8
Gastos de Operación	59.1	55.7	45.4	53.5
Gastos de Administración	2.6	1.6	1.8	1.9
Utilidad de Operación	25.3	28.5	21.0	23.2
Impuestos	18.8	19.7	16.8	16.8
Utilidad Neta	8.2	6.2	3.1	6.4
Total de Activos	51.5	57.7	97.2	109.2
Pasivo Documentado	19.9	26.0	37.1	39.7
Patrimonio	19.1	20.6	34.6	38.4
Producción de Hidrocarburos	1,839	1,925	1,962	1,888
Tasa de Reposición de Reservas	81%	60%	64%	87%
Inversión	13.8	13.7	14.7	14.0
Activo Circulante a Pasivo Circulante	54%	45%	104%	109%
ROE	43%	30.1%	8.9%	16.6
ROA	15.9%	10.7%	3.2%	5.9%
Pasivo Total/Activo Total	62.9%	64.3%	64.4	64.8%
Rotación de los Activos	1.87	1.63	0.83	0.82

2.11. TROLL.

Tomar a Noruega como ejemplo para demostrar que tan importante puede ser la participación de un organismo regulador es un poco aventurado, principalmente por diferencias de tipo cultural, gubernamental y económico. Sin embargo, México está atravesando por un período de cambio en el ámbito petrolero, en el que el éxito del desarrollo de sus campos petroleros va de la mano de la administración integral del yacimiento por parte del órgano regulador y la empresa de producción.



Noruega es un país que estableció su propio modelo para administrar el negocio del gas y del petróleo, lo que le permitió convertirse en uno de los mayores exportadores de petróleo y gas natural y uno de los mejores proveedores internacionales de productos y soluciones de la más alta calidad para la industria petrolera.

Su modelo parte de que la industria petrolera nacional sustentable y saludable debe ser:

- Capaz de explorar, extraer y entregar al consumidor el petróleo y gas al menor costo y con los más altos niveles de calidad y fiabilidad posibles.
- Capaz de desarrollar los proyectos y la infraestructura correspondiente en un marco legal e institucional predecible, planeado y con un nivel estable de inversión anual, considerando una declinación gradual de los recursos no renovables.
- Capaz de reemplazar las reservas probadas tan pronto como se extraen
- Capaz de balancear la competencia entre las empresas que participen.

Con base en las premisas anteriores, Noruega desarrollo un modelo en donde los mecanismos para obtener el máximo valor económico del sector petrolero se fusionan, y las visiones y políticas definen la dirección y los ajustes a las leyes y a las instituciones, es por ello que éste modelo no se puede aplicar indiscriminadamente en otros países.

Las políticas del negocio petrolero que se establecieron en Noruega, parten de los principios de:

- Tener control nacional, asegurar la supervisión y el control nacional sobre todas las actividades que se realicen.
- Participación de la sociedad, involucrarla en todo lo que sea posible.
- Petrolera del estado, establecer una empresa del estado para velar por los intereses comerciales del estado.
- Crecimiento gradual, asegurar el desarrollo gradual de la exploración y de la producción.

Los principios establecidos, se pueden observar en el desarrollo de Troll, desde su exploración hasta su etapa de producción, pues en gran medida, muchos de los ajustes que tuvo que implementar Noruega tanto en su legislación como en sus instituciones fueron derivados del desarrollo de este campo.

Troll es un verdadero caso de éxito multidisciplinario, pues los esfuerzos y el conocimiento de los involucrados en su desarrollo es de admirarse, ya que de ser un campo principalmente de gas sin posibilidad de producir aceite, ahora es uno de los campos más grandes del Mar del Norte. Así que sin más, a continuación se desarrolla la historia del campo Troll.

2.11.1. DATOS TÉCNICOS DE TROLL.

Troll es actualmente uno de los mayores productores de aceite y gas, fue descubierto en 1979 en la plataforma continental Noruega. Se localiza a 80 km costa afuera de Bergen, al norte del Mar del Norte. (Imagen 2.17).

El campo está conformado por tres largos bloques de fallas con orientaciones Norte-Sur, mismas que separan el campo en tres provincias:

- Troll East
- Troll West Gas Province (TWGP)
- Troll West Oil Province (TWOP)

El área total en la que se extiende el campo es de 750 kilómetros cuadrados.

El lecho marino se encuentra a una profundidad de entre 300 y 350 metros y el yacimiento a 1,300 metros por debajo del lecho marino. Está compuesto principalmente por arenas, del Grupo Vikingo del Jurásico Medio Alto, cuyo tamaño de grano es medio fino y no están consolidadas. (Imagen 2.18.)

Posee aceite de 30° API y está distribuido en capas de distinto espesor:

- Troll East capa de aceite: 0-4 metros.
- Troll West Gas Province (TWGP) capa de aceite: 4-14 metros.
- Troll West Oil Province (TWOP) capa de aceite: 22-27 metros.



Imagen 2.17. Ubicación geográfica de Troll. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

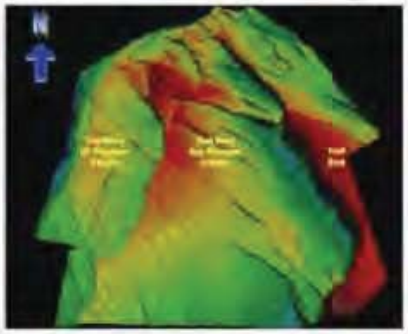


Imagen 2.18. Distribución de las Provincias que Conforman Troll. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.11.2. EXPLORACIÓN.

La estructura fue descubierta mediante perfiles de sísmica tirados sobre el área de la plataforma Horda, en la década de los setentas. De la interpretación sísmica, se observó que en el contacto gas-líquido había una mayor acumulación de gas en el Jurásico.

El primer pozo exploratorio se perforó en el bloque 31/2 en la TWGP, el cual dio luz a un masivo descubrimiento de gas en el yacimiento del Jurásico, así mismo, se descubrió una delgada capa de aceite en la base del yacimiento. Se perforaron once pozos más, de exploración y desarrollo, todos confirmaron la inmensa capa de gas sobre la delgada columna de aceite.

En 1980 se confirmó la presencia de aceite en la estructura de TWOP mediante el pozo exploratorio 31/2-5. El pozo encontró una capa muy delgada de aceite, aunque de distinta calidad al aceite de la provincia de gas, TWGP, esto confirmo que no había comunicación entre las dos fallas en la zona de aceite del yacimiento.

De los pozos exploratorios realizados sólo uno resulto seco, el cual fue perforado cerca de la falla que separa a TWOP de TWGP, el pozo encontró el yacimiento debajo del contacto agua-aceite. La zona de aceite fue probada en 1990 con el pozo de desarrollo 31/2-16S. La presencia de hidrocarburos en Troll East fue confirmada en octubre de 1983 con dos pozos de desarrollo.

2.11.3. RESERVAS.

El volumen original de aceite del campo Troll fue estimado en volúmenes por arriba de 4,300 MMb (millones de barriles), mientras que el volumen original de gas fue estimado en 5,870 MMb (millones de barriles).

Las reservas recuperables 2P de aceite se estimaron en 1,849 MMb (millones de barriles).

Ésta cantidad se incrementó considerablemente, especialmente por el desarrollo de la perforación y el uso de nueva tecnología. Para el caso del gas licuado de petróleo y de condensados se estimaron reservas recuperables de 308 MMb (millones de barriles) y 19 MMb (millones de barriles), respectivamente.

Al 1° de enero de 2014 las reservas remantes 2P de aceite fueron de 425 MMb (millones de barriles) y las reservas de gas licuado de petróleo se estimaron en 237MMb (millones de barriles).

Tras su descubrimiento en 1979, el Directorado Noruego vio en Troll la oportunidad

2.11.4. EL DIRECTORADO NORUEGO.

de desarrollar otros campos con las reservas de gas que se estimaban, sin embargo, guardó prudencia en comparación de empresas como Shell, para desarrollar dicho campo, pues por su extensión las reservas estimadas eran muy sustanciales.

El primer paso del **Directorado Noruego** fue el de establecer un equipo multidisciplinario para monitorear **Troll**, dicho equipo tenía el objetivo de identificar las oportunidades y diseñar algunas estrategias para recuperar el aceite. Desde ese momento el **Directorado Noruego** fue en contra de algunos de los intereses de las compañías involucradas en el desarrollo de Troll, pues ellas veían que la producción temprana del gas no era problema, y la autorización rápida del Directorado era necesaria para empezar el desarrollo, sin embargo, la producción temprana de gas complicaría la extracción de las reservas de aceite. Desde un inicio, a las operadoras interesadas en Troll: *Shell, Statoil, Hydro y Saga* les fue pedido, en 1984, un reporte y un esbozo de sus futuros planes para la extracción de aceite. *Shell* fue la primera en responder que la producción en la zona de aceite sería inviable y sólo la producción de gas sería satisfactoria. Para el Directorado las estrategias planteadas en un inicio por *Shell* no le parecían adecuadas y suficientes, pues la producción de aceite quedaría entonces descartada.

De acuerdo con el Directorado, quien gracias a la caracterización y análisis de la información que obtuvo de la parte exploratoria, propuso la perforación de pozos horizontales para la extracción del aceite, lo que también les llevo a pensar que la mejor estrategia de administración para los recursos del yacimiento era la de tratar la parte Oeste y Este como un todo, sin embargo, respecto a la perforación horizontal, todas las compañías rechazaron la idea.

La operadora *Hydro*, afirmaba que al extraer el aceite habría una baja producción del mismo, pero utilizando tecnología "esperanzadora" podría tenerse un poco de éxito. Por su parte, Statoil afirmó que podría extraerse el aceite con el riesgo de que la tasa de retorno no cubriera los requerimientos de dicho proyecto. Dichos argumentos llevaron al Directorado a pensar en que ambas empresas serían las mejores candidatas para operar el desarrollo de Troll, pues al menos consideraban posible la extracción de aceite.

"La industria petrolera ha demostrado, con el tiempo, que no es la más científica de la historia", afirmaba el entonces líder del equipo de monitoreo para Troll. El equipo observó en los reportes entregados por las cuatro operadoras, que muchos de los estudios presentados eran similares y provenían de la misma consultoría. Por lo que la meta fue reafirmada, había que desarrollar el campo con una evaluación global de los recursos.

Fue entonces que las modificaciones a la legislación Noruega se empezaron a realizar, pues su

legislación se adaptó al yacimiento. El primer paso era establecer un proceso de unificación.

Hay que recordar que la unificación, es un acuerdo para desarrollar conjuntamente un campo en donde hay más de dos operadoras en distintas áreas contractuales.

El Directorado aprovecho la regulación provisional para la correcta explotación de los recursos petroleros de ese entonces, y tomó la sección en donde claramente el gobierno podía demandar la unificación de campos a través de varios bloques si éstos tenían comunicación mediante un acuífero.

Para 1984, las cuatro operadoras unificaron sus respectivos bloques. Esta decisión puso un alto a los planes de extracción de gas de las operadoras, el Directorado afirmó que sin esto Shell hubiera empezado su producción de gas y el aceite se hubiera perdido.

Otra estrategia utilizada por el Directorado fue la de evitar que las operadoras optaran por soluciones baratas y de corto plazo, por lo que otorgó licencias con duración hasta el 2030.

Posterior a esto, el Directorado seguía estableciendo que la única solución para producir el aceite de Troll era la perforación horizontal, pero las compañías siguieron rechazando la idea afirmando que esa tecnología no era lo suficientemente madura y el riesgo para desarrollar tecnología nueva era demasiado. A pesar de esto, el Directorado investigó lo relacionado con la perforación horizontal y descubrió que todas las operadoras involucradas en Troll estaban mal informadas, pues para ese entonces ya se estaba implementando la perforación horizontal en campos de otros países.



2.11.5. DESARROLLO DEL CAMPO TROLL.

El tamaño y la complejidad del campo, junto con la producción simultánea de gas y aceite de distintas partes del mismo, hacen del desarrollo, la planeación y la administración de Troll un verdadero reto.

La estrategia fue, en un inicio, extraer los estratos más productores y gruesos del yacimiento, y una vez generando experiencia, desarrollar la tecnología necesaria para empezar a explotar las capas más delgadas y menos productoras. Aunado a su desarrollo, el campo se dividió en tres fases para su explotación: (Imagen 2.19.).

- **Fase 1:** Producción de gas de Troll East desde la plataforma Troll A
- **Fase 2:** Producción de aceite de TWOP desde las plataformas Troll B y C
- **Fase 3:** Producción de las reservas de gas en TWGP.

Una parte fundamental para el desarrollo de Troll, fue la geo-navegación, misma que permitió al equipo encargado de Troll hacer rápidas decisiones con base en datos generados en tiempo real con sísmica 3D y 4D, modelos geológicos detallados, datos de producción y del yacimiento, entre otros.

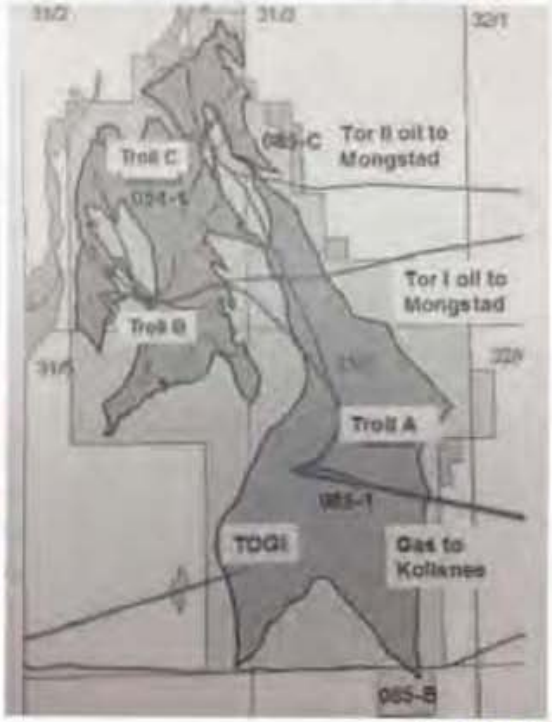


Imagen 2.19. Ubicación de las plataformas Troll A, B y C en el campo Troll. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.11.5.1. Fase Uno.

Shell fue quien adquirió la responsabilidad de desarrollar la primera fase para Troll, a pesar de que los términos de la licencia establecían que **Statoil** sería el operador para los 10 años posteriores a la declaración comercial de Troll.

El desarrollo se enfocó en la extracción de las reservas de gas de Troll East. En un inicio el concepto era el de construir dos plataformas sencillas para la producción y el procesamiento. Para 1989 **Shell** presentó un **Plan de Desarrollo y Operación** para realizar el procesamiento de gas en tierra. El **PDO** fue aceptado y aprobado en 1990 y fue hasta 1996 que comenzó como tal la producción de gas.

Las instalaciones que se consideraron para el desarrollo de Troll East incluían: una planta de procesamiento de gas en tierra y una plataforma de producción, Troll A; así como, dos ductos para transportar el gas parcialmente tratado a una planta de tratamiento en Kollsnes, al Este de Bergen.

En cuanto a temas ambientales, es de apreciar que no solo se quiso cumplir con las regulaciones en la materia, si no que siempre se buscó causar el menor impacto ambiental, de ahí que se tomara la decisión de utilizar conductores eléctricos para compresores de exportación para reducir las emisiones de dióxido de carbono y nitrógeno, y la contaminación por ruido.

La decisión de construir una planta de procesamiento de gas fue hecha después de que los socios de Troll decidieran mover la planta a una ubicación en tierra. Para decidir acerca del lugar idóneo donde sería establecida la planta de procesamiento de gas, se sometieron distintas alternativas a una selección en donde cada propuesta fue calificada de acuerdo a la información del lugar y el uso de suelo, condiciones geológicas y geotécnicas, infraestructura local, condiciones marítimas, costos. Kollsnes fue la de mayor puntuación.

Kollsnes, fue construida entre 1991 y 1996. **Shell** fue el operador de desarrollo para la planta, mientras que Statoil tomo las responsabilidades operacionales. La planta de tratamiento en tierra para gas está integrada con tres plantas de condensado, dichas plantas tienen una capacidad de procesamiento por 4,420 millones de pies cúbicos por día de gas y 22,000 barriles de crudo por día, y una planta anexa para la producción de gas natural. La operación de la planta está basada en el uso de energía eléctrica. (Imagen 2.20.).



Imagen 2.20. Planta Procesadora de gas, Kollsnes. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Por otra parte, la plataforma Troll A se ha convertido en una de las más grandes del mundo, está diseñada para operar, al menos, 70 años .Por su diseño no requiere de grandes costos de mantenimiento y operación debido a que está automatizada, se requieren de 25 personas en tierra para operar la plataforma. Además, está equipada con instalaciones para remover agua libre e inyectar glicol. Troll A es operada desde un cuarto de control en Kollsnes mediante enlace de datos a través de un cable de fibra óptica, lo que proporciona buen monitoreo y dota al sistema de producción total con flexibilidad operacional. El monitoreo y control de la plataforma se refuerza mediante enlaces de radio con el centro de control.

El gas es transportado desde Troll A mediante dos ductos de 63 kilómetros de longitud a Kollsnes. El gas seco se comprime utilizando cinco compresores centrífugos de ocho etapas accionados eléctricamente para su exportación al continente.

Para la producción de Troll A fueron perforados 40 pozos con capacidad de producir hasta 3.4 millones de metros cúbicos de gas por día. La plataforma también recibe la producción de gas de la parte oeste de Troll, TWGP. Troll A junto con la planta de procesamiento en tierra, tiene una capacidad de producción de 80 millones de metros cúbicos por día.

Antes de que los fluidos sean canalizados a tierra, algo del agua y el condensado son removidos en un separador de entrada. Mientras que el condesado se regresa a las tuberías de exportación de gas, el agua es tratada y descargada al mar. **(Imagen 2.21.).**



Imagen 2.21. Plataforma Troll A. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.11.5.2. Fase Dos.

La fase dos está enfocada a extraer las reservas de aceite en TWOP y TWGP, las reservas de esta provincia fueron declaradas comerciales hasta 1991. Norsk Hydro fue la primera en presentar el Plan de Desarrollo y Operación, PDO, para desarrollar TWOP. A principios de 1994, el operador presento ante el Directorado el PDO para desarrollar TWGP, dicho plan fue aprobado en ese mismo año. Posteriormente se incluyó en el plan un clúster submarino en la parte de TWGP para conectarla con la provincia de aceite, TWOP. El PDO completo para estas dos provincias de Troll fue aprobado totalmente hasta 1997.

La explotación de esta parte del campo, tanto TWGP y TWOP ha sido posible por el uso de avanzadas técnicas de perforación y terminación, mismas que fueron desarrolladas específicamente para el campo. Por ejemplo, la generación de datos en tiempo real durante la perforación, grabados cerca de la barrena y transmitidos a superficie mediante el lodo de perforación. De los datos más importantes que se generan durante la perforación destacan los de registros de rayos gamma, de densidad y de resistividad, para identificar los contactos de los fluidos.

Las simulaciones del yacimiento muestran que la producción acumulada es maximizada ubicando pozos de producción horizontales cerca del contacto agua-aceite.

Uno de los problemas que se llegaron a presentar, fue la presencia de calcitas, pues éstas pueden causar desviaciones en la trayectoria del pozo, por lo que su predicción anticipada es importante, así que se desarrolló un programa de predicción de calcitas. Los resultados que se generaban de dicho programa, proporcionaban al equipo información suficiente para seleccionar el tipo de barrena más adecuado para atravesar las distintas secciones de la trayectoria del pozo.



Noruega no solo invierte en el petróleo, sino que también apuesta al a energía producida por el agua y el viento. El país ya cubre casi el 100% de demanda de su energía y con ellas también puede abastecer a sus autos eléctricos el cual ocupan un 85% del total de automóviles los cuales no pagan impuestos.

Provincia del Petróleo Occidental de Troll.

La provincia Oeste de aceite fue la primera en ser desarrollada mediante la perforación de 17 pozos productores de aceite en una configuración de 4 clústeres submarinos. La producción de aceite, agua y gas es transportada por ductos submarinos a las instalaciones de la plataforma Troll B, misma que comenzó a producir en 1995.

Troll B es una estructura de concreto que consiste de cuatro pontones rectangulares acomodados en forma cuadrada. Cuatro columnas cilíndricas de 29 metros de diámetro y 50 metros de ancho. (Imagen 2.22.).

El aceite es separado, estabilizado y transportado mediante el ducto Tor-I hasta la terminal de aceite en tierra, Mongstand. El gas asociado es canalizado a la plataforma Troll A y el agua es tratada y descargada al mar.

La plataforma Troll B está conformada por 56 pozos productores de aceite y un pozo inyector de gas. (Imagen 2.23.).



Imagen 2.22. Plataforma Troll B . (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)



Imagen 2.23. Planta Procesadora de Kollsness. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Provincia del Gas del Oeste del Troll.

Siguiendo el éxito obtenido por la perforación horizontal y la tecnología submarina desarrollada, las reservas remanentes estimadas en TWGP se incrementaron. En 1996 se presentó un PDO para explotar las reservas adicionales.

El PDO consideraba la construcción de una plataforma de producción semi-sumergible, Troll C, desde la cual el gas es producido, además de la construcción adicional de ductos conectados a Mongstand.

Troll C inicio producción en 1999, el aceite es separado, estabilizado y transportado mediante el ducto Tor-II hacia la terminal en tierra Mongstand. El gas es transportado a Troll A, mientras que el agua es tratada y descargada al mar.

La plataforma Troll C está conformada por 49 pozos productores de aceite y un pozo inyector de agua en la unidad submarina. (Imagen 2.24.).



Imagen 2.24. Plataforma Troll C. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petrólco y energía de Noruega)

2.11.6. TOGI: TROLL-OSEBERG GAS INJECTION.

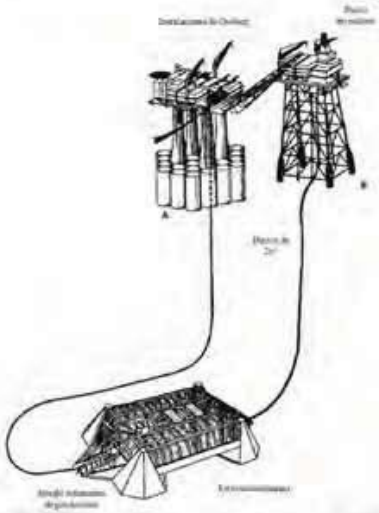
El campo de Oseberg está localizado a 140 kilómetros de Bergen, está compuesto por dos diferentes estructuras, Alpha y Alpha North. En un inicio el proyecto de inyección consideraba utilizar agua como método de mantenimiento de presión, sin embargo a través de estudios para analizar la rentabilidad de dicho proyecto, se reveló que el campo también podía ser candidato a inyección de gas. El Directorado entonces, pidió a Norsk Hydro en 1984 que investigará la posibilidad de inyectar gas, observando así que el factor de recuperación mejoraría un 6 o 7 por ciento, y el gas inyectado se recuperaría en un 75 por ciento. (Imagen 2.25.).



Imagen 2.25. Ubicación del Campo Oseberg y Troll. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

Para escoger el campo que suministraría gas a Oseberg se consideró: la rápida y segura entrega de gas, un flujo anual constante de gas hasta 2002 y la cantidad de gas total para garantizar el pleno mantenimiento de presión durante la producción del aceite. Fue entonces que Troll se definió como el mejor candidato para dicho proyecto.

El plan se presentó ante los socios de Troll para su aprobación en 1986. El concepto contemplaba un módulo submarino de producción en Troll East con ductos de conexión de 48 kilómetros a través de Oseberg donde se instalaría un módulo de tratamiento y compresión para la inyección de gas al campo. El módulo estaría diseñado para operar 18 años y estaría ubicado a 303 metros de profundidad.



Se establecieron acuerdos entre los socios de Troll y Oseberg, asignando las actividades que llevarían a cabo cada grupo de socios. Los socios de Troll construirían la unidad de producción de gas y conectarían los ductos de Troll a Oseberg; por su parte, los socios de Oseberg realizarían las modificaciones necesarias a las instalaciones para recibir e inyectar el gas en el campo.

Se estableció un equipo para ejecutar el proyecto, dicho equipo se ocuparía de la administración del proyecto, la ingeniería, fabricación y pruebas; el control del proyecto, contrataciones y aseguramiento de la calidad. (Imagen 2.26.).

Imagen 2.26. Esquema de las instalaciones submarinas y superficiales de Oseberg. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo del ministerio del petróleo y energía de Noruega)

2.11.6.1. Fase Tres.

La tercera fase, la cual está enfocada en la extracción del gas de Troll West, será implementada cuando no haya más remanentes de aceite que recuperar. El proyecto está contemplado para el año 2020 con la terminación del último pozo para recuperación secundaria.

Cabe mencionar que las licencias que fueron expedidas para Troll, tienen vigencia hasta 2030. Antes de que se cumpla con dicha vigencia, la demás infraestructura con la que se ha desarrollado Troll recibirá mantenimiento.

De las tres plataformas, Troll B es la que, por su diseño, tiene el menor ciclo de vida, aproximadamente en 2020. Se ha considerado someterla a reparaciones y mantenimiento para que siga operando hasta por lo menos 2040. Por otro lado, Troll A ha sido diseñada para operar hasta por lo menos 2064.

Durante la elaboración de ésta tesis, el Directorado no ha considerado otras soluciones a futuro. Sin embargo la posición que se ha ganado Troll como un campo de petróleo y gas en la plataforma continental Noruega parece ser irremplazable por la cantidad de experiencias generadas tanto para las operadoras encargadas de su desarrollo, como para el propio Directorado Noruego del Petróleo, en cuanto a regulación, administración a largo plazo de los recursos y desarrollo de tecnología.



2.11.7. PRODUCCIÓN DE TROLL.

Desde el comienzo de su explotación, el perfil de producción de gas en Troll depende principalmente de su papel como exportador y de la estrategia conjunta de producción para todos los campos de la plataforma continental noruega.

La producción de gas en Troll está determinada por permisos otorgados por el gobierno. El permiso para 2009 y 2010 establecía una reducción en la producción de gas de 3,000 millones de metros cúbicos por año a 2,400 millones de metros cúbicos por año, con la finalidad de asegurar que la producción de aceite se maximizará mediante el mantenimiento de presión del yacimiento de gas que está en comunicación con el yacimiento de aceite. Para 2012, el permiso fue modificado una vez más para incrementar la producción a 3,000 millones de metros cúbicos por año, dicha producción se ha mantenido hasta ahora.

La producción de aceite en Troll B empezó en 1995 con 190,000 barriles por día. Hydro realizó pruebas de producción en 1996. Dichas pruebas mostraron que la capacidad máxima de producción de las instalaciones desarrolladas ascendía a 225,000 barriles por día, por lo que el operador decidió incrementar la producción a 200,000 barriles por día.

Por otro lado, la producción de aceite en Troll C empezó en 1999. Troll C alcanzó un máximo de 195,000 barriles por día en 2002. De esta plataforma también se extrajo gas asociado, pero los volúmenes producidos fueron inyectados en Troll A para contribuir con la producción de gas.

CAPÍTULO 3: "SISTEMAS DE CONEXIÓN SUBMARINA"

3.1. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SUBMARINA EN NORUEGA.

Primero hay que definir que es un **Desarrollo Subacuático,** esta es estructura del mar que tiene muchas partes debajo, nosotros siempre estamos acostumbrados como petroleros a ver lo que está arriba ya se una plataforma, una embarcación o estructura sumergible, etc.



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

3.1.1. EL DESARROLLO DEL CAMPO SUBMARINO, SISTEMAS DE CONEXIÓN Y LA TECNOLOGÍA SUBACUÁTICA.

El Desarrollo Subacuático es todo aquello que nos permite transportar todo lo que está debajo del mar a la superficie, líneas de distribución, risers o líneas en el fondo del mar con las que podemos transportar gases o líquidos a las plataformas, sistemas de control y conexiones.

Cuando se habla de Estructuras Submarinas se habla de estructuras increíblemente grandes, en la imagen siguiente tenemos a un Compresor Marítimo, (Imagen 3.a.) es una superposición del compresor en el Estadio Olímpico Universitario de Ciudad Universitaria, las medidas del compresor de ancho son 60 metros y 35 de alto con 90 de fondo aproximadamente.

El interior del compresor está lleno de todo tipo de equipos como sistemas de compresión, válvulas, sistemas de control, sistemas de conexión, etc.

En este capítulo vamos a hablar principalmente de las Conexiones Submarinas (Imagen 3.1.).



Imagen 3.1. Desarrollo Subacuático. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez 2013

En este capítulo vamos a hablar principalmente de las Conexiones Submarinas (Imagen 3.1.). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de la Página de la UNAM)



Imagen 3.a. Una Superposición del Compresor en el Estadio Olímpico Universitario de Ciudad Universitaria.

3.2. SISTEMAS DE TIE-IN SUBMARINO Y/O DE CONEXIÓN.

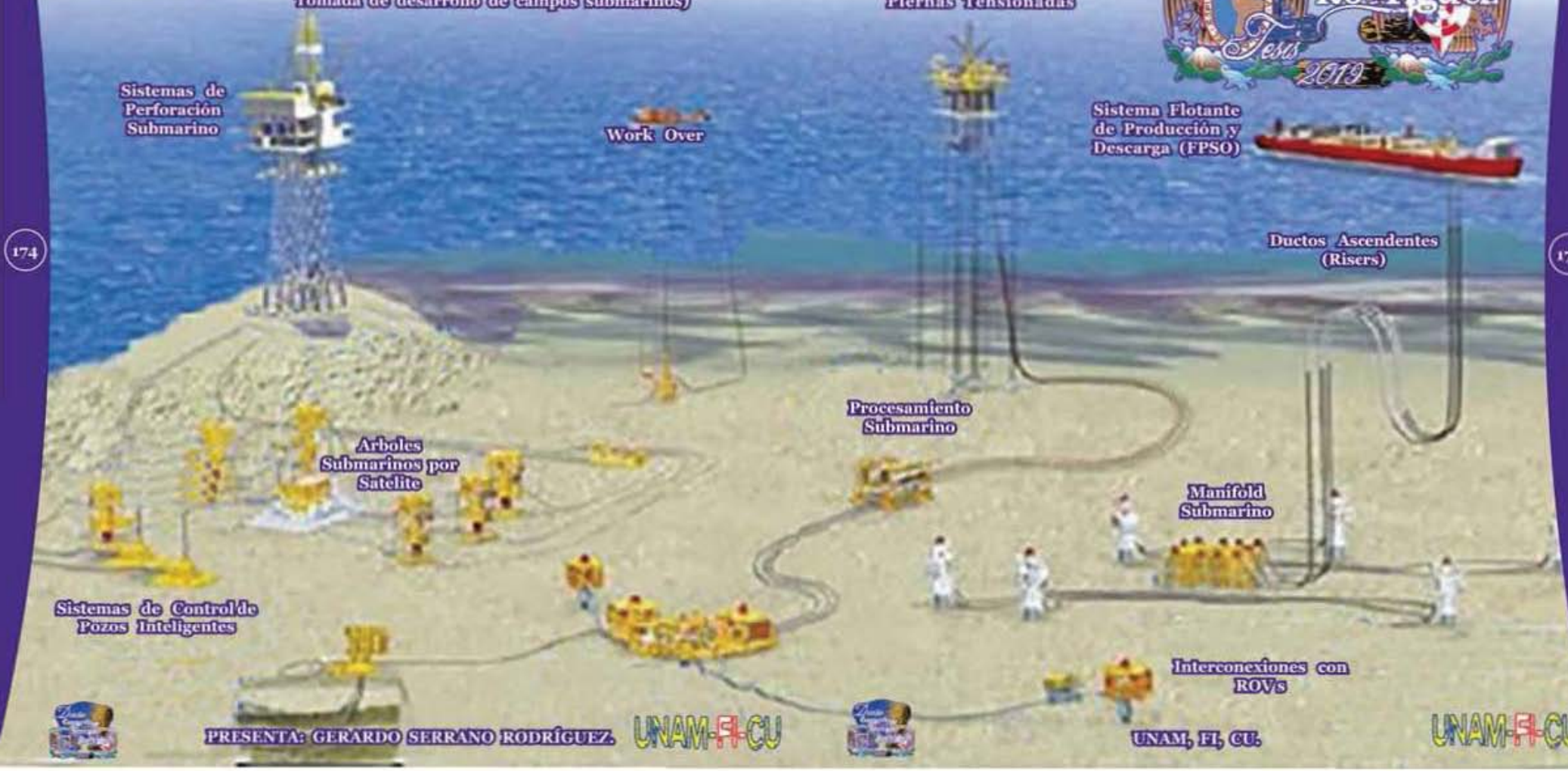
En este tema vamos a hablar de los sistemas de conexión en particular y de los conectores que es una parte muy importante en la tecnología.



3.2.1. ÁREAS SUBMARINAS.

Hay mucha tecnología dentro de lo que es la tecnología submarina: árboles de navidad, sistemas de pozos, sistemas de control, sistemas de perforación, sistemas de proceso como el que estaba dentro del estadio Universitario en las paginas anteriores, manifolds, sistemas de Tie-in o de conexión, etc. (Imagen 3.2.).

Imagen 3.2. Áreas Submarinas. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

3.2.2. SISTEMAS DE TIE-IN O DE CONEXIÓN.

Cuando uno requiere hacer un transporte de fluidos ya sean hidrocarburos o fluidos de control o gas, se tiene que hacer mediante ciertas estructuras que están ancladas en el fondo del mar. El hidrocarburo se extrae del pozo llega al árbol de navidad y de aquí se distribuye hacia otras estructuras que lo llevan hacia arriba mediante un Riser que es una tubería que está a expuesta a muchas cargar de corriente del mar y es golpeado por estas corrientes que probablemente lo arranquen con todo y el árbol de navidad, para que esto no suceda primero hay que hacer un árbol de navidad muy robusto y después se hace un ancla para que por esta ancla se pueda subir el riser.

A la pregunta de ¿Cómo conecto mi risers a mi árbol de navidad? Esto se hace mediante los **"Sistemas Tie-In"** o **"Sistemas de Conexión"** que son sistemas que conectan estructuras y la conexión se hace debajo del mar **(Imagen 3.3.)**.

Primero es la perforación, después se coloca el árbol de navidad, después instalamos el plet o el ancla y nos cercioramos de que este bien puesta y hasta el final conecto el árbol de navidad con mi ancla, estas conexiones deben de ser de fácil instalación y resistir la vida total del pozo ya sean 30 años 50 años o los que sean. El diseño debe soportar la corrosión, agua salada, corrientes marinas o todo aquello a lo que este expuesto en ese tiempo.

Los **"Sistemas Tie-In"** son las líneas de flujo entre estructuras submarinas para el transporte de petróleo crudo y gas desde los pozos submarinos, colectores, las instalaciones de procesamiento en alta mar, etc.

El **"Sistemas Tie-In"** incluyen conectores, tuberías, estructuras de soporte, herramientas de instalación, etc.



Imagen 3.3. Sistemas Tie-In" o "Sistemas de Conexión. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

Hablando sobre los **Vehículos de Intervención** que son **Robots Submarinos**, la intervención cada vez se hace a mayores profundidades, hace pocos años eran intervenciones a 30 metros de profundidad a 50 metros de profundidad y los podía hacer un buzo que bajaba junto con sus herramientas a esa altura pero después de 100 metros de profundidad las personas ya no pueden hacerlo y es por eso que se ha desarrollado la tecnología de los **ROV** quienes pueden descender hasta 4,000 metros o más y hacen los mismos trabajos que si el operador estuviera hay.

Estos robots o **ROV** pueden trabajar por medio de cable umbilical que no solo es para el control si no que es la fuente de potencia eléctrica o hidráulica. También los hay completamente autónomos, se usan solamente como observación porque tienen poca potencia, pero la ventaja es que no tienes un cable detrás y eso ayuda a entrar a sitios más aislados dentro de estructuras sin tener que enredarte con el cable, todos estos robots están clasificados por tamaño, potencias o tareas que desempeñan.

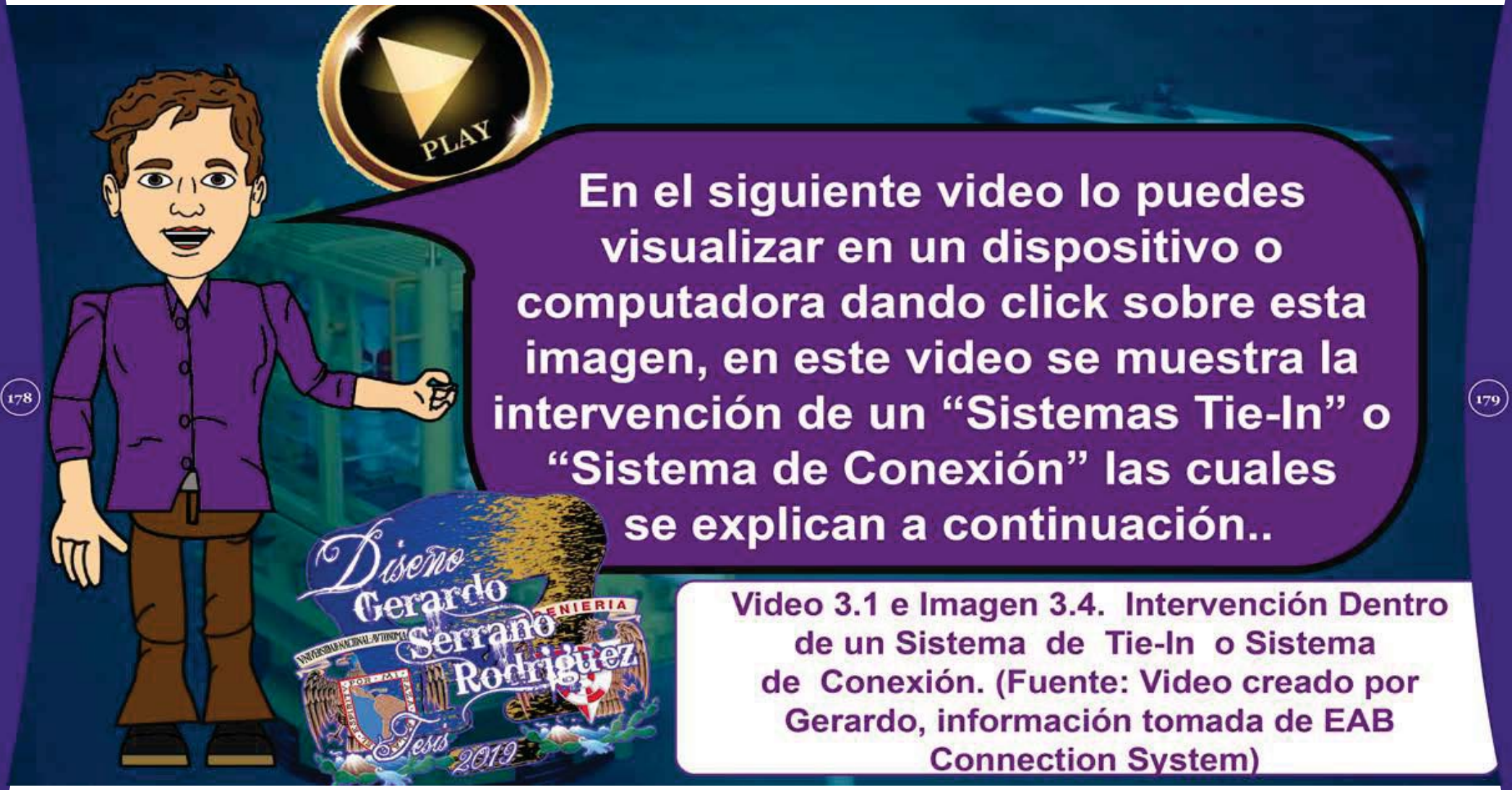
3.2.3. INTERVENCIÓN DENTRO DE UN SISTEMA DE TIE-IN O SISTEMA DE CONEXIÓN.

Siempre que se habla de **Sistemas Conexión Submarina o Sistemas Submarinos** en general, esta lo que es la infraestructura permanente y esta lo que es la infraestructura de intervención, herramientas y equipo temporal que solo estará interviniendo, el **ROV** es una herramienta temporal porque lo bajas lo óperas y luego va a superficie.

Antes de bajar a aguas tengo que hacer un procedimiento preinstalación en superficie para ver que herramientas voy a necesitar, al momento de bajar mi **ROV** con su canasta de herramientas todo debe estar preparado para agilizar la instalación en aguas. La preinstalación incluye purgar las líneas, probarlas en cuanto a la presión, checar que no tenga fugas por presión, se checa todo lo eléctrico, todo lo mecánico, se tiene que hacer pruebas de operación y toda esta simulación se hace arriba.

Un **ROV** de clase tres como los que se veran en las paginas por lo regular no puede cargar más de 50 kilogramos en el aire, esto se debe a que cuando está debajo del agua el peso aumenta por la densidad y presión entre otras cosas eso hace que el **ROV** tenga que estar estable para posicionar algo o intervenir algo, además el **ROV** no está flotando si no que se tiene que apoyar en algo el **ROV** para poder operar, esto lo puede hacer gracias a sus brazos.

En el siguiente video se muestra la intervención de un **"Sistemas Tie-In"** o **"Sistema de Conexión"** las cuales se explican a continuación **(Video 3.1 e Imagen 3.4.)**.



Video 3.1 e Imagen 3.4. Intervención Dentro de un Sistema de Tie-In o Sistema de Conexión. (Fuente: Video creado por Gerardo, información tomada de EAB Connection System)

3.2.4. TIPOS DE CONEXIÓN.

Imagen 3.5. "Sistemas Tie-In" o "Sistemas de Conexión" (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Hay distintos tipos de clasificación oficiales para conexiones los más comunes son:

- Vertical, Horizontal.
- Rígido, Flexible.
- Aislado, No aislados.

Sus tamaños pueden ir desde seis pulgadas hasta 40 pulgadas (Imagen 3.5.).



3.2.4.1. Conexión Horizontal Vertical.

Conexión Horizontal: La ventaja es que yo puedo poner una estructura de protección menos, una desventaja es que el ensamble de esta tubería es más difícil porque a diferencia de la vertical no sella gracias a la gravedad **(Imagen 3.6.)**.

Conexión Vertical: Esta conexión es la más fácil porque haces la conexión y con el mismo peso se posiciona la tubería y se sella, una desventaja es que toda mi conexión es muy alta y es un problema en caso de que yo quiera poner una estructura de protección desde el fondo del mar hasta la parte más alta **(Imagen 3.7.)**.

Estructura de Protección: Sirve para proteger de objetos que puedan caer al fondo del mar y que puedan dañar la instalación, también son para que las redes de pesca se atoren.

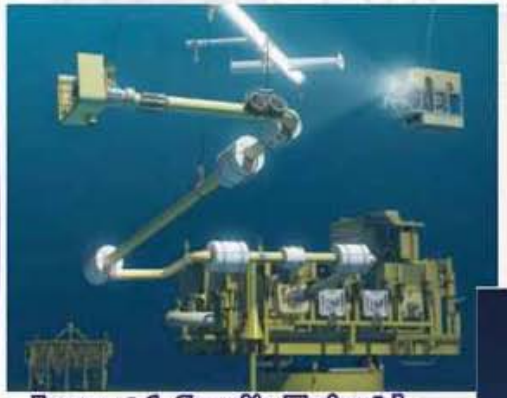


Imagen 3.6. Conexión Horizontal. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Imagen 3.7. Conexión Vertical. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.4.2. Conexión Rígida o Flexible.

Es decir, son tuberías que no son 100% rígidas si no que tienen mucha flexibilidad e incluso algunas llegan a ser como una manguera **(Imagen 3.8.)**, **(Imagen 3.9.)**.



Imagen 3.8. Conexión Rígida. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Imagen 3.9. Conexión Flexible. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.4.3. Conexión Aisladas o No Aisladas.

Estas son tuberías que están **Térmicamente Aisladas** o **No Aisladas Térmicamente** esto es porque entre más profundo te metes la tubería tiene la capacidad de resistir cargas térmicas más altas, cuando tienen un diferencial de temperatura muy alto puede haber muchos problemas a la hora de la producción. **(Imagen 3.10.).**



Imagen 3.10. Conexión Térmicamente Aisladas o Térmicamente No Aisladas. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.5. SISTEMAS TIE-IN AL CONECTAR LAS TUBERÍAS EN LAS ESTRUCTURAS.

Hablando un poco de lo que es **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería)** e **Inboard (Adentro de la Estructura)** esto es como las conexiones del sistema.

Un equipo conecta por medio de un **Inboard (Adentro de la Estructura)** y un **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería).**

La parte **Inboard** del conector se instala primero, como la parte compleja de la instalación, es decir, el uso de grúas grandes, nivelación y anclaje, mientras que el **Outboard** viene con la tubería y es lo último que se instala, con grúas más pequeñas, y la operación es más sencilla.
Inboard (Adentro de la Estructura): Normalmente es parte de una estructura muy grande y compleja que estará fabricado de tal manera que el conector se instale fácilmente.

La instalación de lo que es **Inboard (Adentro de la Estructura)** se hará en el mismo día porque es una operación muy compleja además de que el equipo es muy pesado, hay que estabilizar, hay que nivelar, hay que anclar, hay que probar, etc.
Inboard (Adentro de la Estructura) está separado en forma temporal de lo que es **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería).**

La conexión entre estructuras submarinas se hace hasta el final una vez que se haya instalado las estructuras para después conectar las tuberías. **Inboard (Adentro de la Estructura) y Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería)** es algo que se tiene que usar independientemente de que la tubería sea flexible, no flexible, aislada, no aislada, horizontal o vertical.

En resumen, **Inboard (Adentro de la Estructura)** es la conexión que va dentro de **Outboard (Fuera de la Tubería)** y se ensamblan **(Imagen 3.11.).**



Imagen 3.11. ROV Conectando Estructuras Tipo Inboard y Outboard. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3. CONEXIONES SUBMARINAS.

Hasta ahora se han hablado de varios conceptos, pero ahora nos enfocaremos en los **Sistemas de Conexión Submarina**, un sistema de conexión depende del conector y es aquí donde se hace el sellamiento entre el Inboard (adentro de la estructura) y Outboard (independiente de estructura / parte de tubería).



Estos son elementos que usamos para el aterrizaje o posicionamiento mediante el sellamiento de los conectores. Estos conectores pueden estar de lado Inboard (adentro de la estructura) o de lado Outboard (independiente de estructura / parte de tubería), pero por lo regular siempre están de lado Outboard (independiente de estructura / parte de tubería).

En la imagen se puede ver que la cavidad de color amarilla es donde ensamblan los conectores **(Imagen 3.12.)**.



Imagen 3.12. Sistemas de Conexión Submarina. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3.1. CONECTORES.

Dispositivo mecánico operado por **ROV** para conectar elemento de amarre submarino, soporta cargas mecánicas de presión del fluido y las fuerzas externas.

Estas cargas que soportan los conectores pueden ser mecánicas como la instalación, corriente, impactos y también presión y temperatura.

3.3.2. TIPOS DE CONECTORES.

Los tipos de Conectores son:

- Conectores de abrazadera.
- Conectores de pinza.
- Conectores personales.
- Conectores de brida.
- Conectores de reparación.

Conectores de Abrazadera: Se puede hablar de varios tipos de conectores, los que normalmente se utilizan son los **"Conectores de Abrazadera".** Para estos conectores no se usan empaques ya que se deterioran muy rápido a grandes profundidades y por la cantidad de años.

En la imagen se ven dos tipos de **"Conector de Abrazadera"** de color rojo las cuales fueron colocadas por el ROV.

La abrazadera más grande, en la parte derecha de la imagen presiona el tubo y de lado izquierdo algún tipo de material, en esta conexión de abrazadera el lado izquierdo es Outboard (independiente de estructura / parte de tubería) y el lado del material es Inboard (adentro de la estructura) **(Imagen 3.13.).**

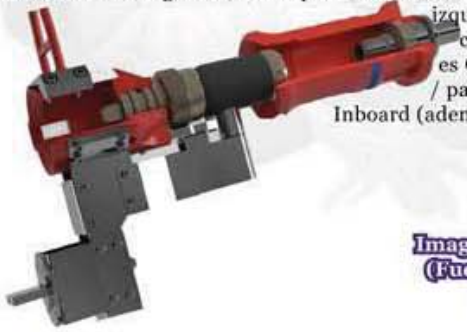


Imagen 3.13. Conector de Abrazadera. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

La siguiente imagen es la abrazadera más típica. Funciona de la siguiente manera, tiene un perno que tiene rosca de un lado y rosca del otro, la cuerda de la abrazadera hace que al girar el perno se vallan en sentidos opuestos para que abran o cierren. Es como si simuláramos la acción con nuestros torsos y nuestros brazos, cuando los acercas los aprietas y cuando las alejas los abres **(Imagen 3.14.).**



Imagen 3.14. Conector de Abrazadera. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Conectores de Pinza: Son semejantes a los conectores de Abrazadera.
En este caso el conector es de dos elementos que usa tornillos para apretar o abrir **(Imagen 3.15.)**.

Imagen 3.15. Conector de Pinza. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

El siguiente conector de pinza el perno es vertical esto quiere decir que la intervención de ROV será hacia abajo, el ROV mete una herramienta para darle vueltas mientras el conector se abre horizontalmente **(Imagen 3.16.)**.

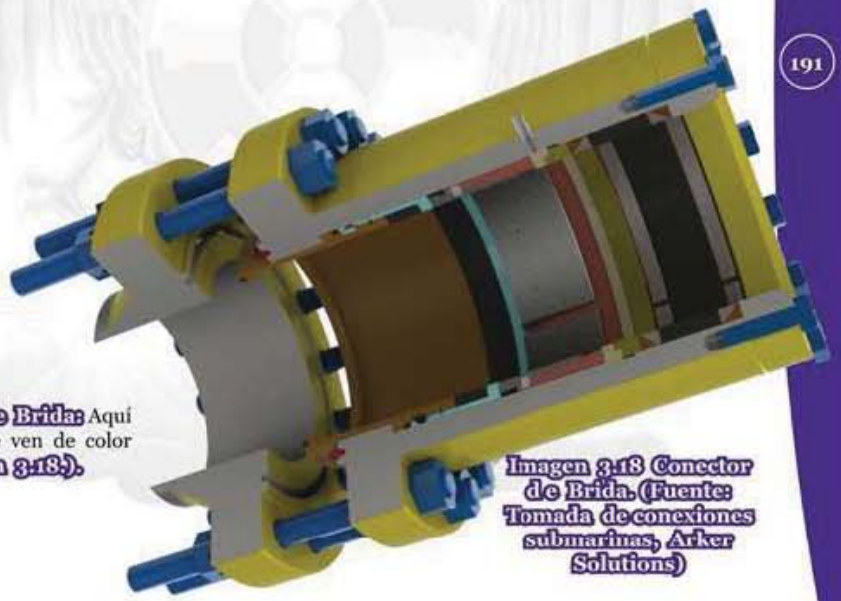


Imagen 3.16. Conector de Pinza. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Imagen 3.17. Conector de Personal. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

Conectores Personal: Este es un sistema personal que funciona como un taladro, cuando se pone la broca lo que se hace es comprimir de manera mecánica para que la carga de acción se transmita en una carga axial **(Imagen 3.17.)**.



Conector de Brida: Aquí los pernos se ven de color azul **(Imagen 3.18.)**.

Imagen 3.18 Conector de Brida. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3.3. SELLADO DE CONECTORES.

¿Cómo funciona el sellado de conectores?

Se tienen dos secciones de la abrazadera, la pieza de color verde es el perno que lo que hará es apretar hacia dentro o en dirección del eje de la tubería.



Imagen 3.19. ROV Colocando un Conector de Reparación. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Cuando se cierra las dos piezas de azul hace un sándwich ocasionando un sello entre dos metales que son Inboard (adentro de la estructura) y Outboard (independiente de estructura / parte de tubería) (Imagen 3.20.).

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

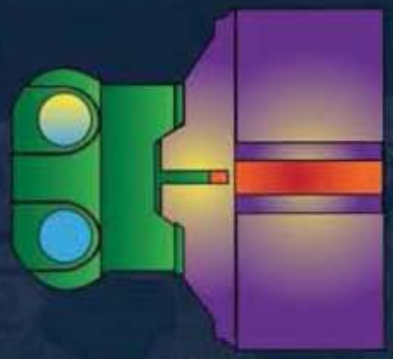


Imagen 3.20. Sellado de Conectores. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Imagen 3.20. Sellado de Conectores. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

UNAM, FI, CU.

3.4. EL TIEMPO (CLIMA) Y CONSECUENCIAS.

El viaje de los ROV al fondo del mar depende mucho del clima, dependiendo del clima es el tiempo que tardara en ir y venir el ROV debido a los factores que afectan su trabajo, por ley los ROV no pueden estar más de cinco semanas.

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

Todos los días se hacen juntas con la tripulación y las personas que están a cargo con las operaciones que se van a realizar, en esa junta se hace una serie de pasos y procedimientos de la intervención que se hará ese día.

Esta serie de procedimientos vienen desde la etapa de diseño y simulación. El diseño de la herramienta es hecho por parte de un vendedor quien va a ofrecer la mejor herramienta para la operación y el proveedor debe de analizar todas las propuestas para elegir la que más se adecue.

En la imagen tenemos una embarcación en la cual podemos concluir que ese día no se podrá hacer un buen trabajo por el oleaje que se presenta, en estas condiciones todas las operaciones están paradas (Imagen 3.21.), (Imagen 3.22.).



Imagen 3.21. Embarcación con Operaciones Paradas por el Oleaje. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Imagen 3.22. Tamaño de la Grúa. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Cuando el parlamento se da cuenta que tiene un montón de dinero ahorrado producto del petróleo y que el precio de este puede subir o bajar dependiendo del mercado internacional y que lo mejor pueden hacer es diversificar su economía, ¿y qué mejor forma de hacerlo que invertir el fondo de ahorro en la bolsa? Así es como nace el fondo de pensiones o fondo soberano noruego que tiene más de un trillón de dólares estadounidenses, si este trillón se reparte entre todos los Noruegos toca a más de doscientos mil dólares por persona, cada persona tiene doscientos mil dólares invertidos en la bolsa

3.4.1. SISTEMA DE COMPENSACIÓN VERTICAL DE UNA GRÚA.

Con relación de las olas y el movimiento existen dispositivos de diferentes mecanismos, la clasificación más usual son los pasivos y los activos (Imagen 3.23.).

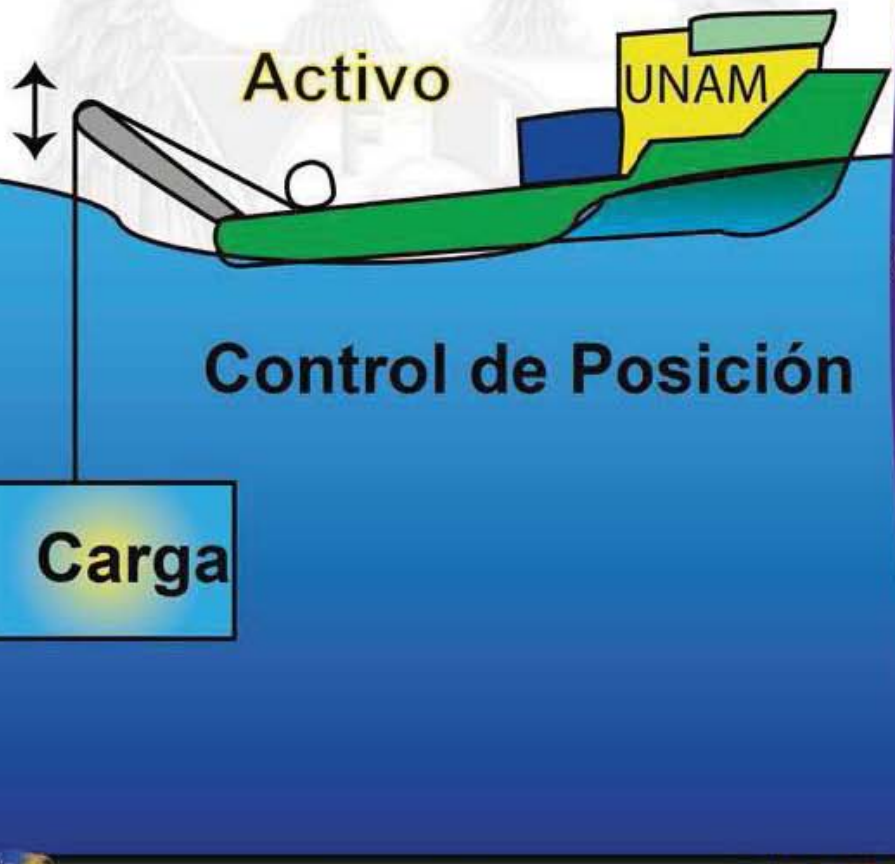


Imagen 3.23. Sistema Activo y Pasivo de Compensación Vertical de una Grúa. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo sistemas de conexión submarina, Arker Solutions)

Pasivos: Es un amortiguador que tiene una grúa y lo que hace es disminuir el efecto de movimiento en el fondo del mar.

Activos: Usan el cable umbilical para controlar la carga del **ROV,** esto es por:

- Tensión constante.
- El control de posición.



3.5. NORSOK D-010.



El sta es la biblia en el campo en Noruega y el estándar **NORSOK D-010** es el primer estándar a nivel mundial en ingeniería de pozos y perforaciones de pozos. Por sus siglas en Noruego: **Norsk Sokkels Konkurranseposisjon**

ISO ya saco su estándar del 2018, pero ISO a diferencia de **NORSOK** no da una idea de cómo hacer las cosas, lo único que dice es que tienes que probar para intentar un resultado satisfactorio.

En 1993, la industria del petróleo en Noruega, apoyada por la Norwegian Oil and Gas Association y la Federation of Norwegian Industries, desarrolló una iniciativa llamada **NORSOK**, convirtiendo su normativa en el estándar más importante del sector offshore noruego. Los estándares **NORSOK** son administrados y emitidos por Standards Norway, que también administra las concesiones del mapa.

NORSOK es tan reconocido a nivel mundial.

Desarrollado por la Industria Petrolera Noruega para garantizar una seguridad adecuada y relación **Costo-Eficacia** para la industria del petróleo.

Destinado en medida de lo posible para especificaciones y servir como referencias en las regulaciones de las autoridades.
Es una norma oficial en Noruega.

Tiene el apoyo de la OLF (The Norwegian Oil Industry Association -La Asociación de la Industria del Petróleo de Noruega) y TBL (Federation of Norwegian Manufacturing Industries - Federación de Industrias de Noruega de fabricación).

Tiene el objetivo de aumentar la competitividad noruega, consiguiendo agregar valor, reducir costes y tiempo de espera, eliminando las actividades innecesarias en los desarrollos y operaciones de campo offshore.

La finalidad de las **Normas NORSOK** es contribuir a alcanzar los objetivos de los estándares, una de las formas será mediante la sustitución de las especificaciones individuales de las compañías petroleras y otras directrices y documentos de la industria por unas conjuntas, obteniendo unos estándares unificados que consigan el desarrollo presente y futuro de la industria de petróleo.

Las **Normas NORSOK** contienen abundantes referencias de las normas internacionales. De hecho, durante la realización de normativas internacionales se aportan contenidos de las **Normas NORSOK** con el fin de unificar y mejorar los contenido. En caso de que una modificación de norma internacional entre en conflicto con el uso de **NORSOK**, ésta será modificada para cumplir los nuevos requisitos establecidos.



Noruega le apuesta a la lucha contra el cambio climático y donde se puede ver eso es en el sector del automóvil eléctrico. Noruega tiene el mercado de coches eléctricos más desarrollado de todo el planeta, la mayoría de los coches que se venden son eléctricos y el plan es que para el 2025 no se vendan más coches de gasolina ni diésel solo eléctricos e híbridos.

3.5.1. ESTÁNDAR, NORMAS Y REGLAMENTOS.

Hablando de regulaciones y estándares, en la pirámide se ve que son las autoridades las que se encuentran por encima de todo y estipulan cuales son las reglas del juego.

Luego sigue cuales son las bases de los proyectos y los requerimientos de operación y funcionalidad que estipula el operador. Hasta debajo de esto están los estándares como **ISO, API y NORSOK** que solo está en el Mar del Norte. Actualmente la industria está siendo cada vez más forzada a hacer más estándar **(Imagen 3.24.)**.

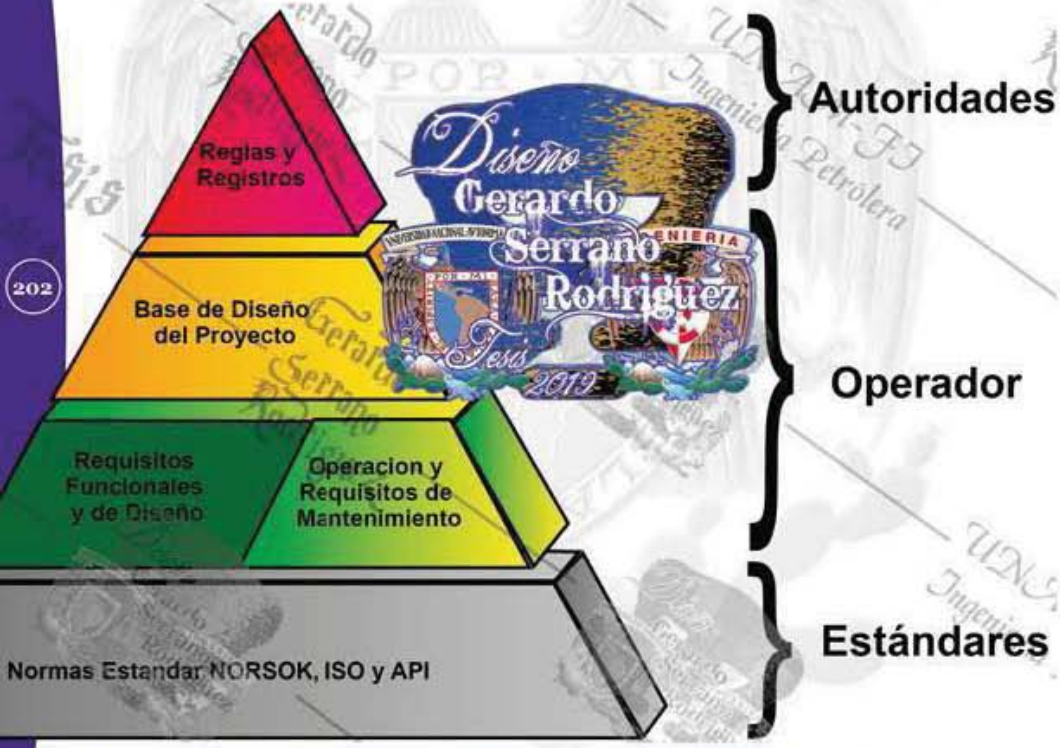


Imagen 3.24. Pirámide de Autoridades, Operadores y Estándares. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

3.5.2. PIRÁMIDES DE ESTÁNDARES Y REGULARIZACIONES.

Esta es la pirámide de los **Estándares, Normativas y Regulaciones** en Noruega, en la base de la pirámide esta nuestro conocimiento ingenieril, nuestra experiencia somos nosotros, pero al tope de la pirámide los que mandan es el gobierno como en México la CNH.

Una vez que se hace la **Normativa** de cómo se deben hacer las cosas entonces vienen los **Estándares** y en el caso de Noruega se recomienda que se use **Norsok** aquí entra el regulador, el regulador jamás te va a decir como tienes que hacer las cosas.

El regulador lo que hace es decir "Tienes que terminar tu trabajo de manera segura y eficiente", hay muchas maneras para hacerlo, pero siempre se debe de hacer con un análisis de riesgo y documentación, lo que le interesa al regulador es que las cosas se hagan cumpliendo los estándares sin importar el método **(Imagen 3.25.)**.

Imagen 3.25. Pirámide de Normas y Regulaciones Basado en las Normas Noruegas. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)



3.5.3. BARRERAS DE POZOS NORSOK D-010.

Antes del estándar **NORSOK D-010** Drilling and Well operations (perforación y operaciones de pozo) la normativa se centraba en cómo llevar a cabo las operaciones y qué tipo de equipo se debía utilizar. La creación de la norma surge de cambiar el enfoque, pasando de ser un servicio preceptivo a uno funcional basado en los resultados. Los requisitos se centraron principalmente en actividades de perforación, acondicionamiento, terminacion y abandono.

Para cumplir con las regulaciones en materia de perforación se recomienda seguir **NORSOK D-010.** Los operadores no tienen obligación de cumplir con la **NORSOK D-010** pero, si no lo hacen, tienen que demostrar que su enfoque cumple los requisitos para operar con seguridad. La creación de la **NORSKOK D-010** le ha dado a la industria tanto la responsabilidad de justificar los métodos seguidos en detalle, como la manera de hacerlo. Dio a la industria una base actualizada para desarrollar operaciones de explotación de los pozos de petróleo y gas de forma segura.

En 2003 se difundió la revisión número 3 de **NORSKOK D-010.** En esta revisión, la **NORSKOK D-010** cambió considerablemente y se expandió para dar un enfoque a la integridad de pozos centrado en la planificación y ejecución de las perforaciones y en las operaciones a lo largo del ciclo de vida del pozo. Más del 50% de la versión anterior fue eliminada, mientras que se agregaron muchos materiales nuevos; un total de 167 páginas. La frase "integridad de pozo" se definió y obtuvo su propia entrada en Wikipedia. La revisión fue llevada a cabo por expertos de empresas de operación tanto noruegas como internacionales, y la nueva **NORSKOK D-010** era la única que abordaba la integridad de pozos en todos los tipos de operaciones convencionales: perforación, test, completion, wireline /coiled tubing (técnica de tubería flexible)/snubbing (entubación bajo presión), así como la introducción de underbalanced perforation (perforación cuando la presión ejercida sobre una formación expuesta en un pozo está por debajo de la presión interna del fluido de esa formación), producción y operaciones de bombeo, antes de terminar el pozo mediante plugging (taponado) y abandono.

Otro factor de la nueva **NORSKOK D-010** era su amplio uso de **Well Barrier Schematics (WBS)** para ilustrar las barreras del pozo y así establecer una operación específica.

Norsk Hydro5 ha estado utilizando esta técnica desde la salida de las regulaciones de perforación en 1992, asegurando que las barreras del pozo deben estar definidas, aceptadas y monitorizadas. Norsk Hydro cedió su biblioteca de WBS, dejándola disponible para los editores, obteniendo así ejemplos de esquemas para incluir en la norma. Para complementar los WBS, se desarrolló una biblioteca de 50 descripciones detalladas de **Elementos de Barreras de Pozos (WBE)**, que son los bloques de construcción esenciales de una barrera de pozos efectiva.

La Figura siguiente es un WBS o esquema de barreras de pozo: la **Línea Azul** muestra la **Barrera del Pozo Primaria** que previene la entrada de la formación de fluidos (petróleo/gas/agua) en el pozo. Si cualquiera de los elementos falla, entraría a actuar la **Línea Roja**, que muestra los elementos de la **Barrera del Pozo Secundaria.** Sobre el papel estas barreras deben ser completamente independientes. **(Imagen 3.26.).**

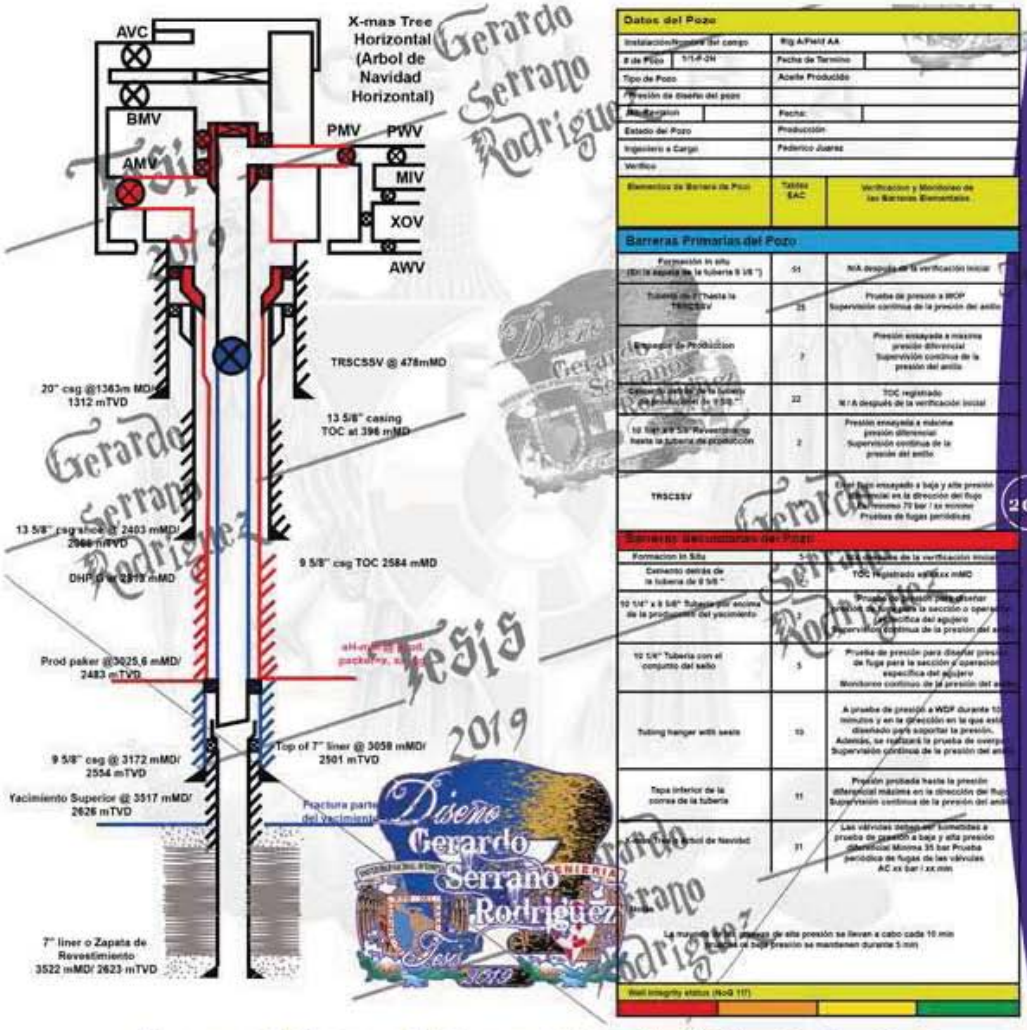


Imagen 3.26. Esquema de Barrera de Pozo (WBS). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

La revisión número 3 pronto ganó reconocimiento entre los operadores y reguladores de Noruega. Se consideró como una base útil en la que los operadores podrían desarrollar su propio enfoque en la integridad del pozo e intensificaba el enfoque de la industria en integridad de pozos como una meta y disciplina. Ayudó el hecho de que estuviese disponible gratuitamente en la página web www.standard.no, como el resto de los estándares NORSOK. También obtuvo un reconocimiento fuera de las fronteras de Noruega, ya que empresas internacionales del sector del gas y el petróleo (IOCs) lo "importaban" a sus regiones, al no existir en cualquier otro sitio un estándar comparable.

El estándar noruego NORSOK D-010 de integridad de pozos era muy respetado antes del blow-out de Macondo 2010 en el Golfo de México, pero el desastre indujo una amplia revisión para absorber las lecciones aprendidas y el avance de la seguridad en el futuro. Terje Løkke-Sørensen, director de ingeniería de pozos en Add Energy, dirigió un grupo de 16 expertos que recopilaron la cuarta revisión. A continuación, adjunto un fragmento de unas declaraciones que realizó en las que describe cómo surgió, qué hay de nuevo y por qué cree que NORSOK D-010 está siendo un estándar utilizado internacionalmente.

El blow-out de Macondo en el Golfo de México en 2010 cuestionó a las autoridades de varias jurisdicciones y a la industria en general, les hizo examinar regulaciones y prácticas para ver que más se podría hacer para prevenir grandes accidentes. Se publicaron muchos informes a escala internacional, entre ellos estaba el informe de lecciones aprendidas Norsk Olje og Gass's 2011 Macondo, que contenía algunas recomendaciones muy específicas y útiles para actualizar el estándar NORSOK D-010. (Imagen 3.27).

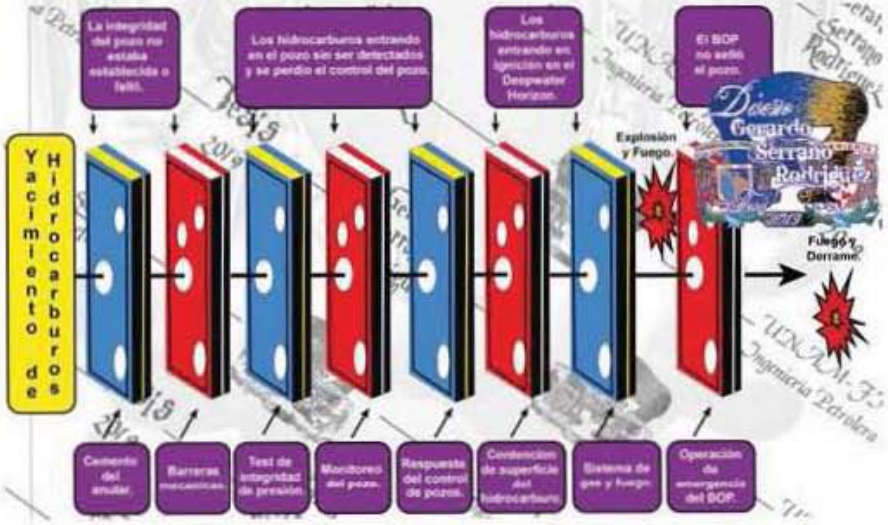


Imagen 3.27. The Swiss Cheese Model o el Modelo del Queso Suizo es un Modelo de los Errores por los que Ocurrió el Derrame de Macondo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

También, con un gran apoyo voluntario de la industria, se estableció un equipo de tareas y el trabajo en la cuarta revisión empezó en 2011. Más de 2.300 trabajos de 35 compañías se recibieron y procesaron. La nueva revisión se publicó en Junio 2013. Esta revisión proporciona más información, en especial sobre plugging (taponado) y abandono. Incluye la gestión de la presión de la perforación, que no se había incluido en Rev. 3. Contiene más información de asistencia en planes de perforación y requerimientos para equipos de capping (taponar). Identifica nueve elementos barrera de pozo adicionales que facilitan y mejoran la gestión de la construcción de bloques de la barrera."

La Norma NORSOK D-010, en su versión actual, define los requisitos y directrices relativas a la integridad del pozo en las actividades de perforación y operación. La integridad de pozo se define como "La aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas necesarias para reducir el riesgo de descarga no controlada de fluidos de la formación a lo largo del ciclo de vida de un pozo". La integridad del pozo también se define como "el estado instantáneo de un pozo, con independencia del propósito, el valor o la antigüedad, lo que garantiza la fiabilidad de las barreras necesarias para contener y controlar el flujo de todos los líquidos dentro o conectados al pozo de forma segura".

La Norma NORSOK D-010 se centra en el establecimiento de barreras de pozo con el uso de los WBE con sus criterios de aceptación, de su uso y el monitoreo de la integridad durante su ciclo de vida. La Norma NORSOK D-010 también abarca los requisitos de gestión de la integridad del pozo y las competencias que debe tener el personal. La norma no contiene especificaciones ni de los pozos ni de los equipos de perforación.

Ésta se basa principalmente en establecer barreras y elementos barrera de pozos válidos. Se describen los criterios para que éstos sean aceptados y monitorizados para evitar la pérdida de integridad que en última instancia, podría dar lugar a una explosión. El documento se divide lógicamente en secciones temáticas, y contiene los requisitos y directrices prescriptivas. Da una buena base para ayudar con la prevención y la solución de problemas de integridad del pozo.

En este proyecto vamos a usar la norma revisada en Junio de 2013, esta revisión se inició para mejorar el estándar, incluyendo criterios de aceptación para el cemento de revestimiento aplicado en las actividades de perforación, producción y abandono, gestión de la presión de perforación, y para incluir nuevas tablas de aceptación de los elementos barrera (WBEs:) (formación, material alternativo al cemento.

La Norma NORSOK D-010 es el resultado de una cooperación continua entre los operadores establecidos en Noruega y empresas de servicios. Ésta también está ganando impulso fuera de Noruega, y se utiliza actualmente en Australia, Brasil, Canadá, Dinamarca, Vietnam y Trinidad.

3.5.4. NORMA NORSOK U-001- SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA.

Está apoyada en la sección de la norma ISO 13628, en las industrias de petróleo y gas natural el diseño y operación de sistemas de producción submarinos, se debe aplicar en su totalidad. Además, tiene requisitos específicos de Noruega y Recomendaciones Entre otros:

- Objetos que pueden caer en una instalación submarina.
- Velocidad de aterrizaje de herramientas.
- Diseño de la válvula del colector.
- Requisitos de tubería.
- Cargas y estructuras para que no afecte la pesca.
- Entre otros ...

La intención de tener el estándar **Norsok U-001** es que reemplace las especificaciones de compañías y operadores y aparte sea una referencia para autoridades legales.

También tiene como propósito general que se asegure y que se apliquen las reglas de seguridad y de valor para hacer efectivos los equipo, las operaciones para disminuir los costos, así tienen los beneficios de la norma todos incluyendo el medio ambiente, trabajadores, la empresa, las operadoras y las personas que vas a extraer el petróleo de una manera lucrativa.

El estándar ISO es semejante que el estándar **NORSOK,** pero el estándar **NORSOK** abarca más campo.



3.5.5. NORMA NORSOK JERARQUÍA.

La **Norma Norsok** tiene una estructura muy jerárquica, los estándares de **Norsok** llama a sub-estándares que incluyen a su vez otros estándares. Como por ejemplo el siguiente:

1. **NORSOK U-001-** sistemas de producción submarina:
   - 1.1. NORSOK T-001
     - 1.1.1. NORSOK M-001 Selección de materiales
       - 1.1.1.1. NORSOK M-101 de fabricación de acero estructural
       - 1.1.1.2. Sistema de revestimiento NORSOK M-501
       - 1.1.1.3. Etc ...
   - 1.2. Estructuras submarinas sin presión NORSOK N-001
   - 1.3. Etc ...

3.5.6. RELEVANCIA DOS SISTEMAS DE CONEXIÓN, U-001.

Este está a nivel del **U-001** y habla de estructuras no presurizadas.

1. Selección y evaluación de materiales (metálica y no metálico) que van a estar en el agua.
   - 1.1. Típicamente equipo submarino diseñado para toda la vida bien (varias décadas).
   - 1.2. Como se especifica en la T-001 para la evaluación de materiales y protección contra la corrosión.
2. Consideraciones de diseño.
3. Fabricación y Pruebas.
4. Entre otros ...

NORSOK U-001 se encuentra en su cuarta edición (octubre de 2015).

Estos documentos cubren muchas cuestiones de seguridad e incluso de pruebas.

3.6. DOCUMENTACIÓN FINAL.

El sta documentación está regida por NORSOK por un estándar que se llama Z-018. Es muy común que se tenga interacción tanto con los clientes como con los proveedores, desde hablar de la documentación que se necesita hasta cosas sencillas como los materiales que se usan en las pruebas o simplemente de que los tornillos que se usaran sean del material adecuado, etc. Todo debe estar bien documentado y eso se hace entre la documentación entre el cliente y el proveedor y las personas que van a participar.



3.6.1. ESTANDARIZACIÓN SUBMARINA.

Esto no es más que la estandarización de documentos y procedimientos.

A continuación, se muestra un diagrama de todas las áreas, en la parte de arriba de la línea aparece la parte Topside y en la parte de abajo separado por una línea aparece la parte de subsea. (Imagen 3.28.).

La parte de Soutsing es muy compleja desde el momento en que tiene elementos como los risers, umbilical, las estructuras de los Mainfoolds, distribución, los módulos de control, árboles de navidad, etc.

Al ser tan complejo la integración de los procedimientos y los estándares tiene que estar regido por algo que a su vez es muy completo.

En el caso de Noruega esto se ha hecho de una manera de compendio y de una estructura jerárquica donde dice en pocas palabras "Soy la Ley" de lo que se debe tener como referencia para el desarrollo, diseño, fabricación, instalación, mantenimiento y uso, todo esto en el área del Mar del Norte en Noruega.

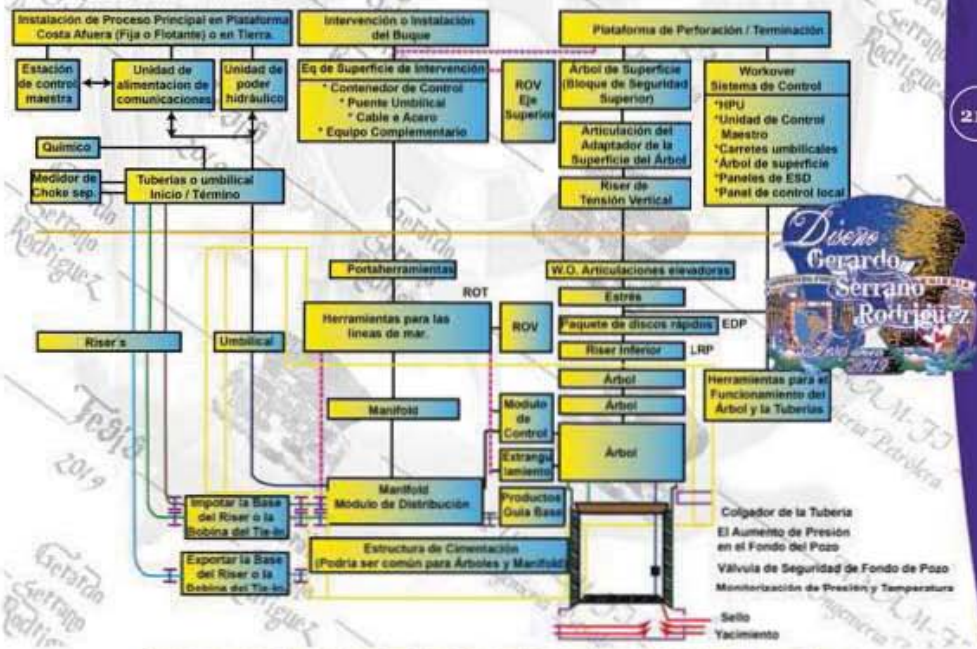


Imagen 3.28. Estandarización Submarina. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

3.6.2. DOCUMENTACIÓN SUBMARINA.

Es muy importante para Noruega documentar todo porque puede haber elementos que pueden fallar, tuberías que van a tener fugas o cuestiones muy importantes que pueden tener un impacto grande tanto en la economía de un cierto proyecto o el impacto que puede tener en el medio ambiente ocasionando un desastre mayor.

Cuando falla un material lo primero que hacen es preguntarse por el certificado del material del elemento en particular y si no se tiene enlistado en ningún lado de una manera sistemática no nos podemos defender de la falla de nuestro diseño. Para este proceso primero se acerca el cliente al proveedor y le va a requerir no solamente que la herramienta o pieza haga funciones específicas, también va a requerir los documentos que el proveedor tiene que entregar al cliente. Esta serie de documentos finales que requiere el proveedor se llaman **"Supplier Document Requirement List" o (SDRL).**

Cuando el proveedor le manda el **SDRL** al cliente este hace una lista de elementos que necesita y cuando necesita cada elemento según la operación y el diseño. Los primeros documentos tienen que ver con el diseño de la herramienta o pieza y elementos que tengan que ver con la fabricación y así sucesivamente.

Entonces el cliente entrega el **SDRL** al proveedor, el proveedor la estudia y se la regresa al cliente diciéndole sus limitaciones en cuanto tiempo, material indicado o modificaciones sugeridas. Así es como llegan a un acuerdo hasta que llegan a la lista definitiva. El pago de la entrega se efectúa cuando ya está terminado el producto y se han realizado todas las pruebas entonces el cliente firma de recibido la herramienta o pieza diseñada por el proveedor.

Lo que ilustra la siguiente imagen es que el precio no lo voy a tratar directamente entre el suministrador y el cliente, si no que voy a buscar al contratista para que negocie. Los documentos de las flechas son semejantes solo cambian en nombre, esto se debe a que cada industria y proveedor usa documentos diferentes.

Ejemplos: El Cliente Pide a los suministradores que la maquina lleve el ensamble con tornillos, el suministrador no los hace, el busca a un contratista que se los venda con todos los certificados del material con que están hechos los tornillos y en caso de que fallen los troniflos entonces el suministrador va con el contratista para ver que paso, de esta manera se asegura la calidad. Eso es lo que representa el diagram que aparece a continuació **(Imagen 3.29.).**



Imagen 3.29. Relación entre Cliente Proveedor y Contratista.

3.6.3. DOCUMENTACIÓN SUBMARINA, ¿QUE SE ENTREGA?

La documentación permitirá al cliente realizar la ingeniería de detalle de todos los equipos relacionados. A continuación, se muestra un resumen de los puntos que se entrega en el documento en el área de ingeniería, los documentos abarcan muchas áreas más pero principalmente la que figura es el área de la ingeniería que tiene que ver con el diseño, lista de materiales, dibujos a escala.

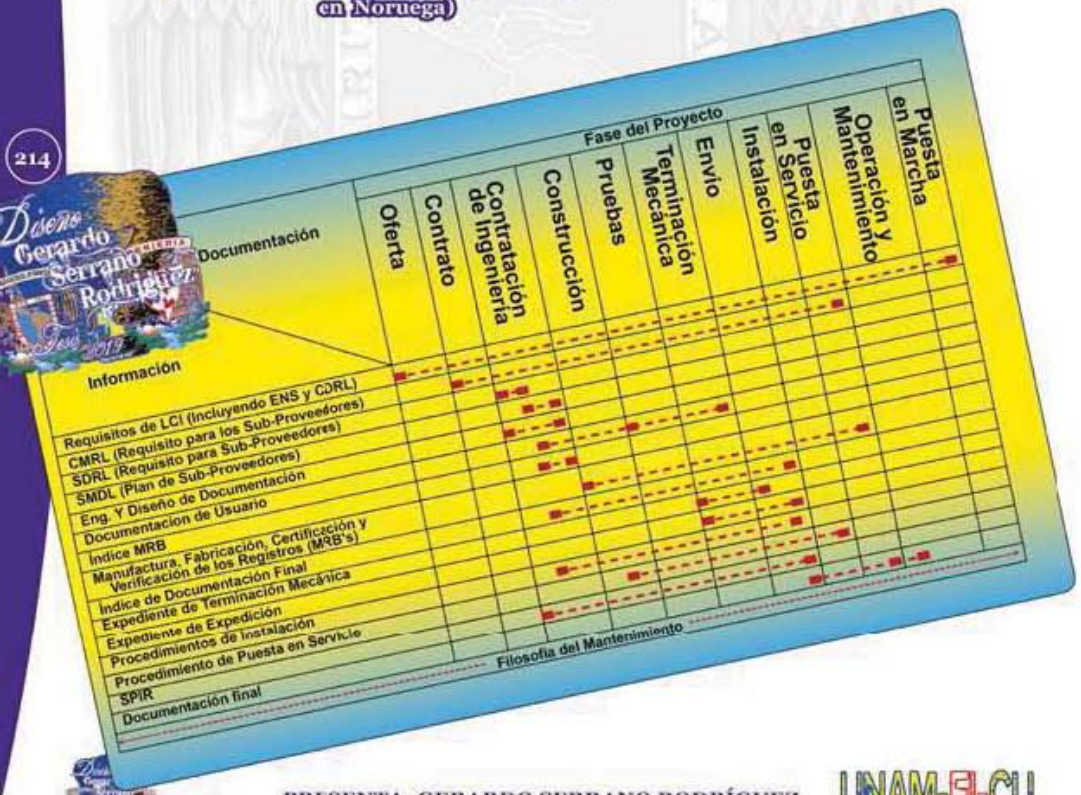
- Lista de equipamiento principal (MEL).
  - Número de pieza / número de material (designación completa).
  - Hacer referencia a dos hojas de catálogo y / o de datos.
  - Número de etiqueta: Son el número de equipo para hacer el rastreo en caso de que haya materiales idénticos.
- Hojas de datos: Este es un compendio de las características del equipo.
- Cálculos.
- Diagramas de flujo.
- Consumo de energía.
- HSE (salud, la seguridad y el medio ambiente).
- Disposición General dwg (GA): Es un dibujo que muestra como es el equipo, aquí se enlista el peso seco, húmedo entre otras cosas.
  - Dimensiones principales.
  - Componentes principales.
  - Peso total en seco, en húmedo y en funcionamiento.
  - Centro de gravedad.
  - Identificación de conexiones externas.
- Instalación, Operación y Mantenimiento (IOM) Manual.
- Fabricación, pruebas y documentación de verificación.
- Registro de fabricación libro (MRB).
  - Lista de certificados.
  - Análisis, pruebas, cálculos, las curvas y tablas.
  - Certificados de conformidad.
  - Inspección final.
  - Prueba final (con el cliente).
  - Certificados de levitación de equipos.
  - Certificados de materiales.
  - Lista de trazabilidad de las materias.
  - Informes de pintura.
  - Certificados de prueba de presión.
  - Informes y registros de soldadura (de calificación).

3.6.4. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.

Lo que ilustra la imagen es que todos los documentos siempre vienen al principio del contrato, en la parte horizontal se maneja la fase del proyecto que inicia con el Tender o la licitación, luego sigue el contrato sigue el diseño, hasta la entrega. En la columna horizontal se ve cuando y en qué fase corresponde la entrega empezando por el documento (Imagen 3.30.).

Es lo que se le llama un Diagrama de Gantt.

Imagen 3.30. Documentos que Siempre Vienen en un Contrato-Diagrama de Gantt, Imagen 3.28. Estandarización Submarina. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)



3.7. LOS VEHÍCULOS DE OPERACIÓN REMOTA (ROV).

Durante la Segunda Guerra Mundial los alemanes lograron varios avances tecnológicos en cuanto al funcionamiento de los vehículos sumergibles, su velocidad pudieron incrementarla hasta 18 nudos y con una duración de batería mucho mayor a comparación de los primeros modelos construidos.

A partir de la Guerra Fría los vehículos sumergibles fueron y han sido utilizados mayormente para exploración, monitoreo, inspección tanto en los rubros militares como civiles.

Los **Vehículos Sumergibles Operados Remotamente (ROV's)** son utilizados mayormente para inspección de líneas de gas natural y petróleo fuera de las costas marinas. Ha crecido el interés a nivel global por este tipo de vehículos sumergibles ya que tienen la capacidad para brindar ayuda en monitorear los cambios ambientales, niveles de contaminación lo cual ha dado el ímpetu para desarrollar un entendimiento más extenso y detallado sobre el océano.

Es un robot submarino amarrado a un vehículo operado por alguna persona la cual permanecer en un ambiente cómodo mientras que el **ROV** trabaja en el entorno peligroso **(Imagen 3-31.)**.



Imagen 3-31. ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.1. DE LOS BUZOS A LOS VEHÍCULOS DE OPERACIÓN REMOTA ROV.

Para el comienzo de la perforación y en el aspecto llamado de asistencia submarina, localización de pozos, conexiones, inspecciones, etc. Se requerían de buzos que podrían operar eficientemente alrededor de tirantes de agua de 100 ft. Se daba un adelanto con la Naval de Estados Unidos que descubrió que al usar mezclas de oxígeno y helio podrían hacer que los buzos bajarán a mayor profundidad (200 ft), pero provocaba disminución en el tiempo de vida activa de los buzos por la inducción de la enfermedad llamada narcosis. En 1960 en el Golfo de México Shell usó la mezcla oxígeno-Helio para trabajos de exploración costafuera, pero tomaba largos periodos para la descompresión de los buzos, por lo que por esta necesidad se empezó a experimentar con robots.

Los vehículos sumergibles operados remotamente o por sus siglas conocidos como **ROV's**, han tenido un desarrollo y crecimiento muy extenso en las últimas décadas ya que como por su nombre indica pueden ser piloteados sin la necesidad de tener una tripulación a bordo de ellos.

En el sector en el que se han utilizado más es en el sector energético. Las compañías petroleras han invertido una gran cantidad de recursos para el desarrollo de **ROV's** principalmente para utilizarlos en el mantenimiento y detección de problemas en sus líneas de gas natural y petróleo que cruzan los océanos para su transporte desde las torres petroleras.

Desde el desarrollo de estos **ROV's** por parte del sector militar en los gobiernos esto forzó a las empresas privadas a desarrollar sus propios vehículos y así tener mayor acceso a lugares antes inalcanzables incrementado su poder expansión a las áreas de trabajo e investigación.

El gran contrapeso a los beneficios de los **ROV's** es que necesita estar conectado directamente a la alimentación y los controles vía cordón umbilical ya que sin este su funcionamiento sería nulo en su totalidad. Esto restringe mucho su movimiento y capacidad de sumersión debido a numerosos problemas como caídas de tensión, atenuación de señales, longitud del cordón. **(Imagen 3-32).**



Imagen 3-32. Vehículo Operado Remotamente. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.2. COMPONENTES ROV.

Los **Vehículos Operados Remotamente ROV,** por sus siglas en inglés, son robots submarinos que pueden ser controlados desde las instalaciones superficiales a través de cables umbilicales, encargados de mandar señales eléctricas entre el **ROV** y la superficie.

Los **ROV's** cuentan con cámaras que ayudan a observar las diferentes operaciones e instalaciones que se realizan bajo el mar, y algunos otros cuentan con herramientas especiales permitiendo con ello la operación de válvulas y equipos submarinos.

Vehículo: Es toda la parte que se hunde, es el submarino.

Interfaz de Usuario (Controles): Es todo el sistema de pantallas y controles que el **ROV** tiene para poder manipular y manejar los controles.

La acción o el Sistema Umbilical / Correa: Esta parte es el cable guía con el que se controla el **ROV.**

Sistema de Lanzamiento y Recuperación: Es todo el sistema que interviene en el lanzamiento al agua y para recuperarlo. **(Imagen 3.33.).**



Imagen 3.33. Componentes ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.3. LANZAMIENTO DE ROV Y SISTEMA DE RECUPERACIÓN.

En el siguiente video se muestra el lanzamiento de un **ROV** y el sistema de recuperación las cuales se explican a continuación **(Video 3.2 e Imagen 3.34.).**

Hay que considerar que el Noruega y sus campos del Mar del Norte lo que puede impedir un buen trabajo del **ROV** es el oleaje que se presenta, aunque no se sabe exactamente cuan es el límite para trabajar dentro del oleaje.



Video 3.2 e Imagen 3.34. Lanzamiento de ROV y Sistema de Recuperación. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.4. CLASES ROV (NORSOK T-102).

En esta parte se muestran las clasificaciones, capacidades entre otras características.
Hay un estándar en el mar del norte que se considera estándar por excelencia y un apartado de estos estándares es el que clasifica a los **ROV.**

Clase I = Son pequeños submarinos que se usan en la observación pura. Los vehículos pequeños equipados con cámaras de video, luces y propulsores. Son como el de la primera imagen donde se muestra que tiene una cámara y muy probablemente no tenga un cable guía, son usados principalmente para ayudarle a otro **ROV** de trabajo **(Imagen 3-35.).**



Imagen 3-35. ROV Clase I. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Clase II = También es de observación con la opción de transportar carga. Vehículos capaces de transportar sensores adicionales como cámaras cosas por el estilo aún color, sistemas de medida de protección catódica y sistemas de sonar **(Imagen 3-36.).**



Imagen 3-36. ROV Clase II. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Clase III = Son vehículos de la clase Trabajo de precisión y reparaciones pequeñas, además poseen la capacidad para cargar herramienta y una cámara. **(Imagen 3-37.).**

Imagen 3-37. ROV Clase III. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.



Imagen 3-38. ROV Clase IV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Clase IV = Son vehículos de gran tamaño lo suficientemente llevan dos sensores y / o manipuladores adicionales. Otra cosa que los caracteriza es que tienen en su pansa un cajón que les permite acezar a toda clase de herramienta o manipuladores pequeños Estos a su vez se clasifican de acuerdo a su potencia en:

- **Clase IIIA =** Son vehículos con <100 Hp.
- **Clase IIIB =** Son vehículos con 100 Hp a 150 Hp.
- **Clase IIIC =** Son vehículos con > 150 Hp.

Estos son ROV para Fondos Marinos y vehículos de trabajo. Grandes vehículos de trabajo con sistema de tracción en la rueda de la correa usados para el cable también son usados en excavación de zanjas de tuberías, excavación, dragado y otros trabajos de construcción de los fondos marinos. Como se ve en la imagen son máquinas bastantes grandes **(Imagen 3-38.).**

Clase V = Estos son prototipos de vehículos o de desarrollo. Por lo general no pueden ser clasificados en las demás categorías. Aquí se incluyen los que no tienen el cordón umbilical ya que se lanzan y son de control remoto. Vehículos para fines especiales. **(Imagen 3-39.).**



Imagen 3-39. ROV Clase V. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)


CAGE
THR: 1
DPT: 210
HDG: 1
TRN:
PLAY
NE 60 75 E 105
067
TRN: -0.6
R: 0
ROV
DPT: 64
ALT: 0
BTY: 64
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, en este video se muestra la intervención de un "ROV Sistema Gerente de Correa o Traílla las cuales se explican a continuación..
Diseño Gerardo Serrano Rodríguez
Tesis 2019
Video 3.3 e Imagen 3.40 ROV'S Tether Management Systems (TMS) -ROV Sistema Gerente de Correa o Traílla (TMS)-
Dive Number: 5
10:45:54


PLAY
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, en este video se muestra la Comparación entre el Simulador y la Operación Real. las cuales se explican a continuación..
Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019
Video 3.4 e Imagen 3.41. VMAX SIMULATOR Comparación entre el Simulador y la Operación Real en el Fondo del Mar.

3.8. SISTEMAS DE INTERFACES DE ROV.

Para esta parte se hablará de las interfaces de los **ROV de clase III** que es la clase de trabajo.

3.8.1. BRAZO DEL ROV.

En primer lugar, está el **Brazo del ROV** que es un brazo robótico que no es programable, son brazos manipulables.

Los accesorios de estos brazos pueden ser herramientas como fauces, taladros, las fresas o Tijeras, Etc ... **(Imagen 3.42.)**.



Imagen 3.42. Brazos del ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.8.2. AGARRADERAS Y PUÑADURAS ROV-ROV STAB.

La agarradera más usada es la llamada **Cola de Pescado** y después la **Barra T.**
Los distintos tipos de agarraderas o puñaduras son: **(Imagen 3.43.).**

- Cola de Pescado.
- Barra D.
- Barra T.



Imagen 3.43. Agarraderas más Usadas. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

También tenemos **Puñaduras para ROV** que se clasifican en: **(Imagen 3.44.).**

- **Un solo puerto:** Solo son tapones que sellan y tiene un puerto de entrada y salida.
- **Puerto multipropósito:** Este tiene varios puertos en el que cada puerto hay una salida.
- **Enchufe**



Imagen 3.44. Puñaduras más Usadas. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)


PLAY
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, se muestra la intervención de un “Funcionamiento del Brazo ROV.” las cuales se explican a continuación..
Diseño Gerardo Serrano Rodríguez
Tesis 2019
Video 3.5. e Imagen 3.45.
Funcionamiento del Brazo ROV.

3.8.4. HERRAMIENTAS DE TORQUE DEL ROV.

Estas herramientas con más de calibración que miden el torque que aplica la herramienta, generalmente se usan antes de ir a aplicarlo en el fondo para asegurarnos de que todo saldrá bien (Imagen 3.46.).



Imagen 3.46. Herramientas de Torque del ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.8.5. HERRAMIENTAS DENTRO DE LOS SISTEMAS TIE-IN O SISTEMA DE CONEXIÓN.

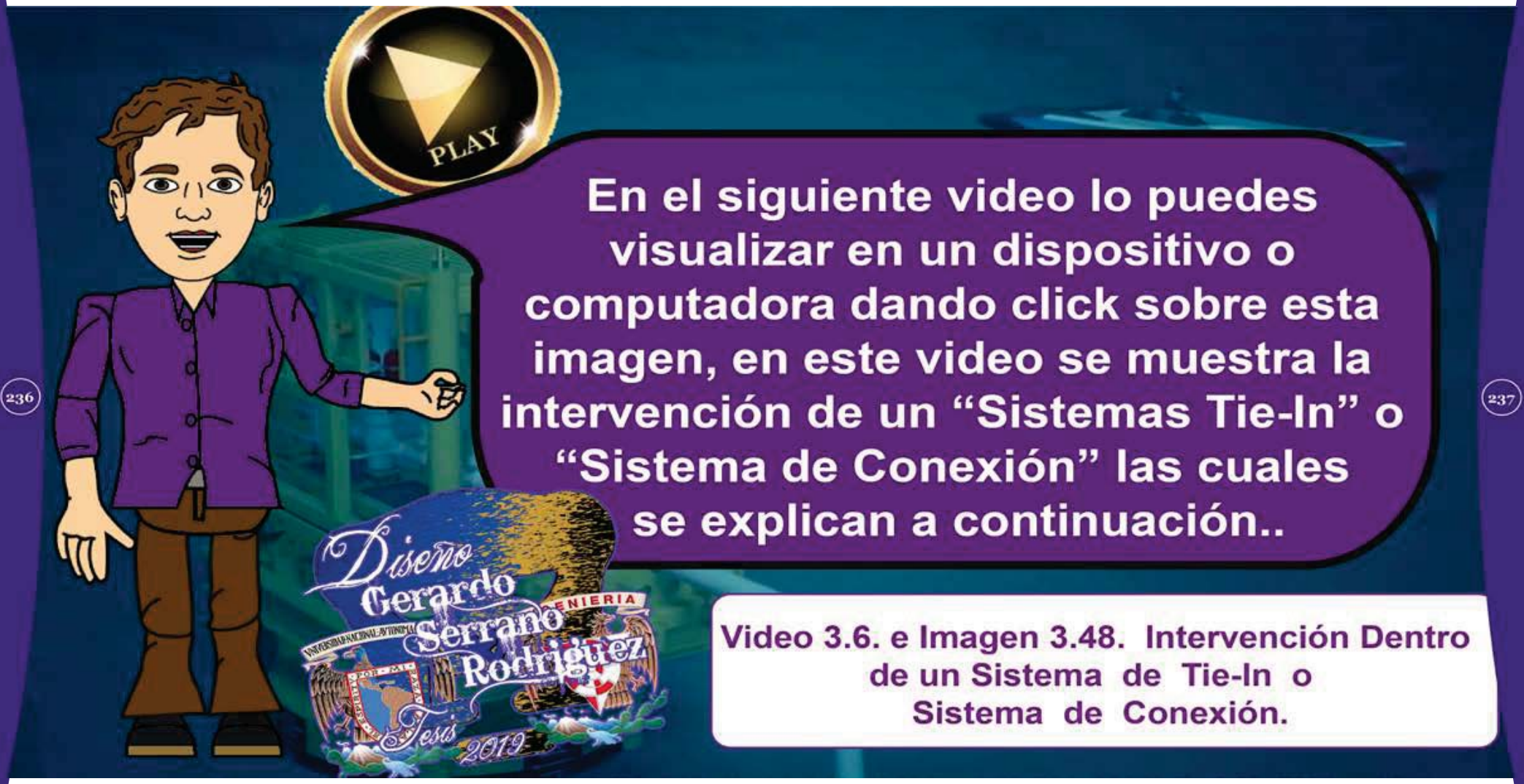
Ya hemos visto distintos tipos de herramientas como son las de Torque, agarraderas o puñaduras. Todas estas herramientas son estándares que el ROV ya trae siempre, pero habrá ocasiones en las que tengamos que diseñar un tipo de herramienta especial.

Para la conexión se necesitan distintos tipos de herramientas como son:

- Herramientas dinamométricas.
- Herramientas de instalación.
- Herramientas de accidente cerebrovascular.
- Herramientas de limpieza del sello.
- Herramientas de contingencia: Son como las de la imagen, por lo regular son cortadores de conectores. (Imagen 3.47.).



Imagen 3.47. Herramientas de Contingencia. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Video 3.6. e Imagen 3.48. Intervención Dentro de un Sistema de Tie-In o Sistema de Conexión.

3.8.6. HERRAMIENTAS DE FUNCIONAMIENTO SUBMARINO.

También se les llama herramientas de mecanismos más complicados o de manipulación más compleja, en la siguiente imagen se tiene una herramienta que será operada por un **ROV** para conectar o desconectar la válvula que contiene **(Imagen 3.49.).**



Imagen 3.49. Herramientas de Funcionamiento Submarino. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

El siguiente fue un proyecto real diseñado por un Ingeniero Mexicano llamado Roberto Rosales para la compañía NEMO. El proyecto fue un árbol de navidad de Statoil y había que reemplazar las válvulas en la parte baja, estas son válvulas de abatimiento de flujo.

El proyecto consistía en diseñar una herramienta simplificada para poder activar y desactivar y reemplazar estas válvulas.

La herramienta le llevo un total de un años de diseño y un año de fabricación y prueba. Se entregaron 4 herramientas de este tipo y se cobraron 4 millones de coronas noruegas que son como 8 a 10 millones de pesos mexicanos, El costo principal no es por el material si no que se cobró el tiempo y el ingenio **(Imagen 3.50.).**

3.8.7. POZO DE SONDEO O MOON-POOL.



Imagen 3.50. Diseño de un Ingeniero Mexicano para Noruega. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Este pozo de sondeo no es más que un agujero que hay a la mitad de un barco para tender cables que se posicionan y una grúa en medio para bajar la carga y la herramienta.

Esta área es muy restringida porque si una persona cae en el agujero se hunde y no lo sacan hasta que salga por un costado del barco, no sale la persona debido a la densidad, como está lleno de burbujas lo que sucede es que la densidad del agua más la espuma es muy grande. Lo mismo pasa cuando nos revuelca una ola, por más que queremos pararnos y quitarnos no podemos hasta que bajan las burbujas.

La densidad en el pozo de sondeo es grande porque aumentan las burbujas del agua y eso se debe el peligro de caer hay **(Imagen 3.51.)**.



Imagen 3.51. Pozo de Sondeo o Moon-Pool. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.9. ESPUMAS O ELEMENTOS DE FLOTACIÓN.



Este es un tema muy común en la industria outsourcing, para instalar "Jumpers" ya sea horizontales o verticales siempre vamos a necesitar grúas, pero también nos ayudamos de **Elementos De Flotación** como **Espumas** que recubren áreas limitadas del "Jumper" para que pese menos y así facilitar la instalación. **(Imagen 3.52.)**.

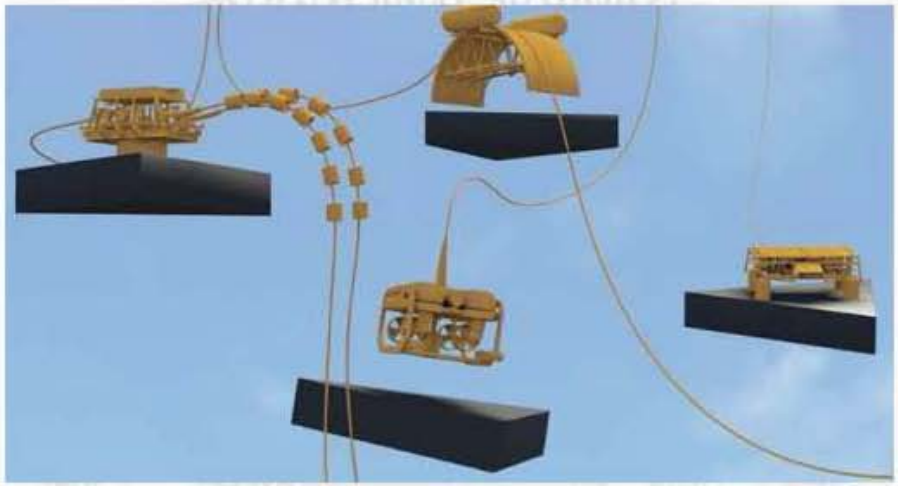


Imagen 3.52. Espumas o Elementos De Flotación. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)

Estas **Espumas o Elementos De Flotación** también se aplican para las tuberías o los ROV. En el caso de la imagen se puede ver a las **Espumas o Elementos De Flotación** como esponjas blancas que cubren la tubería. **(Imagen 3.53.).**

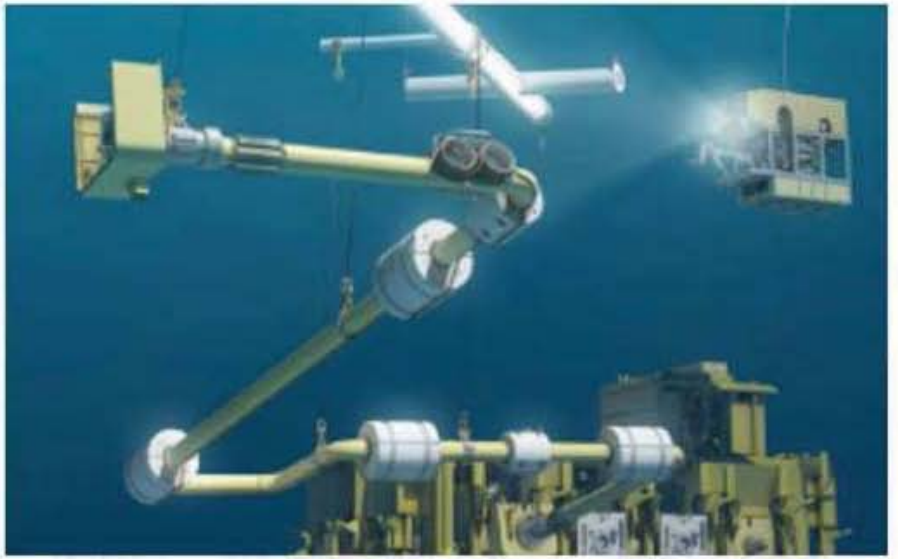


Imagen 3.53. Espumas o Elementos De Flotación-Esponjas Blancas. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)



La clave de todo este boom del coche eléctrico esta sobre todo en los elevados incentivos con los que el gobierno lleva años apoyando esta industria. En Noruega cuando eliges comprarte un coche si eliges un eléctrico te ahorras en impuestos básicamente una fortuna.

3.9.1. PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Este cálculo es el pan de cada día en la industria outsourcing, siempre se nos va a pedir el **"Peso Seco"** y el **"Peso Húmedo"**.
Entonces una cosa es **"Peso en el Aire"** y otra cosa es **"El Peso en el Agua"**.
El **"Peso Húmedo"** es igual a el **"Peso en el Agua"** y esto se calcula como el **"Peso Seco" menos la "Fuerza de Flotación"**. La **"Fuerza de Flotación"** es igual al **peso del "Agua Desplazada"**.
Hay que considerar que en los siguientes subtemas llamaremos a los cálculos **"Peso Húmedo"** y **"Peso Seco"** en lugar de **"Masa Húmeda"** y **"Masa Seca"**. En realidad, el cálculo de "Peso" es un cálculo de "Masa", aunque esto no es lo correcto es así como se usa en la industria. Ese calculo se tomara en cuenta en la **"Fuerza de Flotación"** donde se necesita la gravedad.

(Peso Seco) ≡ (Peso en el Aire)

(Peso Húmedo) ≡ (Peso en Agua) ≡ (Peso en Seco) - (Fuerza de Flotación)

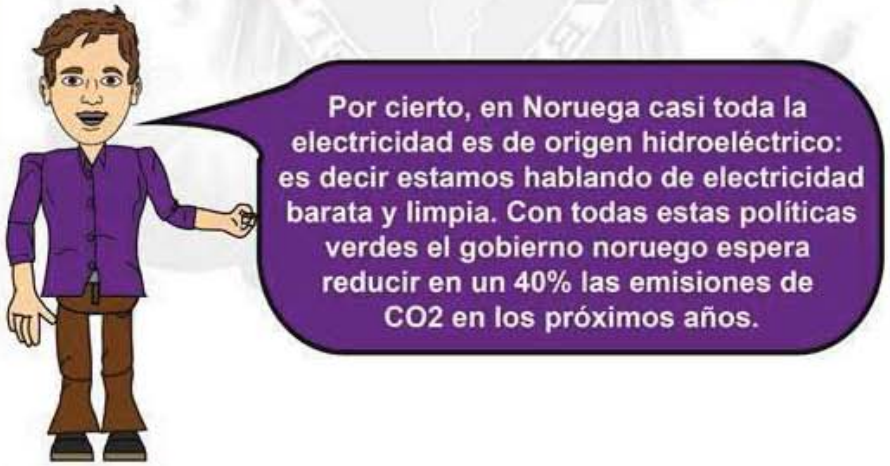
(Fuerza de Flotación)=(Peso del Agua Desplazada (Arquímedes))= $\delta_{liq\,des}V$

El **"Peso Seco"** es igual al "Volumen" por una "Diferencias de densidades entre el material y el agua"

(Peso Seco)= (Densidad del Material – Densidad del Agua)(Volumen)

Donde: δ_{agua}**=1,000 Kg/m³**

Esta fórmula nos deja ver que, si la densidad del material es mayor que la del agua, como el caso del acero el **"Peso Húmedo"** será **positivo**, quiere decir que **se hundirá**. Pero si la densidad del material es menor que la del agua como el caso de las espumas entonces el termino es **negativo** y se interpreta como **flotación (Imagen 3.54.)**.



$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Hùmedo \end{matrix} = \begin{matrix} Masa \\ Humeda \end{matrix} \right\| \; y \; \left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} = \begin{matrix} Masa \\ Seca \end{matrix} \right\| \rightarrow \begin{matrix} \text{Es así como se} \\ \text{usa en la industria} \end{matrix}$$

$$\rho\left[\frac{Kg}{m^3}\right] = \frac{m[Kg]}{V[m^3]}$$

$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \text{Peso en} \\ \text{el Aire} \end{matrix} \right\| = \left\| \left(\begin{matrix} Densidad \\ del\ Material \end{matrix} - \begin{matrix} Densidad \\ del\ Agua \end{matrix} \right) \left(\begin{matrix} Volumen \\ del\ Objeto \end{matrix} \right) \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Densidad \\ del\ Agua \end{matrix} \right\| = \left\| 1,000 \left[\frac{Kg}{m^3}\right] \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Hùmedo \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso\ en \\ el\ Agua \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} - \begin{matrix} Fuerza\ de \\ Flotaciòn \end{matrix} \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Fuerza\ de \\ Flotaciòn \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso\ del\ Agua \\ Desplazada\ (Arquimedes) \end{matrix} \right\| = \left\| (\rho_{liq\,despla})(v)(g) \right\|$$

$$\|\rho_{material}\| > \|\rho_{H_2O}\| \rightarrow \left\| \begin{matrix} Peso\ Hùmedo \\ Positivo \end{matrix} \right\| \; y \; \|Se\ Hundira\|$$

$$\|\rho_{material}\| < \|\rho_{H_2O}\| \rightarrow \left\| \begin{matrix} Peso\ Hùmedo \\ Negativo \end{matrix} \right\| \; y \; \|Flotara\|$$

Imagen 3.54. Calculo de los Elementos de Flotabilidad. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)

3.9.2. EJEMPLO #1: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Ahora supongamos que tenemos unos bloques de acero, sabiendo que la densidad del acero es 8,000 Kg/m³ y la densidad del agua es 1,000 Kg/m³ , y el volumen que tiene este bloque que es de 100,000 cm³ .
¿Calcular el "Peso húmedo" y "Peso Seco"?

Datos	Calcular
ρ_{Acero}=8,000 Kg/m³ ρ_{H_2O}=1,000 Kg/m³ V_{Bloque}=1,000,000 cm³	Peso Seco= ¿? Peso Húmedo= ¿?

Solución

1-. Convertir el V_{Bloque}=1,000,000 cm³ a m³
Se sabe que 1m³=1,000,000 cm³ **entonces por regla de tres**
V_{Bloque}=1,000,000 cm³=1 m³

2-. Calculamos el "Peso Seco"
Usando la ecuación $\rho=m/v$ **y despejando la masa** $m=(\rho)(v)$ **sustituyendo valores**
$m=(8,000\ kg/m^3)(1m^3)$******* $m=8,000\ kg$
Por lo tanto Peso Seco=8,000 Kg.

3-. Calculando el "Peso Húmedo"
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotacion
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotacion=$(\rho_{fluido\ desplazado})(V)$
Fuerza de Flotacion=$(1,000\ kg/m^3)(1m^3)$
Fuerza de Flotacion=1,000 Kg
Sustituyendo en la ecuación de "Peso Húmedo"
Peso Humedo=(8,000 kg)-(1,000 Kg)
Peso Humedo=7,000 Kg

Resultados

Peso Seco=80 Kg=0.08 Toneladas
Peso Humedo=70 kg=0.07 Toneladas

Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá

3.9.3. EJEMPLO #2: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

¿Cuál es el peso seco y peso húmedo una barra de acero cuya densidad es 8,000 Kg/m^3 y mide 100 mm x 100 mm x 1 m ?

Datos	Calcular
ρ_{Acero}=8,000 Kg/m³ Medidas=100mm*100mm*1m	Peso Seco= ¿? Peso Húmedo= ¿?

Solución

1-. Calculo del Peso seco con la ecuación $\rho=m/v$ [Kg/m³]
Despejando la masa de la ecuación $m=(\rho)(v)$

2-. Homogenizamos las unidades del bloque
Se sabe que 1m=1,000mm

3-. Calculamos el volumen del bloque
Para calcular el volumen de un bloque cubico es $V_{bloque}=l*l*l$
$V_{bloque}=(100[mm])(100[mm])(1,000[mm])$
$V_{bloque}=10,000,000[mm^3]=10,000[cm^3]=0.01[m^3]$

4-. Sustituimos todos nuestros datos en la ecuación $m=(\rho)(v)$
$m=(8,000[kg/m^3])(0.01[m^3])$
m=80[Kg]
Peso Seco=80[Kg]

5-. Para el cálculo del "Peso Húmedo" tenemos que
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotación
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotacion=$(\rho_{fluido\ desplazado})(V)$
Fuerza de Flotacion=$(1,000\ kg/m^3)(0.01m^3)$
Fuerza de Flotacion=10 Kg

Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotacion
Peso Humedo=(80[kg])-(10[kg])
Peso Humedo=70[kg]

Resultados

Peso Humedo=(80[kg])-(10[kg])
Peso Humedo=70[kg]

El peso húmedo de los bloques de acero es de 0.07 toneladas en el agua mientras que en el aire pesa 0.08 toneladas. Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá

3.9.4. EJEMPLO #3: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Para la barra del ejemplo #2, Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 70 [Kg] vs 50 [Kg], De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 20 [Kg].
Considerar que la densidad del elemento de flotación es 500[kg/m³]

Datos	Calcular
Peso Seco=80[Kg] Peso Humedo=70[kg] $\rho_{\text{Elemento de Flotación}}$=500[kg/m³] Diferiencia=20[kg]	$Vol_{\text{Elemento de Flotación}}$=¿?[m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"

$m=(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})(v)$

$v=m/(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})$

$v=20\ [Kg]/(500[Kg/m^3]-1{,}000[Kg/m^3])$

$v=-(1/25\ [m^3]) = -0.04[m^3]$

Resultados

En el resultado se puede ver que el volumen del material de flotación es negativo. El volumen de cualquier cuerpo se calcula con magnitudes de longitud. Y, una magnitud siempre es una cantidad positiva. En consecuencia, el volumen no puede ser negativo, de lo contrario estaríamos hablando de un tema llamado antimateria.

En la teoría sería aceptable este resultado, pero físicamente habría que hacer modificaciones a la densidad del material.

En el siguiente punto trabajaremos el mismo ejercicio, pero con una densidad del volumen de flotación mayor.

3.9.5. EJEMPLO #4: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Para la barra del ejemplo #2, Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 70 [Kg] vs 50 [Kg], De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 20 [Kg].
Considerar que la densidad del elemento de flotación es 5,000[kg/m³]

Datos	Calcular
Peso Seco=80[Kg] Peso Humedo=70[kg] $\rho_{\text{Elemento de Flotación}}$=5,000[kg/m³] Diferiencia=20[kg]	$Vol_{\text{Elemento de Flotación}}$=¿?[m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"

$m=(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})(v)$

$v=m/(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})$

$v=20\ [Kg]/(5{,}000[Kg/m^3]-1{,}000[Kg/m^3])$

$v= 0.005[m^3] = 5{,}000[m^3]$

Resultados

Para la barra de 10,000 [cm³] el volumen de los elementos de flotación es 5,000[cm³]

3.10. DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA PARA LA TECNOLOGÍA SUBMARINA.

A las herramientas de funcionamiento submarino también se les conoce como herramientas de mecanismos más complicados o de manipulación más compleja, en las siguientes páginas de **Mi Tesis** realizaremos un ejemplo real de un diseño de herramienta para intervenir un **Árbol de Navidad o Christmas Tree.**

La búsqueda de recursos energéticos ha llevado a las actividades de exploración a buscar en zonas y aguas más profundas, consecuentemente, los desafíos de los contratistas cambian y se hacen más exigentes.

El incremento de los costos de los proyectos a gran escala se traduce en que la eficiencia de las unidades de perforación se haga cada vez más importante.

El diseño de las unidades de perforación ha de satisfacer las nuevas demandas de futuro de la industria mediante un amplio desarrollo, prueba y puesta en servicio de mejoras eficientes. Es por eso que el objetivo de esta parte es diseñar una herramienta de manipulación, el objetivo es demostrar que no solo se puede crear una herramienta para intervenir, también se puede diseñar una barcaza, una plataforma o sistemas de producción submarina.

El siguiente fue un proyecto real **Diseñado por un Ingeniero Mexicano** llamado Roberto Rosales para la compañía NEMO. El proyecto fue el diseño de una pieza para realizar el doblamiento de una tubería de enfriamiento que tenía fugas, la tubería de enfriamiento pertenecía a un **Árbol de Navidad o Christmas Tree.**

El proyecto consistía en **Diseñar una Herramienta** simplificada y poder activarla o desactivarla mediante un **ROV,** esta herramienta serviría para poder doblar un tubo y posteriormente la compañía podría hacer las reparaciones que crea pertinentes como cambiar las válvulas cortar la tubería, etc.

La herramienta le llevo un total de 5 semanas de diseño y fabricación y prueba. Se entregaron 4 herramientas de este tipo y **se cobraron por cada una 8 millones de Coronas Noruegas que son como 18 a 20 millones de Pesos Mexicanos** (Considerando que 1 Corona Noruega son 2.5 Pesos Mexicanos). El costo principal no es por el material si no que **se cobró el tiempo y el ingenio.**

Para este capítulo se usó el diseñó de un proyecto con un problema que fue real en el Mar del Norte de Noruega.

Esta simulación inicio con un cliente que tenía el problema original y necesitaba que se realizara una herramienta para poder intervenir en un **Árbol de Navidad o Christmas Tree** que se encontraba en uno de los pozos.

El propósito del **Tema 3.10.** es mostrar un poco como se maneja la tecnología submarina para solucionar problemas reales.

3.10.1. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.

- Se tiene una tubería refrigerante de 8 cm (SCH10) dentro de la estructura y la tubería refrigerante tiene fugas.
- Como consecuencia de esa fuga se tuvo que cerrar esa línea de flujo.
- Se cortó la tubería como parte de la operación de reparación.
- Se necesita diseñar una herramienta de doblado.
- La herramienta se puede apoyar en cualquier parte de la estructura.
- Lo único que nos interesa es diseñar la herramienta que genere el doblez para una operación extra que se va hacer, ya sea soldar, poner un tapón, cambiar válvulas etc.
- Lo que se haga después de poner el tapón no les compete como diseñadores de la herramienta.
- La compra principal será el pistón para el diseño de la herramienta.
- La herramienta puede doblar el tubo para dentro o para afuera **(Imagen 3.55).**

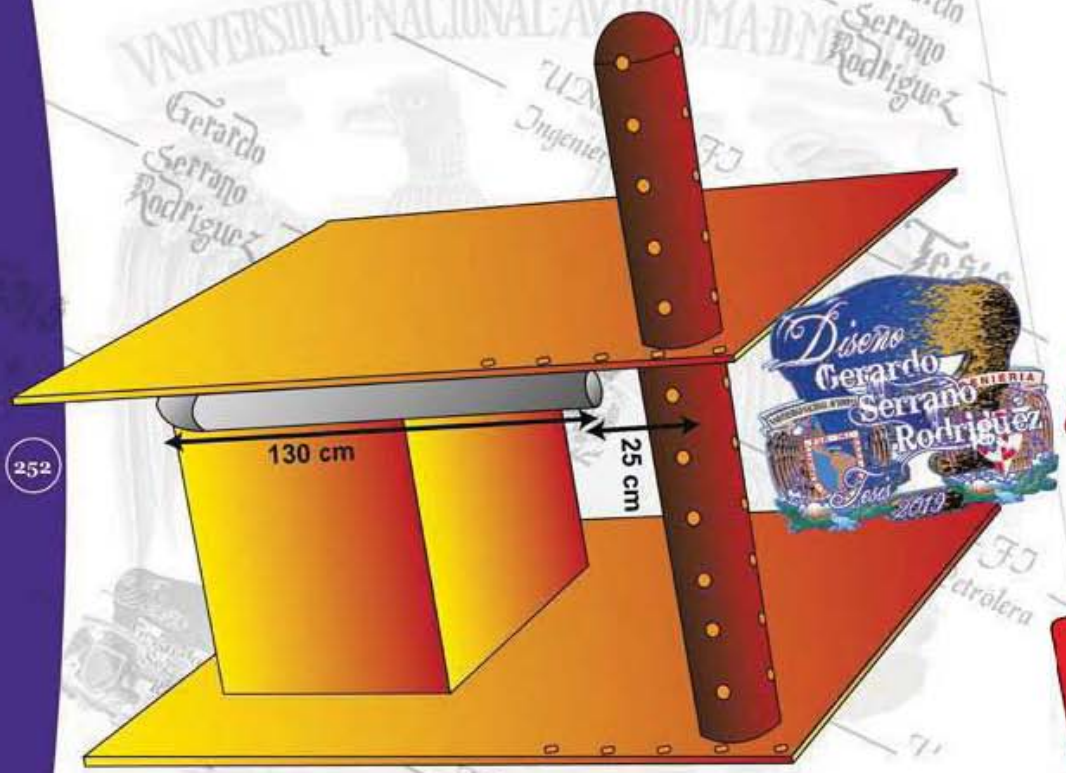
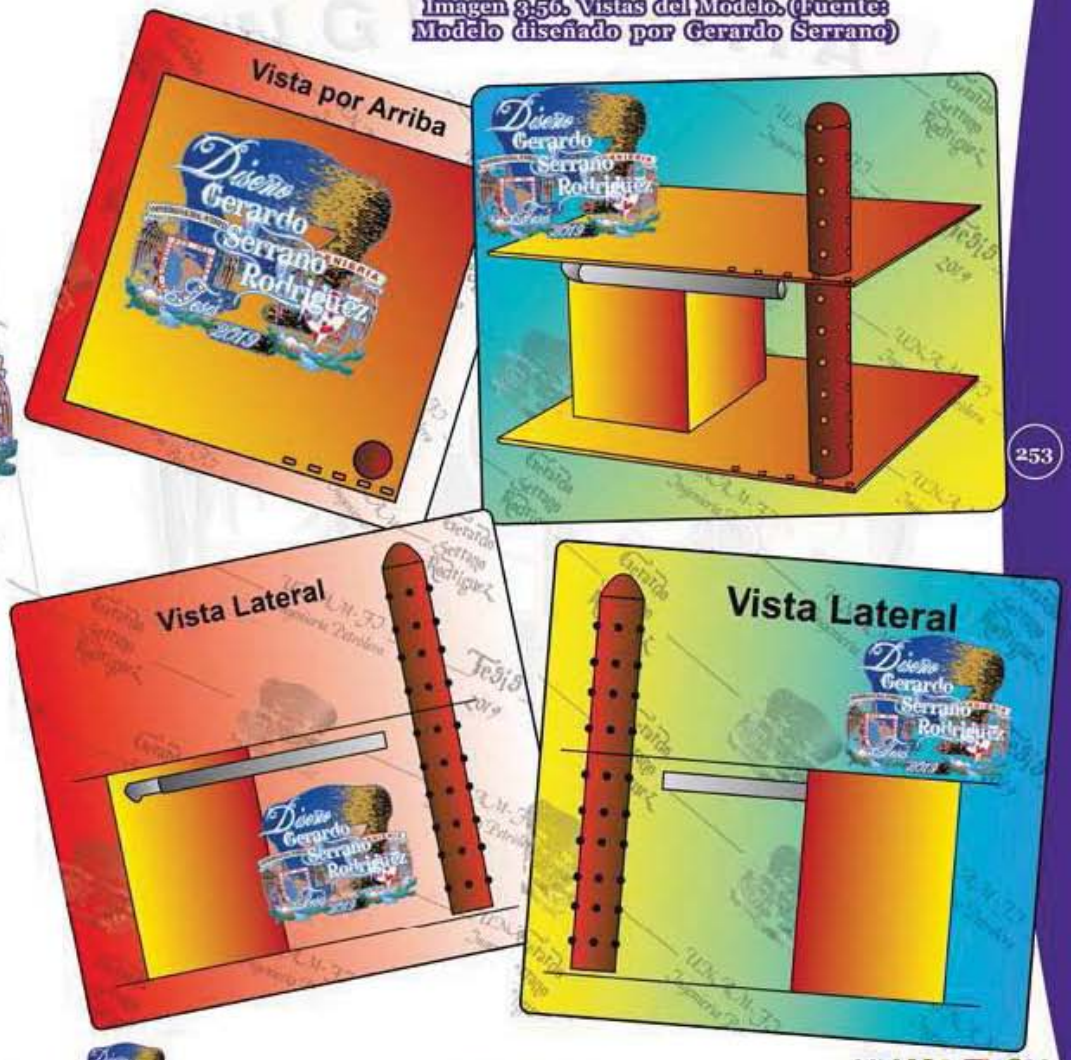


Imagen 3.55. Problema a Solucionar. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

Este fue un **"Verdadero Problema Submarino"**, en el que pidieron diseñar y fabricar una herramienta.

En el problema real se asignaron las siguientes unidades de trabajo para la elaboración del diseño. **(Imagen 3.56.)**.

Imagen 3.56. Vistas del Modelo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



3.10.2. TAREA DE CADA UNIDAD DE TRABAJO.

El equipo se conformó de las siguientes unidades de trabajo.

- **Project Manager o Líder de Proyectos** (Director y subdirector del proyecto) - dos personas.
- **Equipo de Ingenieros** (Ingenieros y diseñadores) - tres personas.
- **Comprador** (Adquisiciones) - dos personas.
- **Pruebas y Terminación Mecánica** (Ingenieros y especialistas de prueba) - tres personas.

Project Manager o Líder de Proyectos (Director y Subdirector del Proyecto): Tiene que hacer un itinerario o un programa de entrega, un estimado de los costos del proyecto y encargado de la presentación.
Sus tareas son:

- Administración del Proyecto / Liderazgo / Coordinación.
- Horario.
- Estimación de costos.
- Interactuar con el cliente.

Equipo de Ingenieros (Ingenieros y Diseñadores): Encargados del diseño de la herramienta y de la lista de materiales a usar.
Sus tareas son:

- Diseño de herramientas.
- Lista de materiales.
- Manual de operación.

Comprador (Adquisiciones): Tienen que identificar los materiales que van a necesitar, decir cuánto tiempo y cuánto cuesta estos materiales. Los materiales serán: El material para las estructuras que es el acero, el pistón, elementos de flotación.
Sus tareas son:

- Identificar los componentes disponibles (estándar) para ser utilizados en el diseño.
- Obtener los plazos de entrega y los costos de los artículos adquiridos.
- Seguimiento de la entrega de los Proveedores.

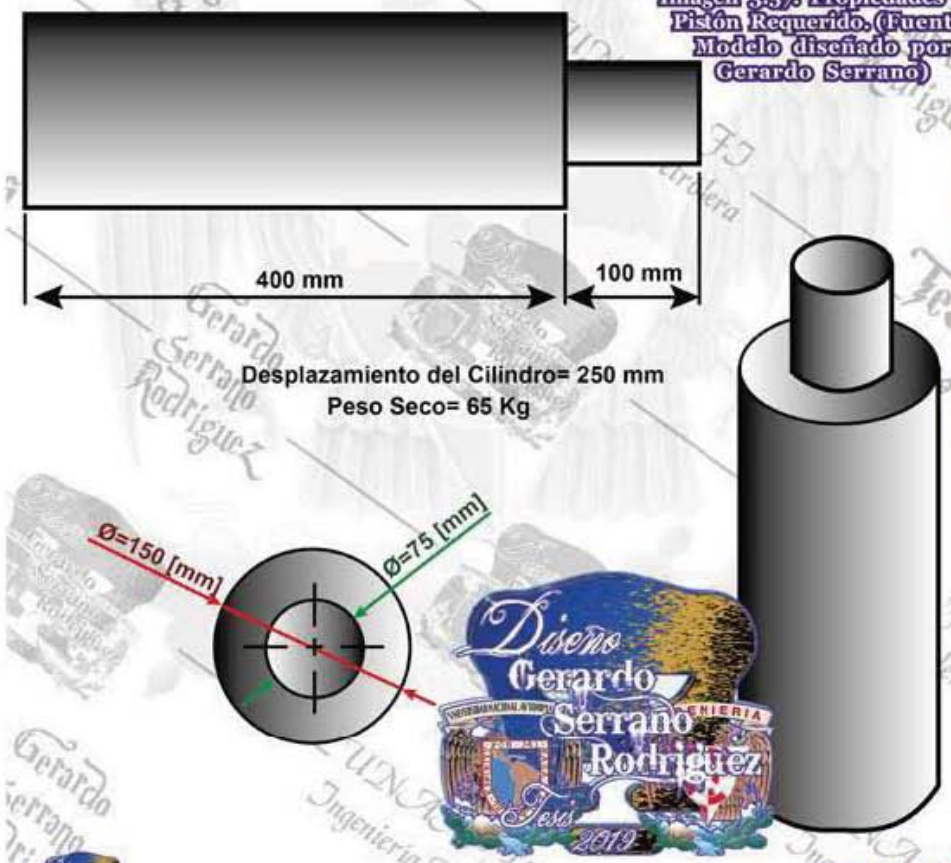
Pruebas y Terminación Mecánica (Ingenieros y Especialistas de Prueba): Hacer un procedimiento de operación y prueba, un procedimiento simplificado de la operación de la herramienta.
Sus tareas son:

- Plan de programa de pruebas.
- La documentación final y la entrega.

3.10.3. PISTÓN.

Este es un pistón que el comprador eligió para que se realice el diseño de la herramienta.
Este pistón es hidráulico y cuando esta contraído mide 500 mm o 50 cm de longitud.
Tiene un diámetro de 150 mm o 15 cm.
El desplazamiento del pistón es 250 mm o 25 cm.
El pistón puede usarse para empujar o jalar 25 cm.
Tiene un peso seco de 65 kg.
Volumen del Pistón es de 8333 cm^3 0.008333 m^3.
El costo del pistón es de 1,934,595 Coronas Noruegas.
La densidad cuando se desplace el pistón se considerará constante **(Imagen 3.57).**

Imagen 3.57. Propiedades del Pistón Requerido. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



El proveedor tiene distintos tipos de pistones y eso cambiaría la forma de ser montados en la placa metálica. Hay que buscar la configuración del pistón que sea la más óptima para ser montada sobre la placa (Imagen 3.58.).



Imagen 3.58. Tipos de Pistones a Elegir. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES.

Acero Inoxidable.
- **Densidad:** 7800 kg / m3.
- **Precio:** 40 Coronas Noruegas por kg.

Pistón Cualquier Modelo.
- **Peso:** 65 kg.
- **Volumen:** 8333 cm^3 0.00833 m^3.
- **Precio:** 1,934.595 Coronas Noruegas por pieza.

Elementos de Flotación (1,000 m de Profundidad).
- **Densidad:** 4000 kg / m3.
- **Precio:** 90 Coronas Noruegas por kg.

Costo Hora Hombre.
- **Tiempo:** 40 horas por semana durante 5 semanas.
- **Precio:** Para todos los integrantes del proyecto será de 387.50 Coronas Noruegas por hora excepto Pruebas y Terminación Mecánica que es 581.25 Coronas Noruegas por hora, esto porque la unidad de trabajo necesita más presupuesto para hacer las pruebas (Tabla 3.2.).
- Una Corona Noruega equivale a $2.25 Pesos Mexicanos.



Noruega en un pais muy rico con un estado de bienestar enorme, pero con un problema o al menos una característica que pone furiosos a los miembros de Greenpeace: hablamos de la importancia que tiene la producción del petróleo en Noruega.

3.10.5. CONSIDERACIONES.

Se tomarán las siguientes consideraciones para la entrega de la herramienta.

- 40 horas / semana.
- Detalle de diseño y fabricación (estructura y flotabilidad): 3 semanas.
- Ensamble: 1 semana después de que todo el material disponible.
- Pruebas y entrega: 1 semana.

Plan de Energía Hombre.

Se desgloso las horas de trabajo de cada una de las unidades de trabajo en porcentajes, el líder de proyecto estará presente en todas las áreas mientras que las unidades de trabajo de pruebas al principio tendrán una participación de 30 % ya sea asistiendo a pruebas o juntas entre el resto de las unidades de trabajo **(Tabla 3.1.)**.

	Detalles, Diseño y Fabricación	Ensamblaje	Pruebas y Entrega
Project Manager o Líder de Proyecto	100 %	100%	100%
Equipo de Ingenieros	100%	100%	80 %
Comprador	100%	30%	20%
Pruebas y Terminación Mecánica	25%	50%	100 %

Tabla 3.1. Plan de Energía Hombre. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

Costo de Horas Hombre

Para todos los integrantes del proyecto será de 387.50 Coronas Noruegas por hora excepto Pruebas y Terminación Mecánica que es 581.25 Coronas Noruegas por hora, esto porque la unidad de trabajo necesita más presupuesto para hacer las pruebas **(Tabla 3.2.)**.

Hora-Hombre	
*Project Manager o Líder de Proyecto. *Equipo de Ingenieros. *Comprador.	387.50 Coronas Noruegas por hora
*Pruebas y Terminación Mecánica	581.25 Coronas Noruegas por hora

Tabla 3.2. Costo de Horas Hombre. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.6. DOCUMENTACIÓN FINAL.

Una vez terminado se entregará al cliente lo siguiente:

- Una presentación por parte de la compañía para la venta del producto.
- Esquemas de la herramienta.
- Diseño del dispositivo.
- Itinerario de Proyecto o Programa de entrega (Diagrama de Gantt).
- Beneficios y Costos.
- Materiales a usar (Acero, Elementos de Flotación y Pistón).
- Un manual de operación.
- Se tiene que entregar un reporte al cliente explicando los puntos anteriores.

3.10.7. ANÁLISIS DEL ENTORNO.

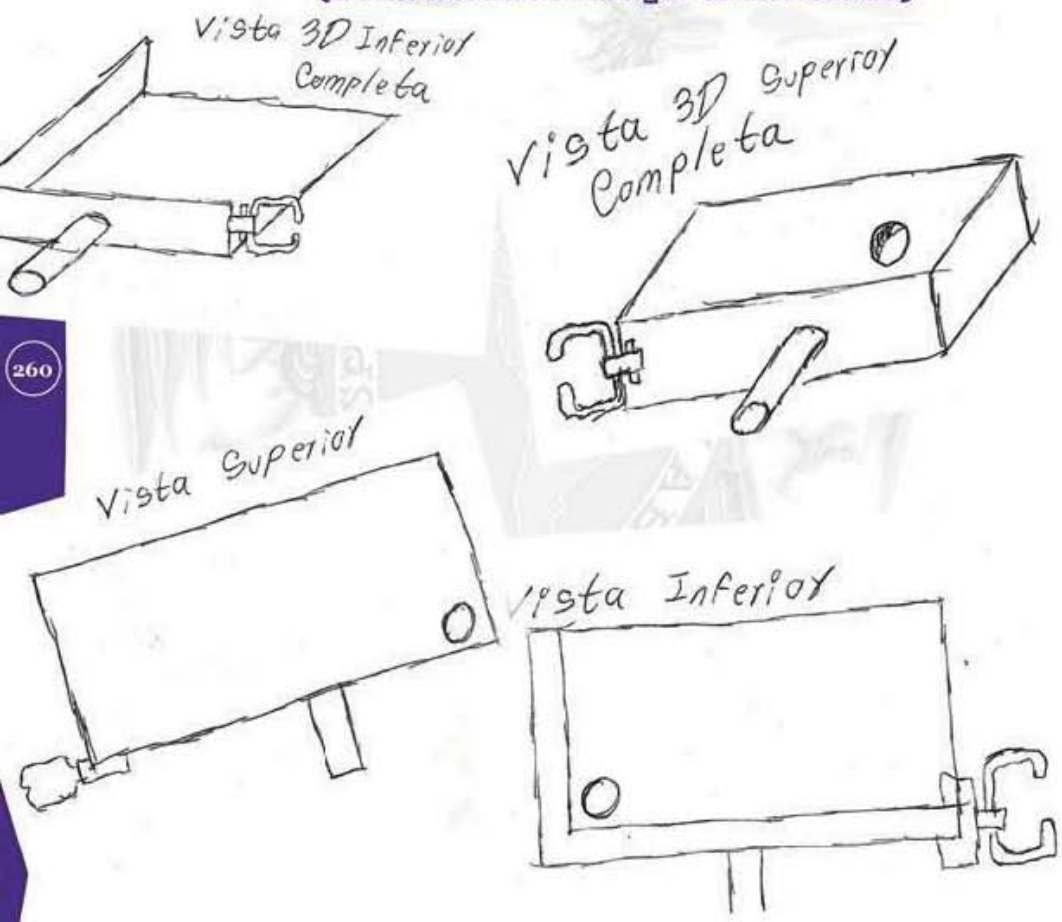
Del proyecto encargado por el cliente se conoce que:

- Se tiene una tubería refrigerante con una fuga y en consecuencia se tiene que cerrar la línea de flujo para hacer reparaciones.
- Se encargó el diseño de una herramienta para poder sellar el paso de la tubería mediante un doblez para una operación extra que se va hacer, ya sea soldar, poner un tapón, cambiar válvulas etc.,.
- Lo que se haga después de doblar con la herramienta no nos compete como diseñadores de la herramienta.
- Para este proyecto tendremos que hacer unidades de trabajo (Lideres de Proyecto, Equipo de Ingenieros, Compradores, Equipo de pruebas y Terminación Mecánica).
- Nos dan la opción de elegir cuatro distintos pistones los cuales no tienen diferencia en cuanto a funcionamiento, dimensiones, costo, la única diferencia es el diseño y eso cambiara la forma de ser montados en el diseño de la herramienta.
- Se sabe que el pistón puede empujar y puede jalar gracias al emplazamiento que tiene que son 25 cm.
- Lo más recomendable es usar el pistón para empujar la tubería y doblarla.
- Podemos usar la placa de la parte superior para apoyarnos y transmitir fuerza a la tubería.
- Cada material tiene sus propias características mencionadas en el **Tema 3.10.4.** en el caso de los flotadores para conocer el precio, volumen y peso se tiene que calcular el **"Peso Húmedo frente al Peso Seco"** como se vio en el **Tema 3.9.**
- Conocemos el costo de cada uno de los materiales, así como el de las unidades de trabajo para poder hacer un presupuesto.
- El día de la entrega se entregará un documento final con todos puntos mencionados en el **Tema 3.10.6.**

3.10.8. DISEÑOS DEL DISPOSITIVO FLEXIONADOR Y ESQUEMAS.

- Primero se realizó el bosquejo del diseño a mano alzada en diferentes vistas: **(Imagen 3.59.)**.

Imagen 3.59. Diferentes Vistas del Dispositivo a Lápiz. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



- En el siguiente dibujo se puede observar que se usara un pistón que estará en un esquinero de acero inoxidable, también contara con una pinza que se usara como punto de apoyo para doblar el tubo que causa el problema. **(Imagen 3.60.)**.

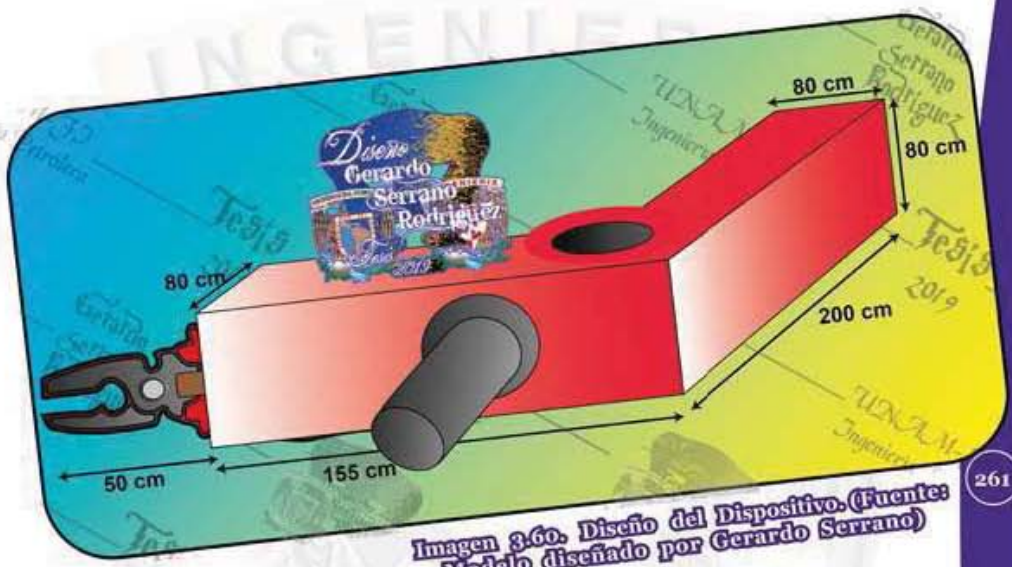


Imagen 3.60. Diseño del Dispositivo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



Desde que se descubrieron las primeras reservas de petróleo Noruega paso de ser un país más a ser la Arabia Saudita de Europa. Como te puedes imaginar toda esta revolución petrolera que vivió el país supuso la llegada de mucho dinero que ayudo a poner en pie la Noruega que todos conocemos.

- La placa con el pistón y el brazo de soporte va a entrar en el tubo para hacer esquina.
- El **ROV** accionara el brazo de soporte o tenaza para sostener el tubo y generar un punto de apoyo para que el tubo pueda ser doblado con mayor facilidad.
- El **ROV** podrá accionar el pistón para poder hacer el doblez.
- A continuación, se aprecia en el diagrama como sería la operación del equipo (**Imagen 3.61.**).
- La tenaza gira y sostiene el tubo para generar un punto de apoyo, este punto de apoyo facilitara la acción. Después de esto va a accionar el cilindro o pistón y se va a generar el doblez.
- Todo este equipo se va a bajar mediante una grúa y solo se va a necesitar el **ROV** para la operación del sistema.
- Se diseñó la herramienta para que con el empuje del pistón genere una flexión al tubo de 13.3° con toda la carrera del pistón, la flexión será hacia adentro para alcanzar una separación formando un triángulo rectángulo con el cateto opuesto a 13.2° de 200 mm.

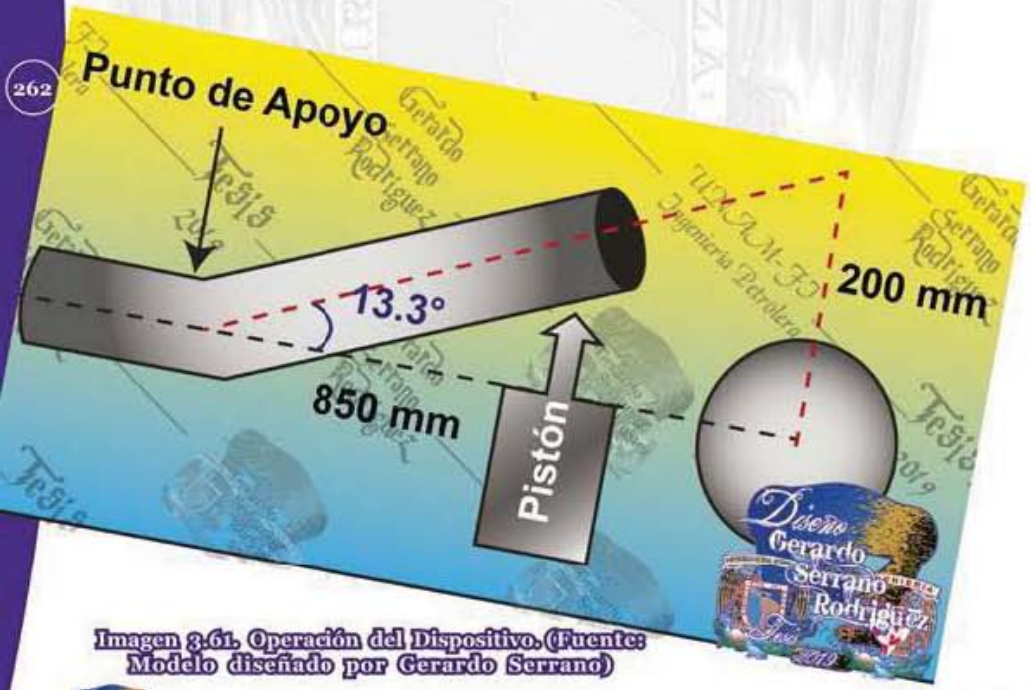


Imagen 3.61. Operación del Dispositivo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.9. CALCULO DEL PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Consideraremos el peso final de la placa de 8,935 Kg que sumados al peso del pistón que es de 65 kg da un peso total a el dispositivo de 9,000 Kg que serán bajados mediante espumas o flotadores.

Datos	Calcular
$Peso_{Placa}$=8,935 Kg $Peso_{Piston}$=65 Kg $Peso_{Dispositivo}$= $Peso_{Placa}$+$Peso_{Piston}$ $Peso_{Dispositivo}$=9,000Kg	$V_{Dispositivo}$= ¿? ρ_{Piston}= ¿? V_{Placa}= ¿?

Solución

1-. Para conocer la volumen del dispositivo se obtiene de la formula

$\rho_{Dispositivo}$=M[Kg]/V[m³]
$V_{Dispositivo}$= M[Kg]/ρ [Kg/m³]
$V_{Dispositivo}$= 9,000[Kg]/7,800 [Kg/m³]
$V_{Dispositivo}$= 1.1539 [m³]

2-. Calculando la densidad del pistón:

ρ_{Piston}=M[Kg]/V[m³]
ρ_{Piston}=61[Kg]/0.008333 [m³]
ρ_{Piston}=7,800 [Kg]/[m³]

3-. Calculando el volumen de la placa de acero inoxidable

ρ_{Placa}=M[Kg]/V[m³]
V_{Placa}= M[Kg]/ρ [Kg/m³]
V_{Placa}=8,935[Kg]/(7,800 [Kg]/[m³])
V_{Placa}=1.1455[m³]

Resultados

	Densidad	Peso	Volumen
Pistón.	7,800 [Kg]/[m³]	65 [Kg]	0.008333 [m³]
Placa: Acero Inoxidable.	7,800 [Kg]/[m³]	8,935 [Kg]	1.1455 [m³]
Dispositivo: Pistón mas placa.	7,800 [Kg]/[m³]	9,000[Kg]	1.1539 [m³]
Espumas o Flotadores	4,000 [Kg]/[m³]	¿?	¿?

Tabla 3.3. Características de los Materiales.

Como se había mencionado en el **Capítulo 3.9.** estos cálculos son el pan de cada día en la industria outsourcing y ahora son necesarios para conocer el **Volumen, La Masa y El Costo** o la inversión que haremos en espumas o flotadores.

Hasta aquí la placa y el pistón ya están unidos en una sola pieza formando el dispositivo.

Tenemos la placa de acero inoxidable más el pistón que forman el dispositivo, la densidad de la placa de acero inoxidable es la misma que la del pistón por lo tanto la densidad del diseño es de 7,800 Kg/m³ y sabiendo que la densidad del agua es 1,000 Kg/m³ , el volumen que tiene el dispositivo es de 1.1539 m³. ¿Calcular el "Peso húmedo" y "Peso Seco"?

Datos	Calcular
$\rho_{Dispositivo}$=7,800 Kg/m³ ρ_{H_2O}=1,000 Kg/m³ $V_{Dispositivo}$=1.1539 m³	Peso Seco= ¿? Peso Húmedo= ¿?

Solución

1-. Calculamos el "Peso Seco"
Usando la ecuación $\rho=M[Kg]/V[m^3]$ **y despejando la masa** $m=(\rho)(v)$
sustituyendo valores
$m=(7,800\ kg/m^3)(1.1539m^3)$
$m=9,000\ kg$
Por lo tanto Peso Seco=9,000 Kg

2-. Calculando el "Peso Húmedo"
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotación
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotación=$(\rho_{liq})(V)$
Fuerza de Flotación=$(1,000\ kg/m^3)(1.1539m^3)$
Fuerza de Flotación=1,153.9 Kg
Sustituyendo en la ecuación de "Peso Húmedo"
Peso Humedo=(9,000 Kg)-(1,153.9 Kg)
Peso Humedo=7,846.1 Kg

Resultados

Peso Seco=9,000 Kg=9 Toneladas
Peso Humedo=7,846.1 Kg=8 Toneladas

El peso húmedo de los bloques de acero es de 8 toneladas en el agua mientras que en el aire pesa 9 toneladas. Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá.

Para el mismo dispositivo. Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 7,846.1 [Kg] vs 5,846.1 [Kg], De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 2,000 [Kg]. Considerar que la densidad del elemento de flotación es 4,000[kg/m³]

Datos	Calcular
Peso Seco=9,000 Kg Peso Humedo=7,846.1 Kg $\rho_{Elemento\ de\ Flotación}$=4,000[kg/m³] Diferiencia=2,000[kg]	$V_{Elementos\ de\ Flotción}$= ¿? [m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ **podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"**
$m=(\rho_{Elemento\ de\ Flotación}-\rho_{Agua})(v)$
$V=m/(\rho_{Elemento\ de\ Flotación}-\rho_{Agua})$
$V=(2,000\ [Kg])/(4,000[Kg/m^3]-1,000[Kg/m^3])$
$v=0.6667[m^3]=670,000[cm^3]$
Para el dispositivo con volumen de 1.1539 [m³] **el volumen de los elementos de flotación es** 0.6667[m³]

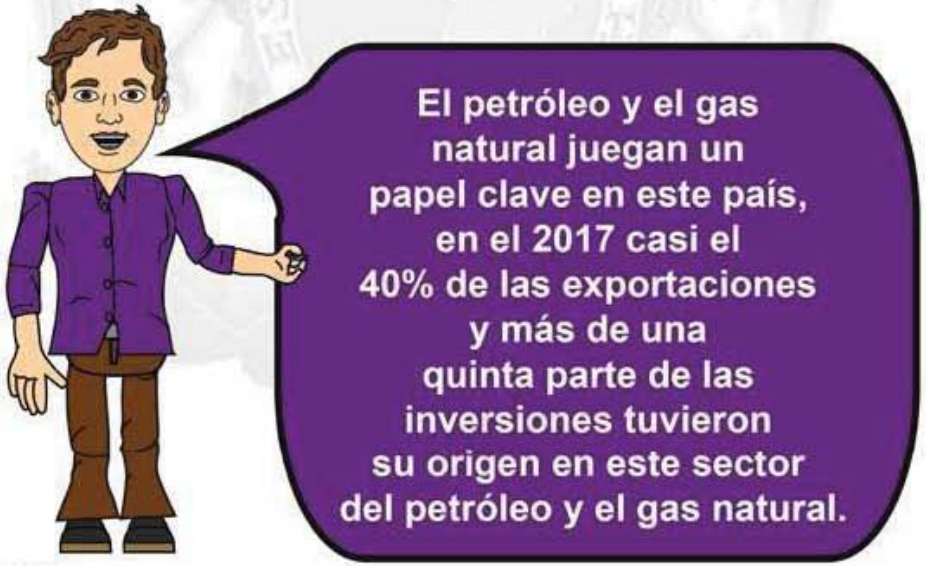
2-. Calculando la masa de las espumas o flotadores
$m=(4,000[kg/m^3])(0.6667[m^3])$
$m=2,666.8\ [kg]$

	Densidad	Peso	Volumen
Pistón.	7,800 [Kg]/[m³]	65 [Kg]	0.008333 [m³]
Placa: Acero Inoxidable.	7,800 [Kg]/[m³]	8,935 [Kg]	1.1455 [m³]
Dispositivo: Pistón mas placa.	7,800 [Kg]/[m³]	9,000[Kg]	1.1539 [m³]
Espumas o Flotadores	4,000 [Kg]/[m³]	2,666.8 [kg]	0.67[m³]

Tabla 3.4. Características de los Materiales.

3.10.10. MANUAL DE OPERACIÓN.

1. El ROV toma la pieza y desciende 2,350 metros de profundidad.
2. La pieza se embona al tubo de soporte colocándose como esquinero obteniendo una pieza estática, que quedara fija al tubo de la pared.
3. El ROV girará el brazo de soporte, se ajustará, cierra la mordaza y activa el mecanismo de sostén del brazo para empezar a doblar el tubo.
4. El ROV inyectará aceite al pistón para que funcione hidráulicamente.
5. El mecanismo hidráulico del pistón genera el empuje en el tubo que hará el codo.
6. Observaremos detenidamente por medio de otro ROV el movimiento de la tubería.
7. Se recomienda al momento de doblar esperar 5 minutos para que tenga efecto el cambio de ángulo, esto debido a la maleabilidad del material.
8. Una vez hecho el codo con el pistón se le quita presión al mecanismo hidráulico del pistón para que regrese a su posición antes del empuje.
9. El ROV extrae el aceite del pistón.
10. El ROV suelta la mordaza y extrae el brazo de soporte y se desemboca del tubo de soporte.
11. El ROV sale a la superficie con la pieza.



3.10.11. ITINERARIO DE PROYECTO (DIAGRAMA DE GANTT).

En cuanto al itinerario de trabajo se tiene una actividad de trabajo de cinco semanas.

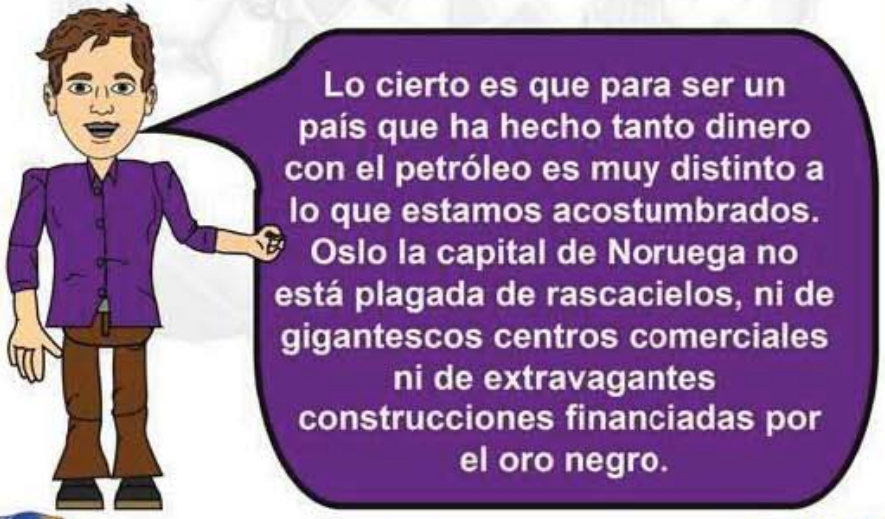
En la etapa uno el equipo de diseño empezaría a trabajar desde la semana uno, la solicitud y elección del pistón se consideran tres días y a partir de la selección generar el diseño de la herramienta.

En la Etapa dos que es el ensamble del producto, cabe recalcar que todos los elementos fijos y móviles de la herramienta que no son el pistón pueden ser ensamblados durante los primeros tres días en lo que llega el tiempo de entrega que es de tres semanas.

Entonces los primeros tres días tenemos el ensamble de la herramienta excepto el pistón y los siguientes dos el pistón será instalado con la estructura completa.

En la etapa tres se proceden con las pruebas y el análisis y discusión de resultados.

De acuerdo al esquema de trabajo las fechas de comienzo y entrega del proyecto serían las siguientes: (Tabla 3.5.).



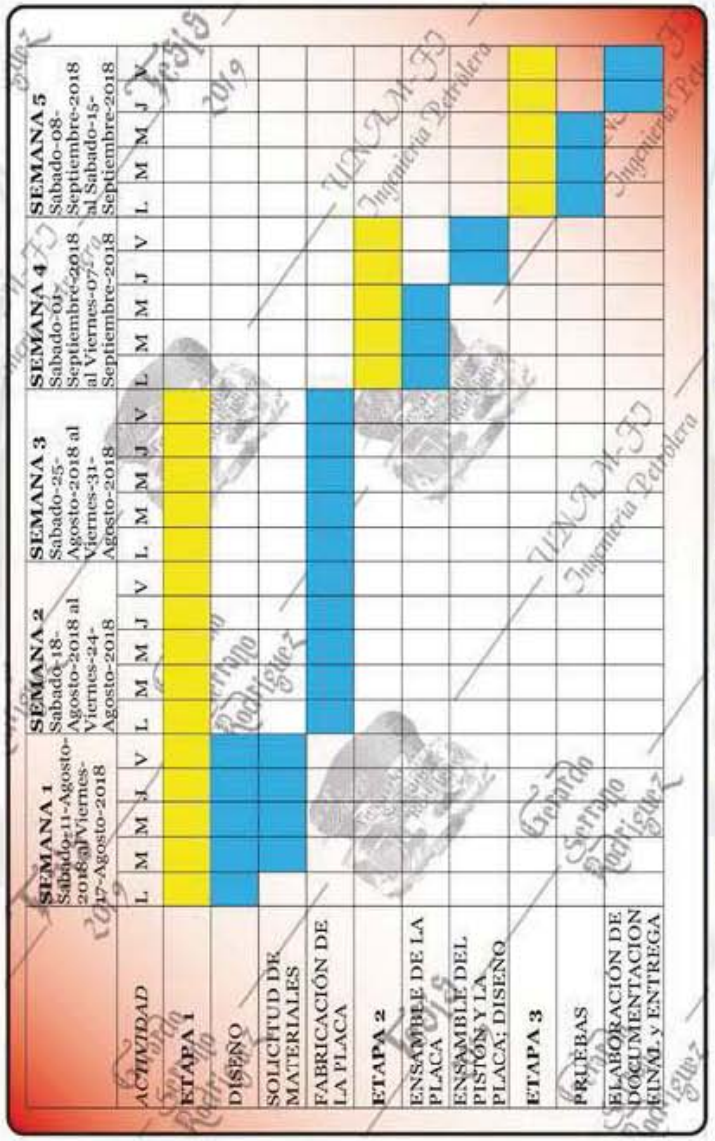


Tabla 3.5. Itinerario de Proyecto (Diagrama de Gantt). (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.12. BENEFICIOS, COSTOS Y MATERIALES.

BENEFICIOS.

- Está compuesto de un elemento que no requiere una herramienta adicional para fijarlo.
- El punto de apoyo se genera con la misma herramienta, no hay necesidad de soldaduras o soportes extra.
- El ROV realiza un solo viaje de trabajo, instala el dispositivo, ejecuta la actividad y regresa con el dispositivo en un solo recorrido.
- Es eficaz y satisfactorio.
- Los tiempos de operación se reducen considerablemente.

COSTOS.

El costo de esta estructura se desglosa en la siguiente tabla **(Tabla 3.6.)**.

Cantidad	Material	Descripción	Valor unitario (C.N.)
1 Pieza	Pistón	**Volumen:** 0.008333m³ **Peso:** 65 kg **Densidad:** 7,800 **Costo:** 1,934.595 C.N.	1,934.595 Coronas Noruegas
1 Pieza de 8,935 kg	Placa de Acero Inoxidable	**Volumen:** 1.145m³ **Peso:** 8,935 kg **Densidad:** 7,800 **Costo:** 40 C.N. por Kg	(40 C.N.)*(8,935 Kg) 357,400 Coronas Noruegas
1 Piezas de 2,666.8 kg	Flotadores o Espumas	**Volumen:** 0.6667 m³ **Peso:** 2,666.8 kg **Densidad:** 4,000 **Costo:** 90 C.N. por Kg	(90 C.N.)*(2,666.8 Kg) 240,012 Coronas Noruegas
3 Personas	Costos Hora-Hombre *Pruebas y Terminación Mecánica	**Trabajan:** 40 horas a la semana durante 5 semanas. **Costo:** 581.25 C.N. por hora.	(581.25 Coronas Noruegas) *(40 horas a la semana)*(5 semanas)*(3 Personas) 348,750 Coronas Noruegas
7 Personas	Costos Hora-Hombre *Project Manager o Líder de Proyecto. *Equipo de Ingenieros. *Comprador.	**Trabajan:** 40 horas a la semana durante 5 semanas. **Costo:** 387.50 C.N. por hora.	(387.50 Coronas Noruegas) *(40 horas a la semana)*(5 semanas)*(7 Personas) 542,500 Coronas Noruegas
		Total:	3,423,257 Coronas Noruegas

Tabla 3.6. Costos del Material para la Estructura. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



Video 3.7. y Imagen 3.61. Diseño de una Herramienta para la Tecnología Submarina. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

CAPÍTULO 3: "SISTEMAS DE CONEXIÓN SUBMARINA"

3.1. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SUBMARINA EN NORUEGA.

Primero hay que definir que es un **Desarrollo Subacuático,** esta es estructura del mar que tiene muchas partes debajo, nosotros siempre estamos acostumbrados como petroleros a ver lo que está arriba ya se una plataforma, una embarcación o estructura sumergible, etc.







3.1.1. EL DESARROLLO DEL CAMPO SUBMARINO, SISTEMAS DE CONEXIÓN Y LA TECNOLOGÍA SUBACUÁTICA.

El Desarrollo Subacuático es todo aquello que nos permite transportar todo lo que está debajo del mar a la superficie, líneas de distribución, risers o líneas en el fondo del mar con las que podemos transportar gases o líquidos a las plataformas, sistemas de control y conexiones.

Cuando se habla de Estructuras Submarinas se habla de estructuras increíblemente grandes, en la imagen siguiente tenemos a un Compresor Marítimo, (Imagen 3.a.) es una superposición del compresor en el Estadio Olímpico Universitario de Ciudad Universitaria, las medidas del compresor de ancho son 60 metros y 35 de alto con 90 de fondo aproximadamente.

El interior del compresor está lleno de todo tipo de equipos como sistemas de compresión, válvulas, sistemas de control, sistemas de conexión, etc.

En este capítulo vamos a hablar principalmente de las Conexiones Submarinas (Imagen 3.1.).



Imagen 3.1. Desarrollo Subacuático. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

En este capítulo vamos a hablar principalmente de las Conexiones Submarinas (Imagen 3.1.). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de la Página de la UNAM)



Imagen 3.a. Una Superposición del Compresor en el Estadio Olímpico Universitario de Ciudad Universitaria.

3.2. SISTEMAS DE TIE-IN SUBMARINO Y/O DE CONEXIÓN.

En este tema vamos a hablar de los sistemas de conexión en particular y de los conectores que es una parte muy importante en la tecnología.



3.2.1. ÁREAS SUBMARINAS.

Hay mucha tecnología dentro de lo que es la tecnología submarina: árboles de navidad, sistemas de pozos, sistemas de control, sistemas de perforación, sistemas de proceso como el que estaba dentro del estadio Universitario en las paginas anteriores, manifolds, sistemas de Tie-in o de conexión, etc. **(Imagen 3.2.).**

Imagen 3.2. Áreas Submarinas. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

3.2.2. SISTEMAS DE TIE-IN O DE CONEXIÓN.

Cuando uno requiere hacer un transporte de fluidos ya sean hidrocarburos o fluidos de control o gas, se tiene que hacer mediante ciertas estructuras que están ancladas en el fondo del mar. El hidrocarburo se extrae del pozo llega al árbol de navidad y de aquí se distribuye hacia otras estructuras que lo llevan hacia arriba mediante un Riser que es una tubería que está a expuesta a muchas cargar de corriente del mar y es golpeado por estas corrientes que probablemente lo arranquen con todo y el árbol de navidad, para que esto no suceda primero hay que hacer un árbol de navidad muy robusto y después se hace un ancla para que por esta ancla se pueda subir el riser.

A la pregunta de ¿Cómo conecto mi risers a mi árbol de navidad? Esto se hace mediante los **"Sistemas Tie-In"** o **"Sistemas de Conexión"** que son sistemas que conectan estructuras y la conexión se hace debajo del mar **(Imagen 3.3.)**.

Primero es la perforación, después se coloca el árbol de navidad, después instalamos el plet o el ancla y nos cercioramos de que este bien puesta y hasta el final conecto el árbol de navidad con mi ancla, estas conexiones deben de ser de fácil instalación y resistir la vida total del pozo ya sean 30 años 50 años o los que sean. El diseño debe soportar la corrosión, agua salada, corrientes marinas o todo aquello a lo que este expuesto en ese tiempo.

Los **"Sistemas Tie-In"** son las líneas de flujo entre estructuras submarinas para el transporte de petróleo crudo y gas desde los pozos submarinos, colectores, las instalaciones de procesamiento en alta mar, etc.

El **"Sistemas Tie-In"** incluyen conectores, tuberías, estructuras de soporte, herramientas de instalación, etc.



Imagen 3.3. Sistemas Tie-In" o "Sistemas de Conexión. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

Hablando sobre los **Vehículos de Intervención** que son **Robots Submarinos**, la intervención cada vez se hace a mayores profundidades, hace pocos años eran intervenciones a 30 metros de profundidad a 50 metros de profundidad y los podía hacer un buzo que bajaba junto con sus herramientas a esa altura pero después de 100 metros de profundidad las personas ya no pueden hacerlo y es por eso que se ha desarrollado la tecnología de los **ROV** quienes pueden descender hasta 4,000 metros o más y hacen los mismos trabajos que si el operador estuviera hay.

Estos robots o **ROV** pueden trabajar por medio de cable umbilical que no solo es para el control si no que es la fuente de potencia eléctrica o hidráulica. También los hay completamente autónomos, se usan solamente como observación porque tienen poca potencia, pero la ventaja es que no tienes un cable detrás y eso ayuda a entrar a sitios más aislados dentro de estructuras sin tener que enredarte con el cable, todos estos robots están clasificados por tamaño, potencias o tareas que desempeñan.

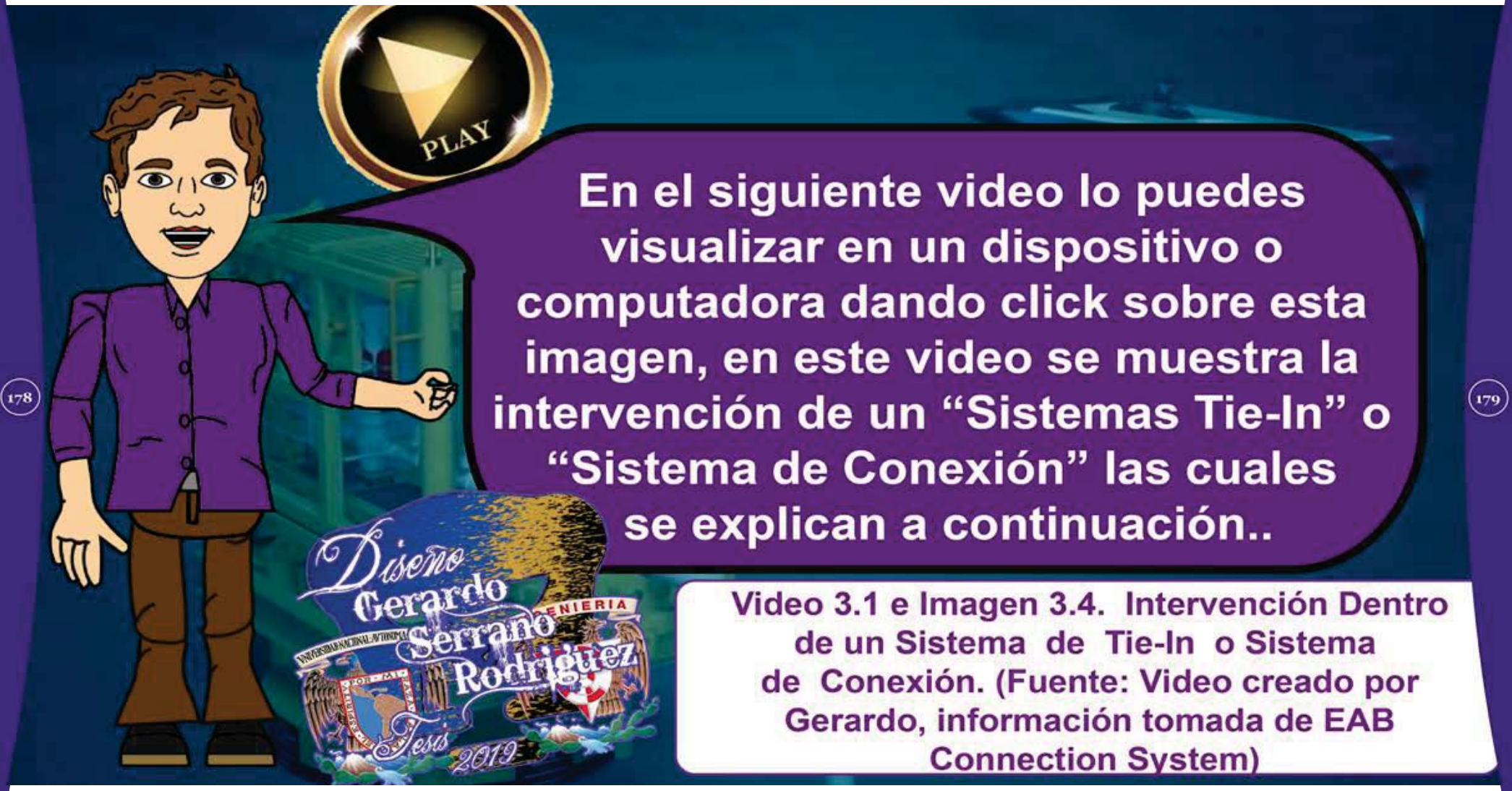
3.2.3. INTERVENCIÓN DENTRO DE UN SISTEMA DE TIE-IN O SISTEMA DE CONEXIÓN.

Siempre que se habla de **Sistemas Conexión Submarina o Sistemas Submarinos** en general, esta lo que es la infraestructura permanente y esta lo que es la infraestructura de intervención, herramientas y equipo temporal que solo estará interviniendo, el **ROV** es una herramienta temporal porque lo bajas lo óperas y luego va a superficie.

Antes de bajar a aguas tengo que hacer un procedimiento preinstalación en superficie para ver que herramientas voy a necesitar, al momento de bajar mi **ROV** con su canasta de herramientas todo debe estar preparado para agilizar la instalación en aguas. La preinstalación incluye purgar las líneas, probarlas en cuanto a la presión, checar que no tenga fugas por presión, se checa todo lo eléctrico, todo lo mecánico, se tiene que hacer pruebas de operación y toda esta simulación se hace arriba.

Un **ROV** de clase tres como los que se veran en las paginas por lo regular no puede cargar más de 50 kilogramos en el aire, esto se debe a que cuando está debajo del agua el peso aumenta por la densidad y presión entre otras cosas eso hace que el **ROV** tenga que estar estable para posicionar algo o intervenir algo, además el **ROV** no está flotando si no que se tiene que apoyar en algo el **ROV** para poder operar, esto lo puede hacer gracias a sus brazos.

En el siguiente video se muestra la intervención de un **"Sistemas Tie-In"** o **"Sistema de Conexión"** las cuales se explican a continuación **(Video 3.1 e Imagen 3.4.)**.



Video 3.1 e Imagen 3.4. Intervención Dentro de un Sistema de Tie-In o Sistema de Conexión. (Fuente: Video creado por Gerardo, información tomada de EAB Connection System)

3.2.4. TIPOS DE CONEXIÓN.

Imagen 3.5. "Sistemas Tie-In" o "Sistemas de Conexión" (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Hay distintos tipos de clasificación oficiales para conexiones los más comunes son:

- Vertical, Horizontal.
- Rígido, Flexible.
- Aislado, No aislados.

Sus tamaños pueden ir desde seis pulgadas hasta 40 pulgadas (Imagen 3.5.).



3.2.4.1. Conexión Horizontal Vertical.

Conexión Horizontal: La ventaja es que yo puedo poner una estructura de protección menos, una desventaja es que el ensamble de esta tubería es más difícil porque a diferencia de la vertical no sella gracias a la gravedad **(Imagen 3.6.)**.

Conexión Vertical: Esta conexión es la más fácil porque haces la conexión y con el mismo peso se posiciona la tubería y se sella, una desventaja es que toda mi conexión es muy alta y es un problema en caso de que yo quiera poner una estructura de protección desde el fondo del mar hasta la parte más alta **(Imagen 3.7.)**.

Estructura de Protección: Sirve para proteger de objetos que puedan caer al fondo del mar y que puedan dañar la instalación, también son para que las redes de pesca se atoren.

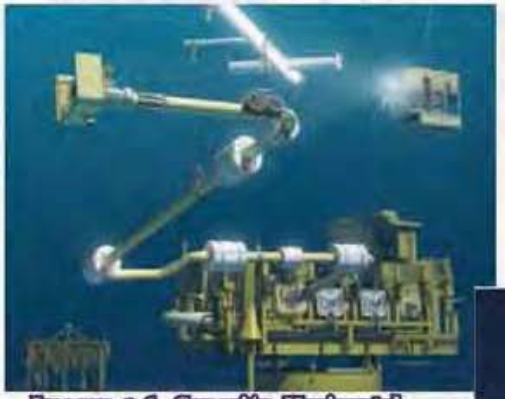


Imagen 3.6. Conexión Horizontal. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Imagen 3.7. Conexión Vertical. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.4.2. Conexión Rígida o Flexible.

Es decir, son tuberías que no son 100% rígidas si no que tienen mucha flexibilidad e incluso algunas llegan a ser como una manguera **(Imagen 3.8.)**, **(Imagen 3.9.)**.



Imagen 3.8. Conexión Rígida. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Imagen 3.9. Conexión Flexible. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.4.3. Conexión Aisladas o No Aisladas.

Estas son tuberías que están **Térmicamente Aisladas** o **No Aisladas Térmicamente** esto es porque entre más profundo te metes la tubería tiene la capacidad de resistir cargas térmicas más altas, cuando tienen un diferencial de temperatura muy alto puede haber muchos problemas a la hora de la producción. **(Imagen 3.10.).**



Imagen 3.10. Conexión Térmicamente Aisladas o Térmicamente No Aisladas. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.5. SISTEMAS TIE-IN AL CONECTAR LAS TUBERÍAS EN LAS ESTRUCTURAS.

Hablando un poco de lo que es **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería)** e **Inboard (Adentro de la Estructura)** esto es como las conexiones del sistema.

Un equipo conecta por medio de un **Inboard (Adentro de la Estructura)** y un **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería).**

La parte **Inboard** del conector se instala primero, como la parte compleja de la instalación, es decir, el uso de grúas grandes, nivelación y anclaje, mientras que el **Outboard** viene con la tubería y es lo último que se instala, con grúas más pequeñas, y la operación es más sencilla.
Inboard (Adentro de la Estructura): Normalmente es parte de una estructura muy grande y compleja que estará fabricado de tal manera que el conector se instale fácilmente.

La instalación de lo que es **Inboard (Adentro de la Estructura)** se hará en el mismo día porque es una operación muy compleja además de que el equipo es muy pesado, hay que estabilizar, hay que nivelar, hay que anclar, hay que probar, etc.
Inboard (Adentro de la Estructura) está separado en forma temporal de lo que es **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería).**

La conexión entre estructuras submarinas se hace hasta el final una vez que se haya instalado las estructuras para después conectar las tuberías. **Inboard (Adentro de la Estructura) y Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería)** es algo que se tiene que usar independientemente de que la tubería sea flexible, no flexible, aislada, no aislada, horizontal o vertical.

En resumen, **Inboard (Adentro de la Estructura)** es la conexión que va dentro de **Outboard (Fuera de la Tubería)** y se ensamblan **(Imagen 3.11.).**



Imagen 3.11. ROV Conectando Estructuras Tipo Inboard y Outboard. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3. CONEXIONES SUBMARINAS.

Hasta ahora se han hablado de varios conceptos, pero ahora nos enfocaremos en los **Sistemas de Conexión Submarina**, un sistema de conexión depende del conector y es aquí donde se hace el sellamiento entre el Inboard (adentro de la estructura) y Outboard (independiente de estructura / parte de tubería).



Estos son elementos que usamos para el aterrizaje o posicionamiento mediante el sellamiento de los conectores. Estos conectores pueden estar de lado Inboard (adentro de la estructura) o de lado Outboard (independiente de estructura / parte de tubería), pero por lo regular siempre están de lado Outboard (independiente de estructura / parte de tubería).

En la imagen se puede ver que la cavidad de color amarilla es donde ensamblan los conectores **(Imagen 3.12.)**.



Imagen 3.12. Sistemas de Conexión Submarina. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3.1. CONECTORES.

Dispositivo mecánico operado por **ROV** para conectar elemento de amarre submarino, soporta cargas mecánicas de presión del fluido y las fuerzas externas.

Estas cargas que soportan los conectores pueden ser mecánicas como la instalación, corriente, impactos y también presión y temperatura.

3.3.2. TIPOS DE CONECTORES.

Los tipos de Conectores son:

- Conectores de abrazadera.
- Conectores de pinza.
- Conectores personales.
- Conectores de brida.
- Conectores de reparación.

Conectores de Abrazadera: Se puede hablar de varios tipos de conectores, los que normalmente se utilizan son los **"Conectores de Abrazadera".** Para estos conectores no se usan empaques ya que se deterioran muy rápido a grandes profundidades y por la cantidad de años.

En la imagen se ven dos tipos de **"Conector de Abrazadera"** de color rojo las cuales fueron colocadas por el ROV.

La abrazadera más grande, en la parte derecha de la imagen presiona el tubo y de lado izquierdo algún tipo de material, en esta conexión de abrazadera el lado izquierdo es Outboard (independiente de estructura / parte de tubería) y el lado del material es Inboard (adentro de la estructura) **(Imagen 3.13.).**

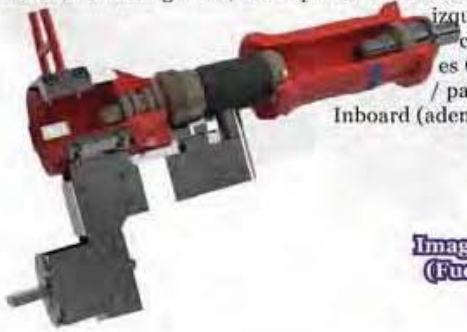


Imagen 3.13. Conector de Abrazadera. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

La siguiente imagen es la abrazadera más típica. Funciona de la siguiente manera, tiene un perno que tiene rosca de un lado y rosca del otro, la cuerda de la abrazadera hace que al girar el perno se vallan en sentidos opuestos para que abran o cierren. Es como si simuláramos la acción con nuestros torsos y nuestros brazos, cuando los acercas los aprietas y cuando las alejas los abres **(Imagen 3.14.).**



Imagen 3.14. Conector de Abrazadera. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Conectores de Pinza: Son semejantes a los conectores de Abrazadera.
En este caso el conector es de dos elementos que usa tornillos para apretar o abrir **(Imagen 3.15.)**.

Imagen 3.15. Conector de Pinza. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

El siguiente conector de pinza el perno es vertical esto quiere decir que la intervención de ROV será hacia abajo, el ROV mete una herramienta para darle vueltas mientras el conector se abre horizontalmente **(Imagen 3.16.)**.

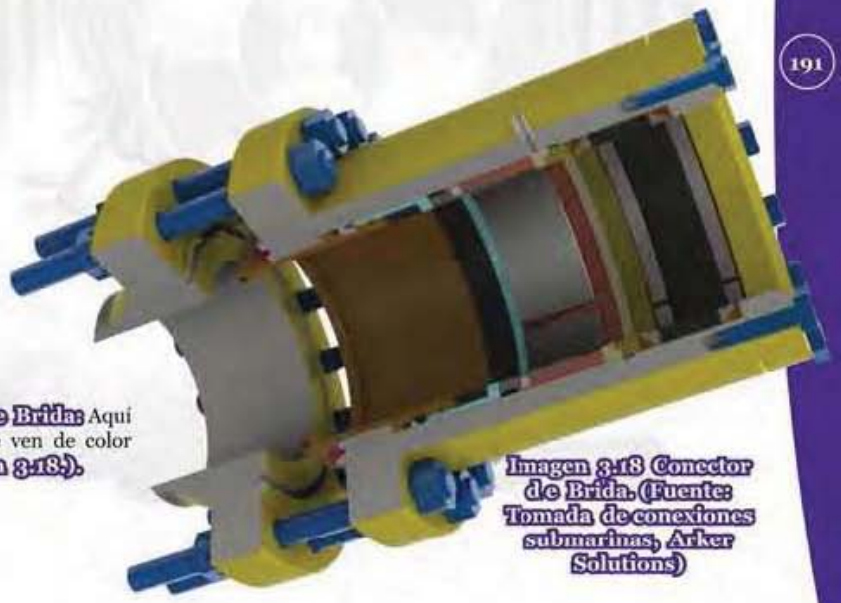


Imagen 3.16. Conector de Pinza. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Conectores Personal: Este es un sistema personal que funciona como un taladro, cuando se pone la broca lo que se hace es comprimir de manera mecánica para que la carga de acción se transmita en una carga axial **(Imagen 3.17.)**.

Imagen 3.17. Conector de Personal. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Conector de Brida: Aquí los pernos se ven de color azul **(Imagen 3.18.)**.

Imagen 3.18 Conector de Brida. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3.3. SELLADO DE CONECTORES.

¿Cómo funciona el sellado de conectores?

Se tienen dos secciones de la abrazadera, la pieza de color verde es el perno que lo que hará es apretar hacia dentro o en dirección del eje de la tubería.



Imagen 3.19. ROV Colocando un Conector de Reparación. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Cuando se cierra las dos piezas de azul hace un sándwich ocasionando un sello entre dos metales que son Inboard (adentro de la estructura) y Outboard (independiente de estructura / parte de tubería) (Imagen 3.20.).

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

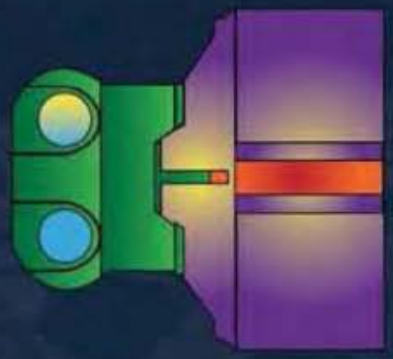


Imagen 3.20. Sellado de Conectores. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Imagen 3.20. Sellado de Conectores. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.4. EL TIEMPO (CLIMA) Y CONSECUENCIAS.

El viaje de los **ROV** al fondo del mar depende mucho del clima, dependiendo del clima es el tiempo que tardara en ir y venir el **ROV** debido a los factores que afectan su trabajo, por ley los **ROV** no pueden estar más de cinco semanas.

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

Todos los días se hacen juntas con la tripulación y las personas que están a cargo con las operaciones que se van a realizar, en esa junta se hace una serie de pasos y procedimientos de la intervención que se hará ese día.

Esta serie de procedimientos vienen desde la etapa de diseño y simulación. El diseño de la herramienta es hecho por parte de un vendedor quien va a ofrecer la mejor herramienta para la operación y el proveedor debe de analizar todas las propuestas para elegir la que más se adecue.

En la imagen tenemos una embarcación en la cual podemos concluir que ese día no se podrá hacer un buen trabajo por el oleaje que se presenta, en estas condiciones todas las operaciones están paradas **(Imagen 3.21.)**, **(Imagen 3.22.)**.



Imagen 3.21. Embarcación con Operaciones Paradas por el Oleaje. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Imagen 3.22. Tamaño de la Grúa. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Cuando el parlamento se da cuenta que tiene un montón de dinero ahorrado producto del petróleo y que el precio de este puede subir o bajar dependiendo del mercado internacional y que lo mejor pueden hacer es diversificar su economía, ¿y qué mejor forma de hacerlo que invertir el fondo de ahorro en la bolsa? Así es como nace el fondo de pensiones o fondo soberano noruego que tiene más de un trillón de dólares estadounidenses, si este trillón se reparte entre todos los Noruegos toca a más de doscientos mil dólares por persona, cada persona tiene doscientos mil dólares invertidos en la bolsa

3.4.1. SISTEMA DE COMPENSACIÓN VERTICAL DE UNA GRÚA.

Con relación de las olas y el movimiento existen dispositivos de diferentes mecanismos, la clasificación más usual son los pasivos y los activos (Imagen 3.23.).

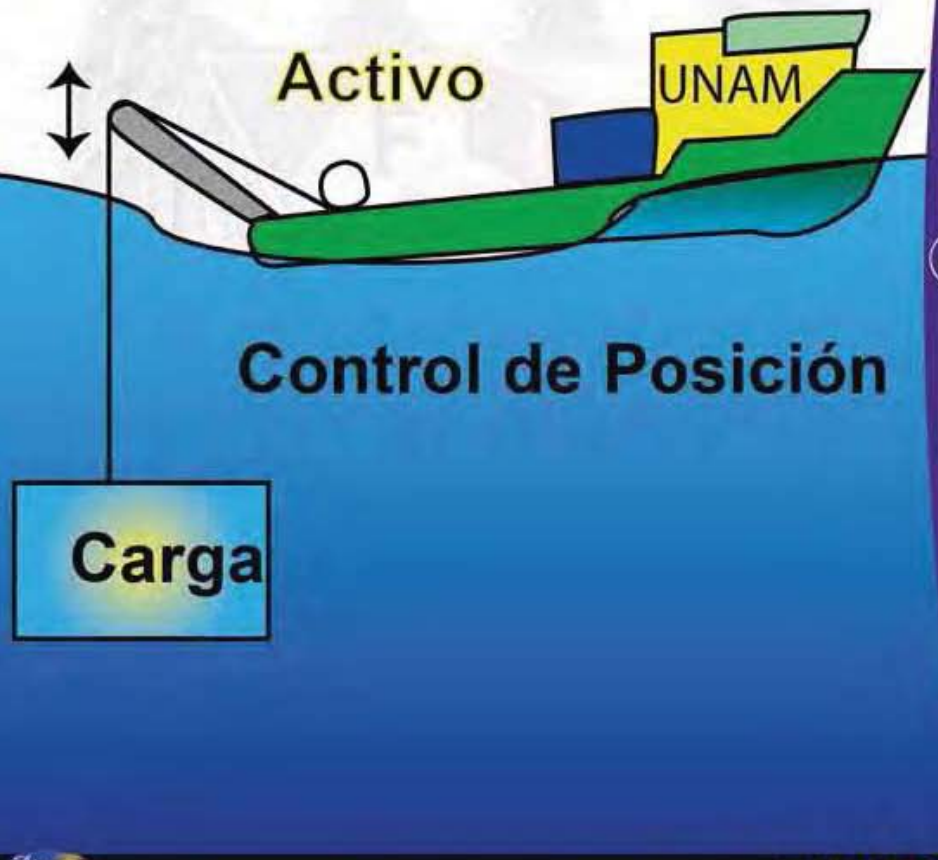


Imagen 3.23. Sistema Activo y Pasivo de Compensación Vertical de una Grúa. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo sistemas de conexión submarina, Arker Solutions)

Pasivos: Es un amortiguador que tiene una grúa y lo que hace es disminuir el efecto de movimiento en el fondo del mar.

Activos: Usan el cable umbilical para controlar la carga del **ROV**, esto es por:

- Tensión constante.
- El control de posición.



3.5. NORSOK D-010.

Esta es la biblia en el campo en Noruega y el estándar **NORSOK D-010** es el primer estándar a nivel mundial en ingeniería de pozos y perforaciones de pozos. Por sus siglas en Noruego: **Norsk Sokkels Konkurranseposisjon**

ISO ya saco su estándar del 2018, pero ISO a diferencia de **NORSOK** no da una idea de cómo hacer las cosas, lo único que dice es que tienes que probar para intentar un resultado satisfactorio.



En 1993, la industria del petróleo en Noruega, apoyada por la Norwegian Oil and Gas Association y la Federation of Norwegian Industries, desarrolló una iniciativa llamada **NORSOK**, convirtiendo su normativa en el estándar más importante del sector offshore noruego. Los estándares **NORSOK** son administrados y emitidos por Standards Norway, que también administra las concesiones del mapa.

NORSOK es tan reconocido a nivel mundial.

Desarrollado por la Industria Petrolera Noruega para garantizar una seguridad adecuada y relación **Costo-Eficacia** para la industria del petróleo.

Destinado en medida de lo posible para especificaciones y servir como referencias en las regulaciones de las autoridades.
Es una norma oficial en Noruega.

Tiene el apoyo de la OLF (The Norwegian Oil Industry Association -La Asociación de la Industria del Petróleo de Noruega) y TBL (Federation of Norwegian Manufacturing Industries - Federación de Industrias de Noruega de fabricación).

Tiene el objetivo de aumentar la competitividad noruega, consiguiendo agregar valor, reducir costes y tiempo de espera, eliminando las actividades innecesarias en los desarrollos y operaciones de campo offshore.

La finalidad de las **Normas NORSOK** es contribuir a alcanzar los objetivos de los estándares, una de las formas será mediante la sustitución de las especificaciones individuales de las compañías petroleras y otras directrices y documentos de la industria por unas conjuntas, obteniendo unos estándares unificados que consigan el desarrollo presente y futuro de la industria de petróleo.

Las **Normas NORSOK** contienen abundantes referencias de las normas internacionales. De hecho, durante la realización de normativas internacionales se aportan contenidos de las **Normas NORSOK** con el fin de unificar y mejorar los contenido. En caso de que una modificación de norma internacional entre en conflicto con el uso de **NORSOK**, ésta será modificada para cumplir los nuevos requisitos establecidos.



Noruega le apuesta a la lucha contra el cambio climático y donde se puede ver eso es en el sector del automóvil eléctrico. Noruega tiene el mercado de coches eléctricos más desarrollado de todo el planeta, la mayoría de los coches que se venden son eléctricos y el plan es que para el 2025 no se vendan más coches de gasolina ni diésel solo eléctricos e híbridos.

3.5.1. ESTÁNDAR, NORMAS Y REGLAMENTOS.

Hablando de regulaciones y estándares, en la pirámide se ve que son las autoridades las que se encuentran por encima de todo y estipulan cuales son las reglas del juego.

Luego sigue cuales son las bases de los proyectos y los requerimientos de operación y funcionalidad que estipula el operador. Hasta debajo de esto están los estándares como **ISO, API y NORSOK** que solo está en el Mar del Norte. Actualmente la industria está siendo cada vez más forzada a hacer más estándar **(Imagen 3.24.)**.

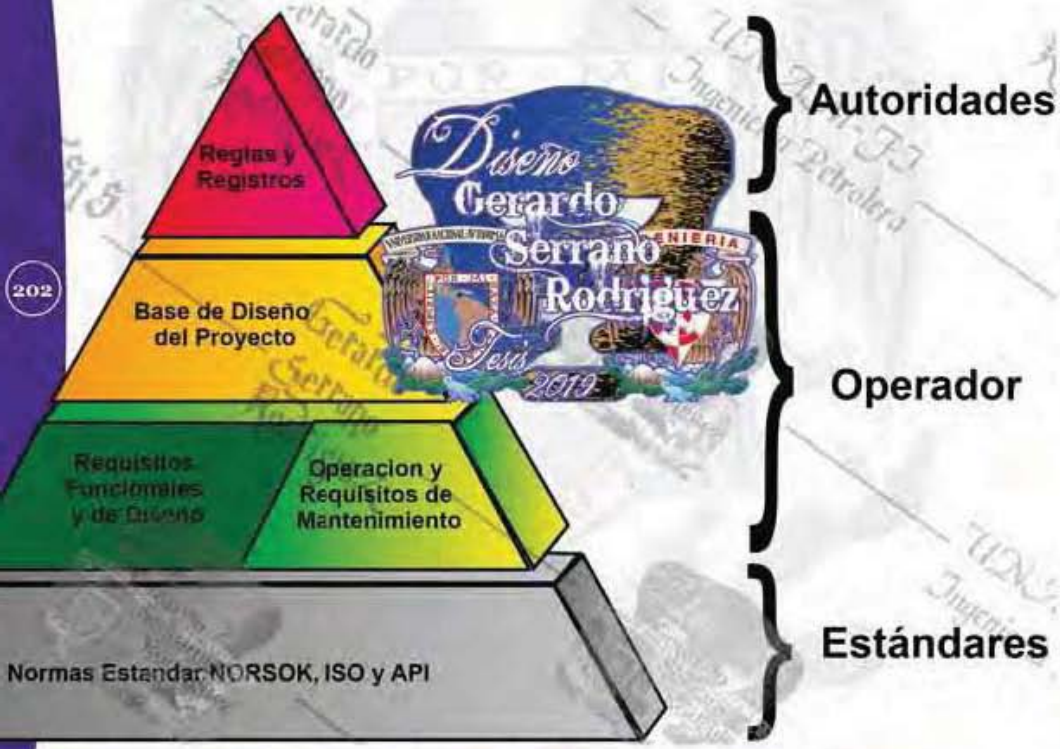


Imagen 3.24. Pirámide de Autoridades, Operadores y Estándares. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

3.5.2. PIRÁMIDES DE ESTÁNDARES Y REGULARIZACIONES.

Esta es la pirámide de los **Estándares, Normativas y Regulaciones** en Noruega, en la base de la pirámide esta nuestro conocimiento ingenieril, nuestra experiencia somos nosotros, pero al tope de la pirámide los que mandan es el gobierno como en México la CNH.

Una vez que se hace la **Normativa** de cómo se deben hacer las cosas entonces vienen los **Estándares** y en el caso de Noruega se recomienda que se use **Norsok** aquí entra el regulador, el regulador jamás te va a decir como tienes que hacer las cosas.

El regulador lo que hace es decir "Tienes que terminar tu trabajo de manera segura y eficiente", hay muchas maneras para hacerlo, pero siempre se debe de hacer con un análisis de riesgo y documentación, lo que le interesa al regulador es que las cosas se hagan cumpliendo los estándares sin importar el método **(Imagen 3.25.)**.

Imagen 3.25. Pirámide de Normas y Regulaciones Basado en las Normas Noruegas. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)



3.5.3. BARRERAS DE POZOS NORSOK D-010.

Antes del estándar **NORSOK D-010** Drilling and Well operations (perforación y operaciones de pozo) la normativa se centraba en cómo llevar a cabo las operaciones y qué tipo de equipo se debía utilizar. La creación de la norma surge de cambiar el enfoque, pasando de ser un servicio preceptivo a uno funcional basado en los resultados. Los requisitos se centraron principalmente en actividades de perforación, acondicionamiento, terminacion y abandono.

Para cumplir con las regulaciones en materia de perforación se recomienda seguir **NORSKOK D-010.** Los operadores no tienen obligación de cumplir con la **NORSKOK D-010** pero, si no lo hacen, tienen que demostrar que su enfoque cumple los requisitos para operar con seguridad. La creación de la **NORSKOK D-010** le ha dado a la industria tanto la responsabilidad de justificar los métodos seguidos en detalle, como la manera de hacerlo. Dio a la industria una base actualizada para desarrollar operaciones de explotación de los pozos de petróleo y gas de forma segura.

En 2003 se difundió la revisión número 3 de **NORSKOK D-010.** En esta revisión, la **NORSKOK D-010** cambió considerablemente y se expandió para dar un enfoque a la integridad de pozos centrado en la planificación y ejecución de las perforaciones y en las operaciones a lo largo del ciclo de vida del pozo. Más del 50% de la versión anterior fue eliminada, mientras que se agregaron muchos materiales nuevos; un total de 167 páginas. La frase "integridad de pozo" se definió y obtuvo su propia entrada en Wikipedia. La revisión fue llevada a cabo por expertos de empresas de operación tanto noruegas como internacionales, y la nueva **NORSKOK D-010** era la única que abordaba la integridad de pozos en todos los tipos de operaciones convencionales: perforación, test, completion, wireline /coiled tubing (técnica de tubería flexible)/snubbing (entubación bajo presión), así como la introducción de underbalanced perforation (perforación cuando la presión ejercida sobre una formación expuesta en un pozo está por debajo de la presión interna del fluido de esa formación), producción y operaciones de bombeo, antes de terminar el pozo mediante plugging (taponado) y abandono.

Otro factor de la nueva **NORSKOK D-010** era su amplio uso de **Well Barrier Schematics (WBS)** para ilustrar las barreras del pozo y así establecer una operación específica.

Norsk Hydro5 ha estado utilizando esta técnica desde la salida de las regulaciones de perforación en 1992, asegurando que las barreras del pozo deben estar definidas, aceptadas y monitorizadas. Norsk Hydro cedió su biblioteca de WBS, dejándola disponible para los editores, obteniendo así ejemplos de esquemas para incluir en la norma. Para complementar los WBS, se desarrolló una biblioteca de 50 descripciones detalladas de **Elementos de Barreras de Pozos (WBE)**, que son los bloques de construcción esenciales de una barrera de pozos efectiva.

La Figura siguiente es un WBS o esquema de barreras de pozo: la **Línea Azul** muestra la **Barrera del Pozo Primaria** que previene la entrada de la formación de fluidos (petróleo/gas/agua) en el pozo. Si cualquiera de los elementos falla, entraría a actuar la **Línea Roja**, que muestra los elementos de la **Barrera del Pozo Secundaria.** Sobre el papel estas barreras deben ser completamente independientes. **(Imagen 3.26).**

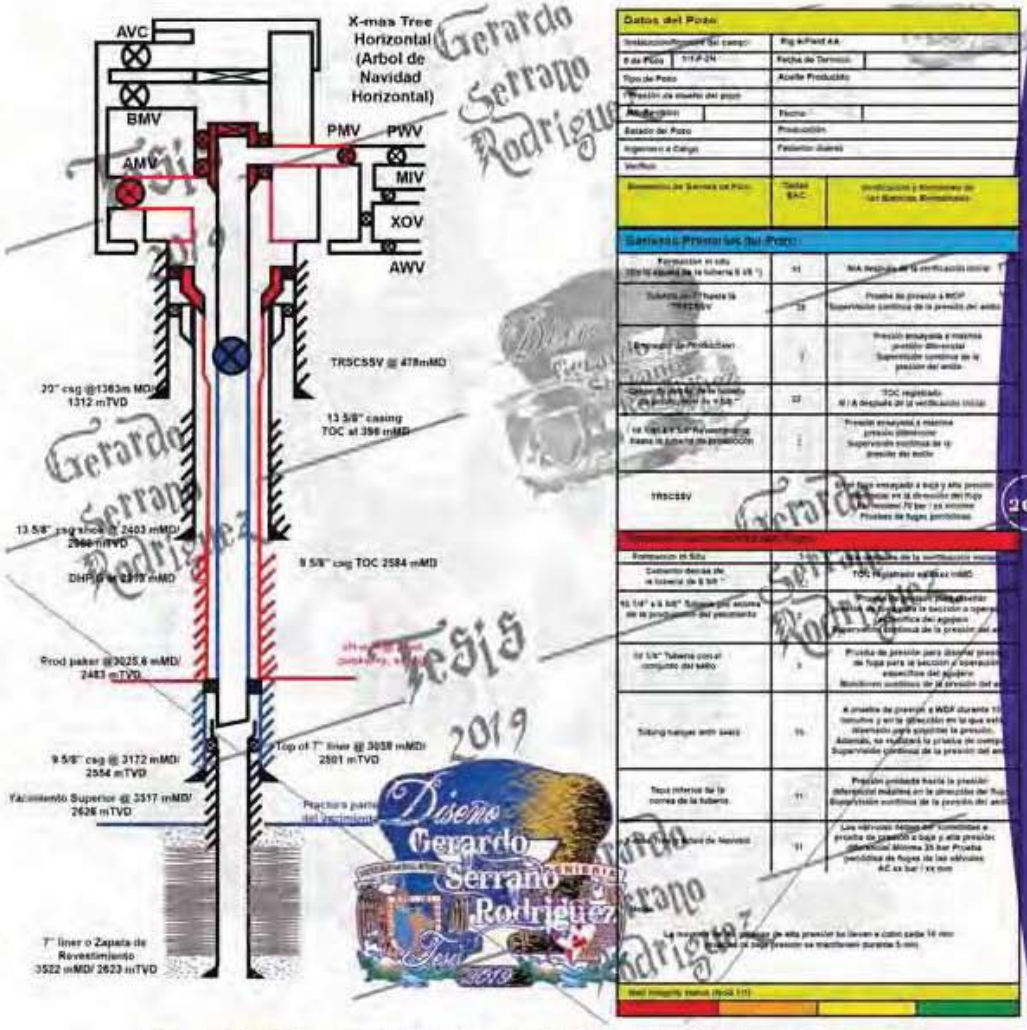


Imagen 3.26. Esquema de Barrera de Pozo (WBS). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

La revisión número 3 pronto ganó reconocimiento entre los operadores y reguladores de Noruega. Se consideró como una base útil en la que los operadores podrían desarrollar su propio enfoque en la integridad del pozo e intensificaba el enfoque de la industria en integridad de pozos como una meta y disciplina. Ayudó el hecho de que estuviese disponible gratuitamente en la página web www.standard.no, como el resto de los estándares **NORSOK**. También obtuvo un reconocimiento fuera de las fronteras de Noruega, ya que empresas internacionales del sector del gas y el petróleo (IOCs) lo "importaban" a sus regiones, al no existir en cualquier otro sitio un estándar comparable.

El estándar noruego **NORSOK D-010** de integridad de pozos era muy respetado antes del blow-out de Macondo 2010 en el Golfo de México, pero el desastre indujo una amplia revisión para absorber las lecciones aprendidas y el avance de la seguridad en el futuro. Terje Løkke-Sørensen, director de ingeniería de pozos en Add Energy, dirigió un grupo de 16 expertos que recopilaron la cuarta revisión. A continuación, adjunto un fragmento de unas declaraciones que realizó en las que describe cómo surgió, qué hay de nuevo y por qué cree que **NORSOK D-010** está siendo un estándar utilizado internacionalmente.

El blow-out de Macondo en el Golfo de México en 2010 cuestionó a las autoridades de varias jurisdicciones y a la industria en general, les hizo examinar regulaciones y prácticas para ver que más se podría hacer para prevenir grandes accidentes. Se publicaron muchos informes a escala internacional, entre ellos estaba el informe de lecciones aprendidas Norsk Olje og Gass's 2011 Macondo, que contenía algunas recomendaciones muy específicas y útiles para actualizar el estándar **NORSOK D-010**. (Imagen 3-27).

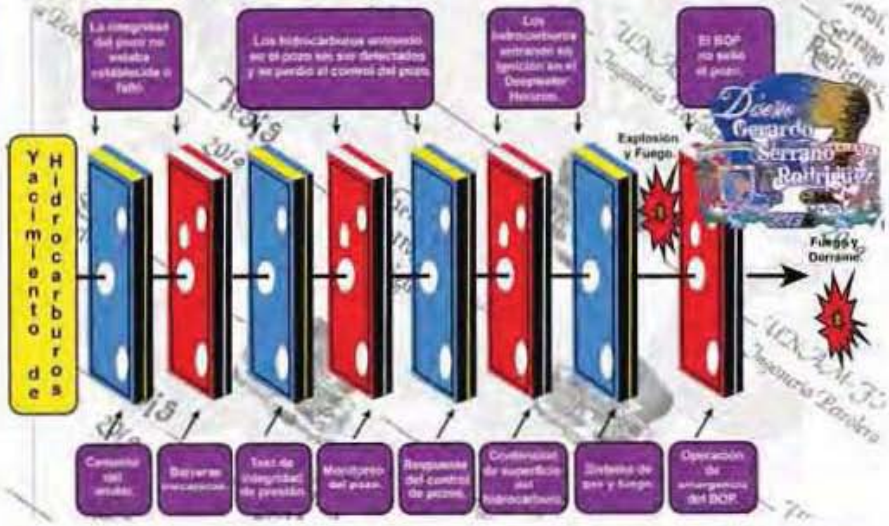


Imagen 3-27. The Swiss Cheese Model o el Modelo del Queso Suizo es un Modelo de los Errores por los que Ocurrió el Derrame de Macondo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

También, con un gran apoyo voluntario de la industria, se estableció un equipo de tareas y el trabajo en la cuarta revisión empezó en 2011. Más de 2.300 trabajos de 35 compañías se recibieron y procesaron. La nueva revisión se publicó en Junio 2013. Esta revisión proporciona más información, en especial sobre plugging (taponado) y abandono. Incluye la gestión de la presión de la perforación, que no se había incluido en Rev. 3. Contiene más información de asistencia en planes de perforación y requerimientos para equipos de capping (taponar). Identifica nueve elementos barrera de pozo adicionales que facilitan y mejoran la gestión de la construcción de bloques de la barrera."

La **Norma NORSOK D-010**, en su versión actual, define los requisitos y directrices relativas a la integridad del pozo en las actividades de perforación y operación. La integridad de pozo se define como "La aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas necesarias para reducir el riesgo de descarga no controlada de fluidos de la formación a lo largo del ciclo de vida de un pozo". La integridad del pozo también se define como "el estado instantáneo de un pozo, con independencia del propósito, el valor o la antigüedad, lo que garantiza la fiabilidad de las barreras necesarias para contener y controlar el flujo de todos los líquidos dentro o conectados al pozo de forma segura".

La **Norma NORSOK D-010** se centra en el establecimiento de barreras de pozo con el uso de los WBE con sus criterios de aceptación, de su uso y el monitoreo de la integridad durante su ciclo de vida. La **Norma NORSOK D-010** también abarca los requisitos de gestión de la integridad del pozo y las competencias que debe tener el personal. La norma no contiene especificaciones ni de los pozos ni de los equipos de perforación.

Ésta se basa principalmente en establecer barreras y elementos barrera de pozos válidos. Se describen los criterios para que éstos sean aceptados y monitorizados para evitar la pérdida de integridad que en última instancia, podría dar lugar a una explosión. El documento se divide lógicamente en secciones temáticas, y contiene los requisitos y directrices prescriptivas. Da una buena base para ayudar con la prevención y la solución de problemas de integridad del pozo.

En este proyecto vamos a usar la norma revisada en Junio de 2013, esta revisión se inició para mejorar el estándar, incluyendo criterios de aceptación para el cemento de revestimiento aplicado en las actividades de perforación, producción y abandono, gestión de la presión de perforación, y para incluir nuevas tablas de aceptación de los elementos barrera (WBEs:) (formación, material alternativo al cemento.

La **Norma NORSOK D-010** es el resultado de una cooperación continua entre los operadores establecidos en Noruega y empresas de servicios. Ésta también está ganando impulso fuera de Noruega, y se utiliza actualmente en Australia, Brasil, Canadá, Dinamarca, Vietnam y Trinidad.

3.5.4. NORMA NORSOK U-001- SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA.

Está apoyada en la sección de la norma ISO 13628, en las industrias de petróleo y gas natural el diseño y operación de sistemas de producción submarinos, se debe aplicar en su totalidad. Además, tiene requisitos específicos de Noruega y Recomendaciones Entre otros:

- Objetos que pueden caer en una instalación submarina.
- Velocidad de aterrizaje de herramientas.
- Diseño de la válvula del colector.
- Requisitos de tubería.
- Cargas y estructuras para que no afecte la pesca.
- Entre otros ...

La intención de tener el estándar **Norsok U-001** es que reemplace las especificaciones de compañías y operadores y aparte sea una referencia para autoridades legales.

También tiene como propósito general que se asegure y que se apliquen las reglas de seguridad y de valor para hacer efectivos los equipo, las operaciones para disminuir los costos, así tienen los beneficios de la norma todos incluyendo el medio ambiente, trabajadores, la empresa, las operadoras y las personas que vas a extraer el petróleo de una manera lucrativa.

El estándar ISO es semejante que el estándar **NORSOK**, pero el estándar **NORSOK** abarca más campo.



3.5.5. NORMA NORSOK JERARQUÍA.

La **Norma Norsok** tiene una estructura muy jerárquica, los estándares de **Norsok** llama a sub-estándares que incluyen a su vez otros estándares. Como por ejemplo el siguiente:

1. **NORSOK U-001-** sistemas de producción submarina:
   - 1.1. NORSOK T-001
     - 1.1.1. NORSOK M-001 Selección de materiales
       - 1.1.1.1. NORSOK M-101 de fabricación de acero estructural
       - 1.1.1.2. Sistema de revestimiento NORSOK M-501
       - 1.1.1.3. Etc ...
   - 1.2. Estructuras submarinas sin presión NORSOK N-001
   - 1.3. Etc ...

3.5.6. RELEVANCIA DOS SISTEMAS DE CONEXIÓN, U-001.

Este está a nivel del **U-001** y habla de estructuras no presurizadas.

1. Selección y evaluación de materiales (metálica y no metálico) que van a estar en el agua.
   - 1.1. Típicamente equipo submarino diseñado para toda la vida bien (varias décadas).
   - 1.2. Como se especifica en la T-001 para la evaluación de materiales y protección contra la corrosión.
2. Consideraciones de diseño.
3. Fabricación y Pruebas.
4. Entre otros ...

NORSOK U-001 se encuentra en su cuarta edición (octubre de 2015).

Estos documentos cubren muchas cuestiones de seguridad e incluso de pruebas.

3.6. DOCUMENTACIÓN FINAL.

El sta documentación está regida por NORSOK por un estándar que se llama Z-018. Es muy común que se tenga interacción tanto con los clientes como con los proveedores, desde hablar de la documentación que se necesita hasta cosas sencillas como los materiales que se usan en las pruebas o simplemente de que los tornillos que se usaran sean del material adecuado, etc. Todo debe estar bien documentado y eso se hace entre la documentación entre el cliente y el proveedor y las personas que van a participar.

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

3.6.1. ESTANDARIZACIÓN SUBMARINA.

Esto no es más que la estandarización de documentos y procedimientos.

A continuación, se muestra un diagrama de todas las áreas, en la parte de arriba de la línea aparece la parte Topside y en la parte de abajo separado por una línea aparece la parte de subsea. (Imagen 3.28.).

La parte de Soutsing es muy compleja desde el momento en que tiene elementos como los risers, umbilical, las estructuras de los Mainfoolds, distribución, los módulos de control, árboles de navidad, etc.

Al ser tan complejo la integración de los procedimientos y los estándares tiene que estar regido por algo que a su vez es muy completo.

En el caso de Noruega esto se ha hecho de una manera de compendio y de una estructura jerárquica donde dice en pocas palabras "Soy la Ley" de lo que se debe tener como referencia para el desarrollo, diseño, fabricación, instalación, mantenimiento y uso, todo esto en el área del Mar del Norte en Noruega.

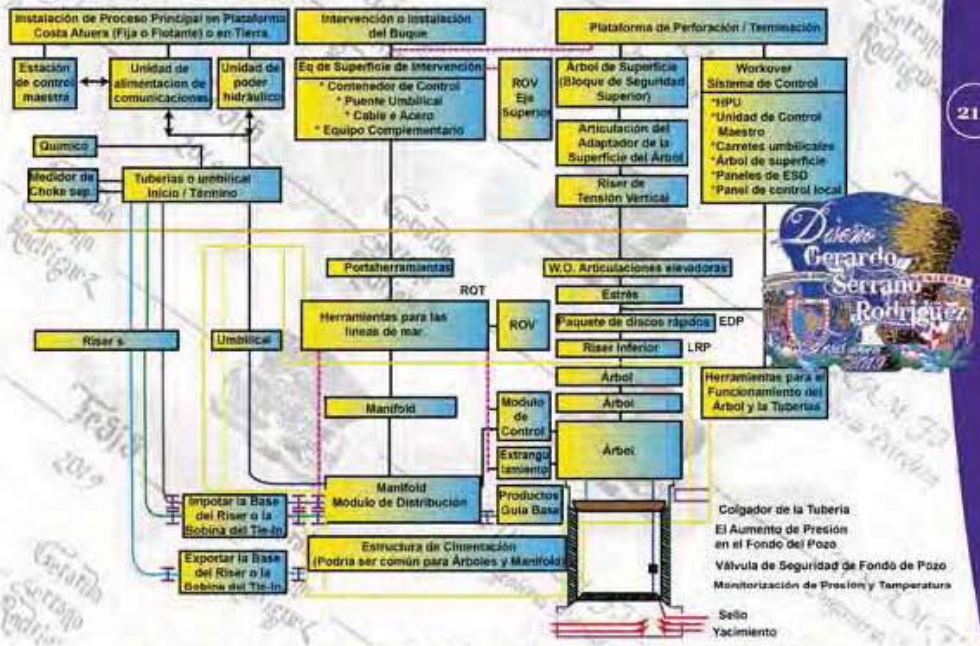


Imagen 3.28. Estandarización Submarina. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez

3.6.2. DOCUMENTACIÓN SUBMARINA.

Es muy importante para Noruega documentar todo porque puede haber elementos que pueden fallar, tuberías que van a tener fugas o cuestiones muy importantes que pueden tener un impacto grande tanto en la economía de un cierto proyecto o el impacto que puede tener en el medio ambiente ocasionando un desastre mayor.

Cuando falla un material lo primero que hacen es preguntarse por el certificado del material del elemento en particular y si no se tiene enlistado en ningún lado de una manera sistemática no nos podemos defender de la falla de nuestro diseño. Para este proceso primero se acerca el cliente al proveedor y le va a requerir no solamente que la herramienta o pieza haga funciones específicas, también va a requerir los documentos que el proveedor tiene que entregar al cliente. Esta serie de documentos finales que requiere el proveedor se llaman **"Supplier Document Requirement List" o (SDRL).**

Cuando el proveedor le manda el **SDRL** al cliente este hace una lista de elementos que necesita y cuando necesita cada elemento según la operación y el diseño. Los primeros documentos tienen que ver con el diseño de la herramienta o pieza y elementos que tengan que ver con la fabricación y así sucesivamente.

Entonces el cliente entrega el **SDRL** al proveedor, el proveedor la estudia y se la regresa al cliente diciéndole sus limitaciones en cuanto tiempo, material indicado o modificaciones sugeridas. Así es como llegan a un acuerdo hasta que llegan a la lista definitiva. El pago de la entrega se efectúa cuando ya está terminado el producto y se han realizado todas las pruebas entonces el cliente firma de recibido la herramienta o pieza diseñada por el proveedor.

Lo que ilustra la siguiente imagen es que el precio no lo voy a tratar directamente entre el suministrador y el cliente, si no que voy a buscar al contratista para que negocie. Los documentos de las flechas son semejantes solo cambian en nombre, esto se debe a que cada industria y proveedor usa documentos diferentes.

Ejemplos: El Cliente Pide a los suministradores que la maquina lleve el ensamble con tornillos, el suministrador no los hace, el busca a un contratista que se los venda con todos los certificados del material con que están hechos los tornillos y en caso de que fallen los troniflos entonces el suministrador va con el contratista para ver que paso, de esta manera se asegura la calidad. Eso es lo que representa el diagrama que aparece a continuación **(Imagen 3.29.).**



Imagen 3.29. Relación entre Cliente Proveedor y Contratista.

3.6.3. DOCUMENTACIÓN SUBMARINA, ¿QUE SE ENTREGA?

La documentación permitirá al cliente realizar la ingeniería de detalle de todos los equipos relacionados. A continuación, se muestra un resumen de los puntos que se entrega en el documento en el área de ingeniería, los documentos abarcan muchas áreas más pero principalmente la que figura es el área de la ingeniería que tiene que ver con el diseño, lista de materiales, dibujos a escala.

- Lista de equipamiento principal (MEL).
  - Número de pieza / número de material (designación completa).
  - Hacer referencia a dos hojas de catálogo y / o de datos.
  - Número de etiqueta: Son el número de equipo para hacer el rastreo en caso de que haya materiales idénticos.
- Hojas de datos: Este es un compendio de las características del equipo.
- Cálculos.
- Diagramas de flujo.
- Consumo de energía.
- HSE (salud, la seguridad y el medio ambiente).
- Disposición General dwg (GA): Es un dibujo que muestra como es el equipo, aquí se enlista el peso seco, húmedo entre otras cosas.
  - Dimensiones principales.
  - Componentes principales.
  - Peso total en seco, en húmedo y en funcionamiento.
  - Centro de gravedad.
  - Identificación de conexiones externas.
- Instalación, Operación y Mantenimiento (IOM) Manual.
- Fabricación, pruebas y documentación de verificación.
- Registro de fabricación libro (MRB).
  - Lista de certificados.
  - Análisis, pruebas, cálculos, las curvas y tablas.
  - Certificados de conformidad.
  - Inspección final.
  - Prueba final (con el cliente).
  - Certificados de levitación de equipos.
  - Certificados de materiales.
  - Lista de trazabilidad de las materias.
  - Informes de pintura.
  - Certificados de prueba de presión.
  - Informes y registros de soldadura (de calificación).

3.6.4. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.

Lo que ilustra la imagen es que todos los documentos siempre vienen al principio del contrato, en la parte horizontal se maneja la fase del proyecto que inicia con el Tender o la licitación, luego sigue el contrato sigue el diseño, hasta la entrega. En la columna horizontal se ve cuando y en qué fase corresponde la entrega empezando por el documento (Imagen 3.30.).

Es lo que se le llama un Diagrama de Gantt.

Imagen 3.30. Documentos que Siempre Vienen en un Contrato-Diagrama de Gantt, Imagen 3.28. Estandarización Submarina. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)



3.7. LOS VEHÍCULOS DE OPERACIÓN REMOTA (ROV).

Durante la Segunda Guerra Mundial los alemanes lograron varios avances tecnológicos en cuanto al funcionamiento de los vehículos sumergibles, su velocidad pudieron incrementarla hasta 18 nudos y con una duración de batería mucho mayor a comparación de los primeros modelos construidos.

A partir de la Guerra Fría los vehículos sumergibles fueron y han sido utilizados mayormente para exploración, monitoreo, inspección tanto en los rubros militares como civiles.

Los **Vehículos Sumergibles Operados Remotamente (ROV's)** son utilizados mayormente para inspección de líneas de gas natural y petróleo fuera de las costas marinas. Ha crecido el interés a nivel global por este tipo de vehículos sumergibles ya que tienen la capacidad para brindar ayuda en monitorear los cambios ambientales, niveles de contaminación lo cual ha dado el ímpetu para desarrollar un entendimiento más extenso y detallado sobre el océano.

Es un robot submarino amarrado a un vehículo operado por alguna persona la cual permanecer en un ambiente cómodo mientras que el **ROV** trabaja en el entorno peligroso **(Imagen 3-31).**



Imagen 3-31. ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.1. DE LOS BUZOS A LOS VEHÍCULOS DE OPERACIÓN REMOTA ROV.

Para el comienzo de la perforación y en el aspecto llamado de asistencia submarina, localización de pozos, conexiones, inspecciones, etc. Se requerían de buzos que podrían operar eficientemente alrededor de tirantes de agua de 100 ft. Se daba un adelanto con la Naval de Estados Unidos que descubrió que al usar mezclas de oxígeno y helio podrían hacer que los buzos bajarán a mayor profundidad (200 ft), pero provocaba disminución en el tiempo de vida activa de los buzos por la inducción de la enfermedad llamada narcosis. En 1960 en el Golfo de México Shell usó la mezcla oxígeno-Helio para trabajos de exploración costafuera, pero tomaba largos periodos para la descompresión de los buzos, por lo que por esta necesidad se empezó a experimentar con robots.

Los vehículos sumergibles operados remotamente o por sus siglas conocidos como **ROV's**, han tenido un desarrollo y crecimiento muy extenso en las últimas décadas ya que como por su nombre indica pueden ser piloteados sin la necesidad de tener una tripulación a bordo de ellos.

En el sector en el que se han utilizado más es en el sector energético. Las compañías petroleras han invertido una gran cantidad de recursos para el desarrollo de **ROV's** principalmente para utilizarlos en el mantenimiento y detección de problemas en sus líneas de gas natural y petróleo que cruzan los océanos para su transporte desde las torres petroleras.

Desde el desarrollo de estos **ROV's** por parte del sector militar en los gobiernos esto forzó a las empresas privadas a desarrollar sus propios vehículos y así tener mayor acceso a lugares antes inalcanzables incrementado su poder expansión a las áreas de trabajo e investigación.

El gran contrapeso a los beneficios de los **ROV's** es que necesita estar conectado directamente a la alimentación y los controles vía cordón umbilical ya que sin este su funcionamiento sería nulo en su totalidad. Esto restringe mucho su movimiento y capacidad de sumersión debido a numerosos problemas como caídas de tensión, atenuación de señales, longitud del cordón. **(Imagen 3-32).**



Imagen 3-32. Vehículo Operado Remotamente. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.2. COMPONENTES ROV.

Los **Vehículos Operados Remotamente ROV,** por sus siglas en inglés, son robots submarinos que pueden ser controlados desde las instalaciones superficiales a través de cables umbilicales, encargados de mandar señales eléctricas entre el **ROV** y la superficie.

Los **ROV's** cuentan con cámaras que ayudan a observar las diferentes operaciones e instalaciones que se realizan bajo el mar, y algunos otros cuentan con herramientas especiales permitiendo con ello la operación de válvulas y equipos submarinos.

Vehículo: Es toda la parte que se hunde, es el submarino.

Interfaz de Usuario (Controles): Es todo el sistema de pantallas y controles que el **ROV** tiene para poder manipular y manejar los controles.

La acción o el Sistema Umbilical / Correa: Esta parte es el cable guía con el que se controla el **ROV.**

Sistema de Lanzamiento y Recuperación: Es todo el sistema que interviene en el lanzamiento al agua y para recuperarlo. **(Imagen 3.33.).**



Imagen 3.33. Componentes ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.3. LANZAMIENTO DE ROV Y SISTEMA DE RECUPERACIÓN.

En el siguiente video se muestra el lanzamiento de un **ROV** y el sistema de recuperación las cuales se explican a continuación **(Video 3.2 e Imagen 3.34.).**

Hay que considerar que el Noruega y sus campos del Mar del Norte lo que puede impedir un buen trabajo del **ROV** es el oleaje que se presenta, aunque no se sabe exactamente cuan es el límite para trabajar dentro del oleaje.



Video 3.2 e Imagen 3.34. Lanzamiento de ROV y Sistema de Recuperación. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.4. CLASES ROV (NORSOK T-102).

En esta parte se muestran las clasificaciones, capacidades entre otras características.
Hay un estándar en el mar del norte que se considera estándar por excelencia y un apartado de estos estándares es el que clasifica a los **ROV.**

Clase I = Son pequeños submarinos que se usan en la observación pura. Los vehículos pequeños equipados con cámaras de video, luces y propulsores. Son como el de la primera imagen donde se muestra que tiene una cámara y muy probablemente no tenga un cable guía, son usados principalmente para ayudarle a otro **ROV** de trabajo **(Imagen 3.35.).**



Imagen 3.35. ROV Clase I. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Clase II = También es de observación con la opción de transportar carga. Vehículos capaces de transportar sensores adicionales como cámaras cosas por el estilo aún color, sistemas de medida de protección catódica y sistemas de sonar **(Imagen 3.36.).**



Imagen 3.36. ROV Clase II. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Clase III = Son vehículos de la clase Trabajo de precisión y reparaciones pequeñas, además poseen la capacidad para cargar herramienta y una cámara. **(Imagen 3.37.).**

Imagen 3.37. ROV Clase III. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Imagen 3.38. ROV Clase IV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Clase IV = Son vehículos de gran tamaño lo suficientemente llevan dos sensores y / o manipuladores adicionales. Otra cosa que los caracteriza es que tienen en su pansa un cajón que les permite acezar a toda clase de herramienta o manipuladores pequeños Estos a su vez se clasifican de acuerdo a su potencia en:

- **Clase III-A =** Son vehículos con <100 Hp.
- **Clase III-B =** Son vehículos con 100 Hp a 150 Hp.
- **Clase III C =** Son vehículos con > 150 Hp.

Estos son ROV para Fondos Marinos y vehículos de trabajo. Grandes vehículos de trabajo con sistema de tracción en la rueda de la correa usados para el cable también son usados en excavación de zanjas de tuberías, excavación, dragado y otros trabajos de construcción de los fondos marinos. Como se ve en la imagen son máquinas bastantes grandes **(Imagen 3.38.).**

Clase V = Estos son prototipos de vehículos o de desarrollo. Por lo general no pueden ser clasificados en las demás categorías. Aquí se incluyen los que no tienen el cordón umbilical ya que se lanzan y son de control remoto. Vehículos para fines especiales. **(Imagen 3.39.).**



Imagen 3.39. ROV Clase V. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)


CAGE
THR: 1
DPT: 210
HDG: 1
TRN:
PLAY
NE 60 75 E 105
067
TRN: -0.6
R: 0
ROV
DPT: 64
ALT: 0
BTY: 64
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, en este video se muestra la intervención de un "ROV Sistema Gerente de Correa o Traílla las cuales se explican a continuación..
Diseño Gerardo Serrano Rodríguez
Tesis 2019
Video 3.3 e Imagen 3.40 ROV'S Tether Management Systems (TMS) -ROV Sistema Gerente de Correa o Traílla (TMS)-
Dive Number: 5
10:45:54


PLAY
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, en este video se muestra la Comparación entre el Simulador y la Operación Real. las cuales se explican a continuación..
Diseño Gerardo Serrano Rodríguez
Tesis 2019
Video 3.4 e Imagen 3.41. VMAX SIMULATOR Comparación entre el Simulador y la Operación Real en el Fondo del Mar.

3.8. SISTEMAS DE INTERFACES DE ROV.

Para esta parte se hablará de las interfaces de los **ROV de clase III** que es la clase de trabajo.

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

3.8.1. BRAZO DEL ROV.

En primer lugar, está el **Brazo del ROV** que es un brazo robótico que no es programable, son brazos manipulables.

Los accesorios de estos brazos pueden ser herramientas como fauces, taladros, las fresas o Tijeras, Etc ... **(Imagen 3.42.)**.



Imagen 3.42. Brazos del ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

3.8.2. AGARRADERAS Y PUÑADURAS ROV-ROV STAB.

La agarradera más usada es la llamada **Cola de Pescado** y después la **Barra T.**
Los distintos tipos de agarraderas o puñaduras son: **(Imagen 3.43.).**

- Cola de Pescado.
- Barra D.
- Barra T.



Imagen 3.43. Agarraderas más Usadas. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

También tenemos **Puñaduras para ROV** que se clasifican en: **(Imagen 3.44.).**

- **Un solo puerto:** Solo son tapones que sellan y tiene un puerto de entrada y salida.
- **Puerto multipropósito:** Este tiene varios puertos en el que cada puerto hay una salida.
- **Enchufe**



Imagen 3.44. Puñaduras más Usadas. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)


PLAY
08:58:09
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, se muestra la intervención de un “Funcionamiento del Brazo ROV.” las cuales se explican a continuación..
Diseño
Gerardo
Serrano
Rodríguez
Tesis 2019
Video 3.5. e Imagen 3.45.
Funcionamiento del Brazo ROV.

3.8.4. HERRAMIENTAS DE TORQUE DEL ROV.

Estas herramientas con más de calibración que miden el torque que aplica la herramienta, generalmente se usan antes de ir a aplicarlo en el fondo para asegurarnos de que todo saldrá bien **(Imagen 3.46.)**.



Imagen 3.46. Herramientas de Torque del ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.8.5. HERRAMIENTAS DENTRO DE LOS SISTEMAS TIE-IN O SISTEMA DE CONEXIÓN.

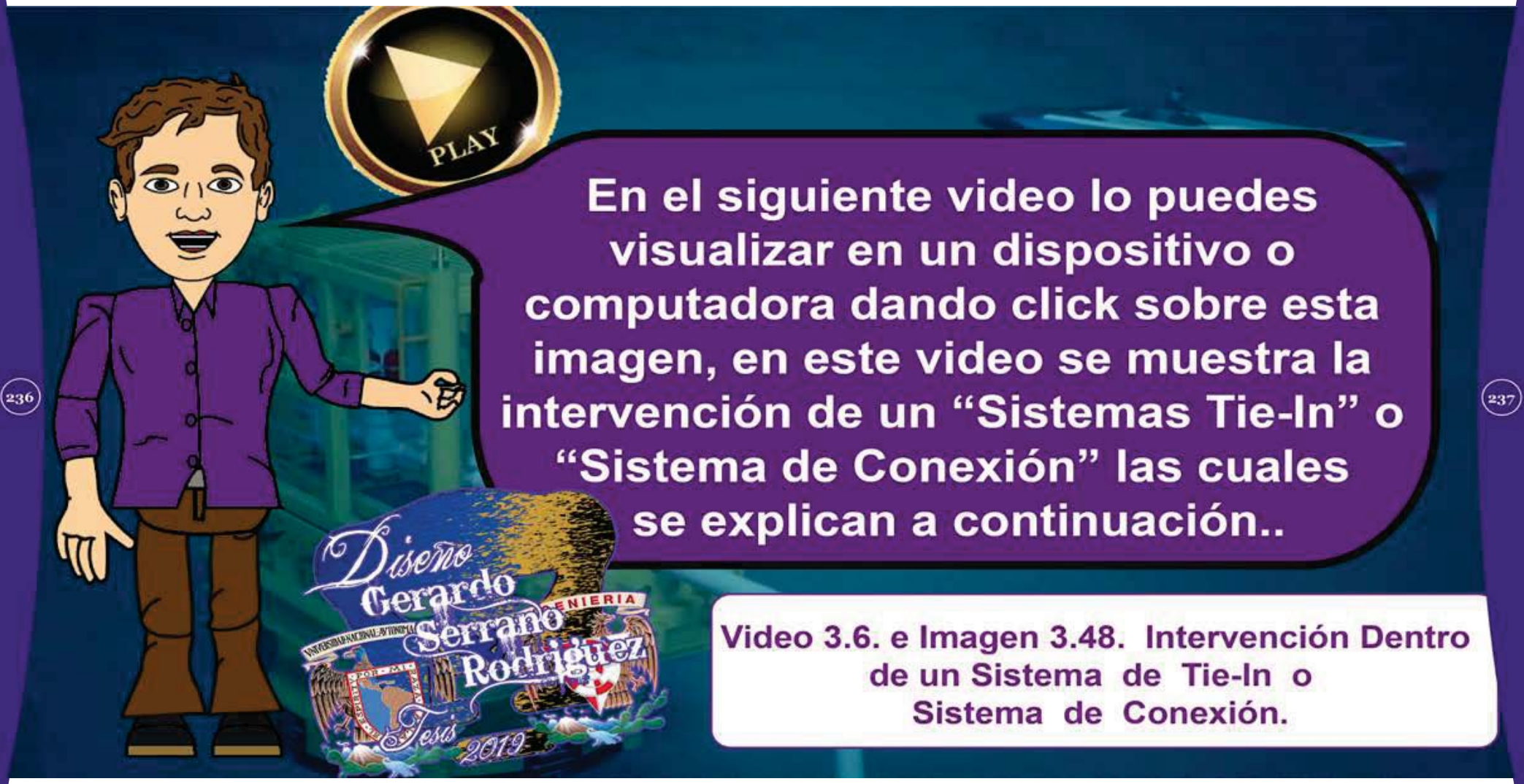
Ya hemos visto distintos tipos de herramientas como son las de Torque, agarraderas o puñaduras. Todas estas herramientas son estándares que el **ROV** ya trae siempre, pero habrá ocasiones en las que tengamos que diseñar un tipo de herramienta especial.

Para la conexión se necesitan distintos tipos de herramientas como son:

- Herramientas dinamométricas.
- Herramientas de instalación.
- Herramientas de accidente cerebrovascular.
- Herramientas de limpieza del sello.
- Herramientas de contingencia: Son como las de la imagen, por lo regular son cortadores de conectores. **(Imagen 3.47.)**.



Imagen 3.47. Herramientas de Contingencia. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Video 3.6. e Imagen 3.48. Intervención Dentro de un Sistema de Tie-In o Sistema de Conexión.

3.8.6. HERRAMIENTAS DE FUNCIONAMIENTO SUBMARINO.

También se les llama herramientas de mecanismos más complicados o de manipulación más compleja, en la siguiente imagen se tiene una herramienta que será operada por un **ROV** para conectar o desconectar la válvula que contiene **(Imagen 3.49.).**



Imagen 3.49. Herramientas de Funcionamiento Submarino. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

El siguiente fue un proyecto real diseñado por un Ingeniero Mexicano llamado Roberto Rosales para la compañía NEMO. El proyecto fue un árbol de navidad de Statoil y había que reemplazar las válvulas en la parte baja, estas son válvulas de abatimiento de flujo.

El proyecto consistía en diseñar una herramienta simplificada para poder activar y desactivar y reemplazar estas válvulas.

La herramienta le llevo un total de un años de diseño y un año de fabricación y prueba. Se entregaron 4 herramientas de este tipo y se cobraron 4 millones de coronas noruegas que son como 8 a 10 millones de pesos mexicanos, El costo principal no es por el material si no que se cobró el tiempo y el ingenio **(Imagen 3.50.).**

3.8.7. POZO DE SONDEO O MOON-POOL.



Imagen 3.50. Diseño de un Ingeniero Mexicano para Noruega. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Este pozo de sondeo no es más que un agujero que hay a la mitad de un barco para tender cables que se posicionan y una grúa en medio para bajar la carga y la herramienta.

Esta área es muy restringida porque si una persona cae en el agujero se hunde y no lo sacan hasta que salga por un costado del barco, no sale la persona debido a la densidad, como está lleno de burbujas lo que sucede es que la densidad del agua más la espuma es muy grande. Lo mismo pasa cuando nos revuelca una ola, por más que queremos pararnos y quitarnos no podemos hasta que bajan las burbujas.

La densidad en el pozo de sondeo es grande porque aumentan las burbujas del agua y eso se debe el peligro de caer hay **(Imagen 3.51.)**.



Imagen 3.51. Pozo de Sondeo o Moon-Pool. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.9. ESPUMAS O ELEMENTOS DE FLOTACIÓN.

Este es un tema muy común en la industria outsourcing, para instalar "Jumpers" ya sea horizontales o verticales siempre vamos a necesitar grúas, pero también nos ayudamos de **Elementos De Flotación** como **Espumas** que recubren áreas limitadas del "Jumper" para que pese menos y así facilitar la instalación. **(Imagen 3.52.)**.



Imagen 3.52. Espumas o Elementos De Flotación. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)

Estas **Espumas o Elementos De Flotación** también se aplican para las tuberías o los ROV. En el caso de la imagen se puede ver a las **Espumas o Elementos De Flotación** como esponjas blancas que cubren la tubería. **(Imagen 3.53.).**



Imagen 3.53. Espumas o Elementos De Flotación-Esponjas Blancas. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)



La clave de todo este boom del coche eléctrico esta sobre todo en los elevados incentivos con los que el gobierno lleva años apoyando esta industria. En Noruega cuando eliges comprarte un coche si eliges un eléctrico te ahorras en impuestos básicamente una fortuna.

3.9.1. PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

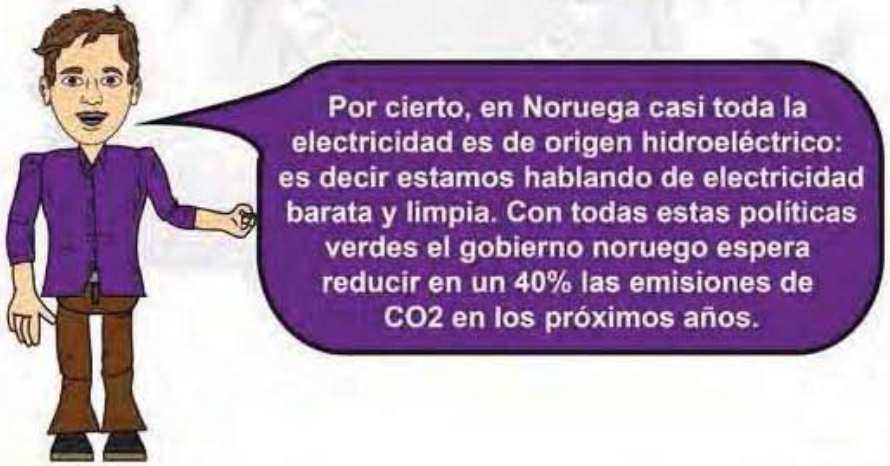
Este cálculo es el pan de cada día en la industria outsourcing, siempre se nos va a pedir el **"Peso Seco"** y el **"Peso Húmedo"**.
Entonces una cosa es **"Peso en el Aire"** y otra cosa es **"El Peso en el Agua"**.
El **"Peso Húmedo"** es igual a el **"Peso en el Agua"** y esto se calcula como el **"Peso Seco" menos la "Fuerza de Flotación"**. La **"Fuerza de Flotación"** es igual al **peso del "Agua Desplazada"**.
Hay que considerar que en los siguientes subtemas llamaremos a los cálculos **"Peso Húmedo"** y **"Peso Seco"** en lugar de **"Masa Húmeda"** y **"Masa Seca"**. En realidad, el cálculo de "Peso" es un cálculo de "Masa", aunque esto no es lo correcto es así como se usa en la industria. Ese calculo se tomara en cuenta en la **"Fuerza de Flotación"** donde se necesita la gravedad.

(Peso Seco) = (Peso en el Aire)
(Peso Húmedo) = (Peso en Agua) = (Peso en Seco) - (Fuerza de Flotación)
(Fuerza de Flotación)= (Peso del Agua Desplazada (Arquímedes)) = $\delta_{liq\,desp}V$

El **"Peso Seco"** es igual al "Volumen" por una "Diferencias de densidades entre el material y el agua"

(Peso Seco)= (Densidad del Material – Densidad del Agua)(Volumen)
Donde: δ_{agua}**=1,000 Kg/m³**

Esta fórmula nos deja ver que, si la densidad del material es mayor que la del agua, como el caso del acero el **"Peso Húmedo"** será **positivo**, quiere decir que **se hundirá**. Pero si la densidad del material es menor que la del agua como el caso de las espumas entonces el termino es **negativo** y se interpreta como **flotación (imagen 3.54.)**.



$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Húmedo \end{matrix} = \begin{matrix} Masa \\ Humeda \end{matrix} \right\| \; y \; \left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} = \begin{matrix} Masa \\ Seca \end{matrix} \right\| \rightarrow \begin{matrix} \text{Es así como se} \\ \text{usa en la Industria} \end{matrix}$$

$$\rho\left[\frac{Kg}{m^3}\right] = \frac{m[Kg]}{V[m^3]}$$

$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \text{Peso en} \\ \text{el Aire} \end{matrix} \right\| = \left\| \left(\begin{matrix} Densidad \\ del\ Material \end{matrix} - \begin{matrix} Densidad \\ del\ Agua \end{matrix} \right) \left(\begin{matrix} Volumen \\ del\ Objeto \end{matrix} \right) \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Densidad \\ del\ Agua \end{matrix} \right\| = \left\| 1.000 \left[\frac{Kg}{m^3}\right] \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Húmedo \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso\ en \\ el\ Agua \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} - \begin{matrix} Fuerza\ de \\ Flotación \end{matrix} \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Fuerza\ de \\ Flotación \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso\ del\ Agua \\ Desplazada\ (Arquímedes) \end{matrix} \right\| = \left\| (\rho_{liq\,desplz})(V)(g) \right\|$$

$$\|\rho_{material}\| > \|\rho_{H_2O}\| \rightarrow \left\| \begin{matrix} Peso\ Húmedo \\ Positivo \end{matrix} \right\| \; y \; \|Se\ Hundira\|$$

$$\|\rho_{material}\| < \|\rho_{H_2O}\| \rightarrow \left\| \begin{matrix} Peso\ Húmedo \\ Negativo \end{matrix} \right\| \; y \; \|Flotara\|$$

Imagen 3.54. Calculo de los Elementos de Flotabilidad. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)

3.9.2. EJEMPLO #1: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Ahora supongamos que tenemos unos bloques de acero, sabiendo que la densidad del acero es 8,000 Kg/m³ y la densidad del agua es 1,000 Kg/m³ , y el volumen que tiene este bloque que es de 100,000 cm³ .
¿Calcular el "Peso húmedo" y "Peso Seco"?

Datos	Calcular
ρ_{Acero}=8,000 Kg/m³	Peso Seco= ¿?
ρ_{H_2O}=1,000 Kg/m³	Peso Húmedo= ¿?
V_{Bloque}=1,000,000 cm³	

Solución

1-. Convertir el V_{Bloque}=1,000,000 cm³ **a** m³
Se sabe que 1m³=1,000,000 cm³ **entonces por regla de tres**
V_{Bloque}=1,000,000 cm³=1 m³

2-. Calculamos el "Peso Seco"
Usando la ecuación $\rho=m/v$ **y despejando la masa** $m=(\rho)(v)$ **sustituyendo valores**
$m=(8,000\ kgm^{-3})(1m^3)$******* m=8,000 kg
Por lo tanto Peso Seco=8,000 Kg.

3-. Calculando el "Peso Húmedo"
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotacion
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotacion=$(\rho_{liq\ desp})(V)$
Fuerza de Flotacion=$(1,000\ kgm^{-3})(1m^3)$
Fuerza de Flotacion=1,000 Kg
Sustituyendo en la ecuación de "Peso Húmedo"
Peso Humedo=(8,000 kg)-(1,000 Kg)
Peso Humedo=7,000 Kg

Resultados

Peso Seco=80 Kg=0.08 Toneladas
Peso Humedo=70 kg=0.07 Toneladas

Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá

3.9.3. EJEMPLO #2: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

¿Cuál es el peso seco y peso húmedo una barra de acero cuya densidad es 8,000 Kg/m^3 y mide 100 mm x 100 mm x 1 m ?

Datos	Calcular
ρ_{Acero}=8,000 Kg/m³	Peso Seco= ¿?
Medidas=100mm*100mm*1m	Peso Húmedo= ¿?

Solución

1-. Calculo del Peso seco con la ecuación $\rho=m/v$ [Kg/m³]
Despejando la masa de la ecuación $m=(\rho)(v)$

2-. Homogenizamos las unidades del bloque
Se sabe que 1m=1,000mm

3-. Calculamos el volumen del bloque
Para calcular el volumen de un bloque cubico es $V_{bloque}=l*l*l$
$V_{Bloque}=(100[mm])(100[mm])(1,000[mm])$
$V_{bloque}=10,000,000[mm^3]=10,000[cm^3]=0.01[m^3]$

4-. Sustituimos todos nuestros datos en la ecuación $m=(\rho)(v)$
$m=(8,000[kg\ /m^3])(0.01[m^3])$
m=80[Kg]
Peso Seco=80[Kg]

5-. Para el cálculo del "Peso Húmedo" tenemos que
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotación
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotacion=$(\rho_{liq\ desp})(V)$
Fuerza de Flotacion=$(1,000\ kg/m^3)(0.01m^3)$
Fuerza de Flotacion=10 Kg

Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotacion
Peso Humedo=(80[kg])-(10[kg])
Peso Humedo=70[kg]

Resultados

Peso Humedo=(80[kg])-(10[kg])
Peso Humedo=70[kg]

El peso húmedo de los bloques de acero es de 0.07 toneladas en el agua mientras que en el aire pesa 0.08 toneladas. Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá

3.9.4. EJEMPLO #3: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Para la barra del ejemplo #2, Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 70 [Kg] vs 50 [Kg], De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 20 [Kg].
Considerar que la densidad del elemento de flotación es 500[kg/m³]

Datos	Calcular
Peso Seco=80[Kg] Peso Humedo=70[kg] $\rho_{\text{Elemento de Flotación}}$=500[kg/m³] Diferiencia=20[kg]	$Vol_{\text{Elemento de Flotación}}$=¿?[m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"

$m=(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})(v)$

$v=m/(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})$

$v=20\ [Kg]/(500[Kg/m^3]-1{,}000[Kg/m^3])$

$v=-(1/25\ [m^3])=-0.04[m^3]$

Resultados

En el resultado se puede ver que el volumen del material de flotación es negativo. El volumen de cualquier cuerpo se calcula con magnitudes de longitud. Y, una magnitud siempre es una cantidad positiva. En consecuencia, el volumen no puede ser negativo, de lo contrario estaríamos hablando de un tema llamado antimateria.

En la teoría sería aceptable este resultado, pero físicamente habría que hacer modificaciones a la densidad del material.

En el siguiente punto trabajaremos el mismo ejercicio, pero con una densidad del volumen de flotación mayor.

3.9.5. EJEMPLO #4: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Para la barra del ejemplo #2, Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 70 [Kg] vs 50 [Kg], De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 20 [Kg].
Considerar que la densidad del elemento de flotación es 5,000[kg/m³]

Datos	Calcular
Peso Seco=80[Kg] Peso Humedo=70[kg] $\rho_{\text{Elemento de Flotación}}$=5,000[kg/m³] Diferiencia=20[kg]	$Vol_{\text{Elemento de Flotación}}$=¿?[m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"

$m=(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})(v)$

$v=m/(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})$

$v=20\ [Kg]/(5{,}000[Kg/m^3]-1{,}000[Kg/m^3])$

$v=0.005[m^3]=5{,}000[m^3]$

Resultados

Para la barra de 10,000 [cm³] el volumen de los elementos de flotación es 5,000[cm³]

3.10. DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA PARA LA TECNOLOGÍA SUBMARINA.

A las herramientas de funcionamiento submarino también se les conoce como herramientas de mecanismos más complicados o de manipulación más compleja, en las siguientes páginas de **Mi Tesis** realizaremos un ejemplo real de un diseño de herramienta para intervenir un **Árbol de Navidad o Christmas Tree.**

La búsqueda de recursos energéticos ha llevado a las actividades de exploración a buscar en zonas y aguas más profundas, consecuentemente, los desafíos de los contratistas cambian y se hacen más exigentes.

El incremento de los costos de los proyectos a gran escala se traduce en que la eficiencia de las unidades de perforación se haga cada vez más importante.

El diseño de las unidades de perforación ha de satisfacer las nuevas demandas de futuro de la industria mediante un amplio desarrollo, prueba y puesta en servicio de mejoras eficientes. Es por eso que el objetivo de esta parte es diseñar una herramienta de manipulación, el objetivo es demostrar que no solo se puede crear una herramienta para intervenir, también se puede diseñar una barcaza, una plataforma o sistemas de producción submarina.

El siguiente fue un proyecto real **Diseñado por un Ingeniero Mexicano** llamado Roberto Rosales para la compañía NEMO. El proyecto fue el diseño de una pieza para realizar el doblamiento de una tubería de enfriamiento que tenía fugas, la tubería de enfriamiento pertenecía a un **Árbol de Navidad o Christmas Tree.**

El proyecto consistía en **Diseñar una Herramienta** simplificada y poder activarla o desactivarla mediante un **ROV,** esta herramienta serviría para poder doblar un tubo y posteriormente la compañía podría hacer las reparaciones que crea pertinentes como cambiar las válvulas cortar la tubería, etc.

La herramienta le llevo un total de 5 semanas de diseño y fabricación y prueba. Se entregaron 4 herramientas de este tipo y **se cobraron por cada una 8 millones de Coronas Noruegas que son como 18 a 20 millones de Pesos Mexicanos** (Considerando que 1 Corona Noruega son 2.5 Pesos Mexicanos). El costo principal no es por el material si no que **se cobró el tiempo y el ingenio.**

Para este capítulo se usó el diseñó de un proyecto con un problema que fue real en el Mar del Norte de Noruega.

Esta simulación inicio con un cliente que tenia el problema original y necesitaba que se realizara una herramienta para poder intervenir en un **Árbol de Navidad o Christmas Tree** que se encontraba en uno de los pozos.

El propósito del **Tema 3.10.** es mostrar un poco como se maneja la tecnología submarina para solucionar problemas reales.

3.10.1. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.

- Se tiene una tubería refrigerante de 8 cm (SCH10) dentro de la estructura y la tubería refrigerante tiene fugas.
- Como consecuencia de esa fuga se tuvo que cerrar esa línea de flujo.
- Se cortó la tubería como parte de la operación de reparación.
- Se necesita diseñar una herramienta de doblado.
- La herramienta se puede apoyar en cualquier parte de la estructura.
- Lo único que nos interesa es diseñar la herramienta que genere el doblez para una operación extra que se va hacer, ya sea soldar, poner un tapón, cambiar válvulas etc.
- Lo que se haga después de poner el tapón no les compete como diseñadores de la herramienta.
- La compra principal será el pistón para el diseño de la herramienta.
- La herramienta puede doblar el tubo para dentro o para afuera **(Imagen 3.55).**

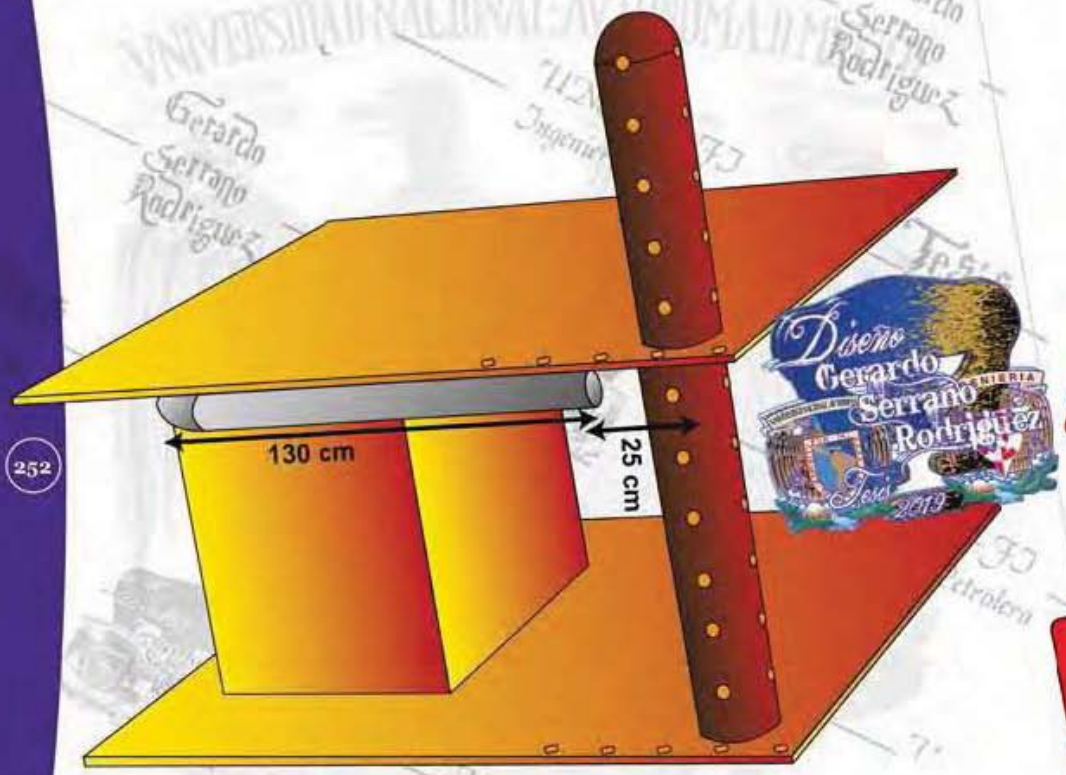
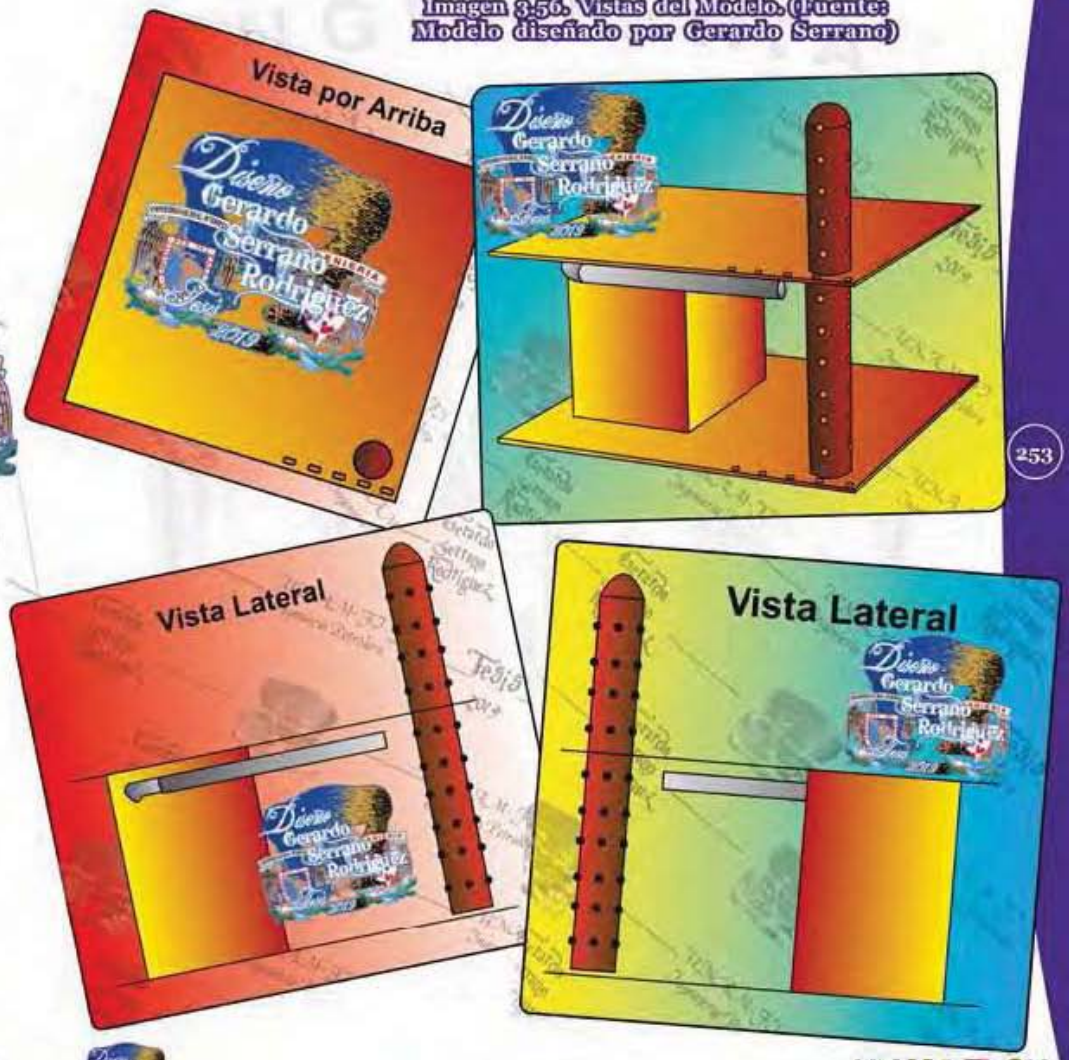


Imagen 3.55. Problema a Solucionar. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

Este fue un **"Verdadero Problema Submarino"**, en el que pidieron diseñar y fabricar una herramienta.

En el problema real se asignaron las siguientes unidades de trabajo para la elaboración del diseño. **(Imagen 3.56.)**.

Imagen 3.56. Vistas del Modelo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



3.10.2. TAREA DE CADA UNIDAD DE TRABAJO.

El equipo se conformó de las siguientes unidades de trabajo.

- **Project Manager o Líder de Proyectos** (Director y subdirector del proyecto) - dos personas.
- **Equipo de Ingenieros** (Ingenieros y diseñadores) - tres personas.
- **Comprador** (Adquisiciones) - dos personas.
- **Pruebas y Terminación Mecánica** (Ingenieros y especialistas de prueba) - tres personas.

Project Manager o Líder de Proyectos (Director y Subdirector del Proyecto): Tiene que hacer un itinerario o un programa de entrega, un estimado de los costos del proyecto y encargado de la presentación.
Sus tareas son:

- Administración del Proyecto / Liderazgo / Coordinación.
- Horario.
- Estimación de costos.
- Interactuar con el cliente.

Equipo de Ingenieros (Ingenieros y Diseñadores): Encargados del diseño de la herramienta y de la lista de materiales a usar.
Sus tareas son:

- Diseño de herramientas.
- Lista de materiales.
- Manual de operación.

Comprador (Adquisiciones): Tienen que identificar los materiales que van a necesitar, decir cuánto tiempo y cuánto cuesta estos materiales. Los materiales serán: El material para las estructuras que es el acero, el pistón, elementos de flotación.
Sus tareas son:

- Identificar los componentes disponibles (estándar) para ser utilizados en el diseño.
- Obtener los plazos de entrega y los costos de los artículos adquiridos.
- Seguimiento de la entrega de los Proveedores.

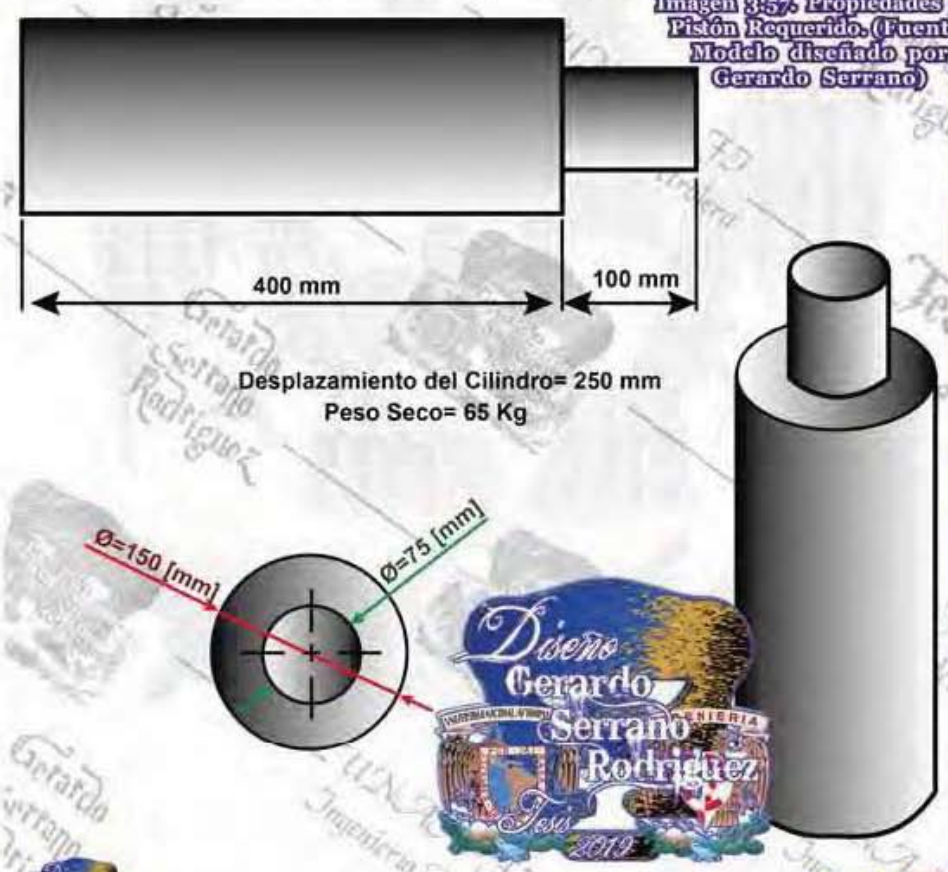
Pruebas y Terminación Mecánica (Ingenieros y Especialistas de Prueba): Hacer un procedimiento de operación y prueba, un procedimiento simplificado de la operación de la herramienta.
Sus tareas son:

- Plan de programa de pruebas.
- La documentación final y la entrega.

3.10.3. PISTÓN.

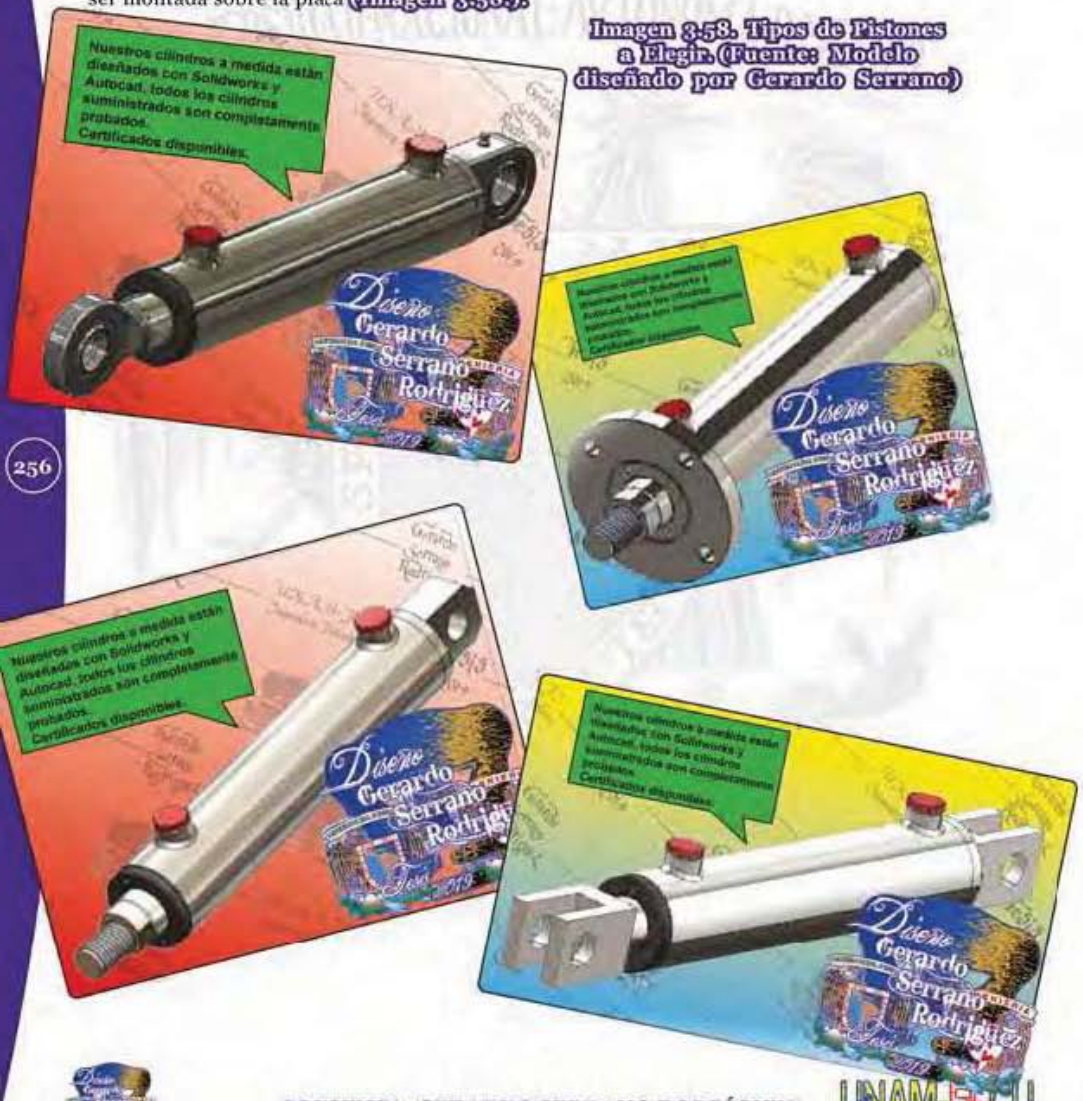
Este es un pistón que el comprador eligió para que se realice el diseño de la herramienta.
Este pistón es hidráulico y cuando esta contraído mide 500 mm o 50 cm de longitud.
Tiene un diámetro de 150 mm o 15 cm.
El desplazamiento del pistón es 250 mm o 25 cm.
El pistón puede usarse para empujar o jalar 25 cm.
Tiene un peso seco de 65 kg.
Volumen del Pistón es de 8333 cm^3 0.008333 m^3.
El costo del pistón es de 1,934,595 Coronas Noruegas.
La densidad cuando se desplace el pistón se considerará constante **(Imagen 3.57.)**.

Imagen 3.57. Propiedades del Pistón Requerido. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



El proveedor tiene distintos tipos de pistones y eso cambiaría la forma de ser montados en la placa metálica. Hay que buscar la configuración del pistón que sea la más óptima para ser montada sobre la placa (**Imagen 3.58.**).

Imagen 3.58. Tipos de Pistones a Elegir. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



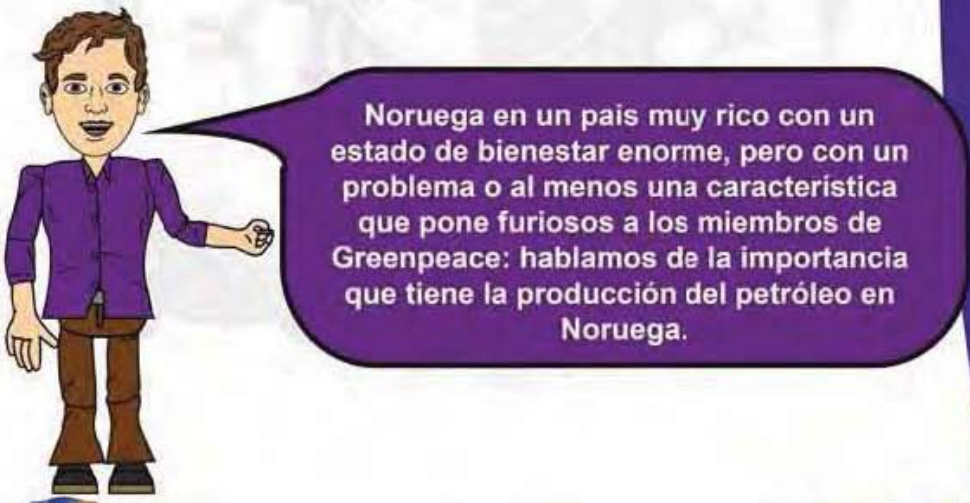
3.10.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES.

Acero Inoxidable.
- **Densidad:** 7800 kg / m3.
- **Precio:** 40 Coronas Noruegas por kg.

Pistón Cualquier Modelo.
- **Peso:** 65 kg.
- **Volumen:** 8333 cm^3 0.00833 m^3.
- **Precio:** 1,934.595 Coronas Noruegas por pieza.

Elementos de Flotación (1,000 m de Profundidad).
- **Densidad:** 4000 kg / m3.
- **Precio:** 90 Coronas Noruegas por kg.

Costo Hora Hombre.
- **Tiempo:** 40 horas por semana durante 5 semanas.
- **Precio:** Para todos los integrantes del proyecto será de 387.50 Coronas Noruegas por hora excepto Pruebas y Terminación Mecánica que es 581.25 Coronas Noruegas por hora, esto porque la unidad de trabajo necesita más presupuesto para hacer las pruebas (**Tabla 3.2.**).
- Una Corona Noruega equivale a $2.25 Pesos Mexicanos.



3.10.5. CONSIDERACIONES.

Se tomarán las siguientes consideraciones para la entrega de la herramienta.

- 40 horas / semana.
- Detalle de diseño y fabricación (estructura y flotabilidad): 3 semanas.
- Ensamble: 1 semana después de que todo el material disponible.
- Pruebas y entrega: 1 semana.

Plan de Energía Hombre.

Se desgloso las horas de trabajo de cada una de las unidades de trabajo en porcentajes, el líder de proyecto estará presente en todas las áreas mientras que las unidades de trabajo de pruebas al principio tendrán una participación de 30 % ya sea asistiendo a pruebas o juntas entre el resto de las unidades de trabajo **(Tabla 3.1.)**.

	Detalles, Diseño y Fabricación	Ensamblaje	Pruebas y Entrega
Project Manager o Líder de Proyecto	100 %	100%	100%
Equipo de Ingenieros	100%	100%	80 %
Comprador	100%	30%	20%
Pruebas y Terminación Mecánica	25%	50%	100 %

Tabla 3.1. Plan de Energía Hombre. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

Costo de Horas Hombre

Para todos los integrantes del proyecto será de 387.50 Coronas Noruegas por hora excepto Pruebas y Terminación Mecánica que es 581.25 Coronas Noruegas por hora, esto porque la unidad de trabajo necesita más presupuesto para hacer las pruebas **(Tabla 3.2.)**.

Hora-Hombre	
*Project Manager o Líder de Proyecto. *Equipo de Ingenieros. *Comprador.	387.50 Coronas Noruegas por hora
*Pruebas y Terminación Mecánica	581.25 Coronas Noruegas por hora

Tabla 3.2. Costo de Horas Hombre. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.6. DOCUMENTACIÓN FINAL.

Una vez terminado se entregará al cliente lo siguiente:

- Una presentación por parte de la compañía para la venta del producto.
- Esquemas de la herramienta.
- Diseño del dispositivo.
- Itinerario de Proyecto o Programa de entrega (Diagrama de Gantt).
- Beneficios y Costos.
- Materiales a usar (Acero, Elementos de Flotación y Pistón).
- Un manual de operación.
- Se tiene que entregar un reporte al cliente explicando los puntos anteriores.

3.10.7. ANÁLISIS DEL ENTORNO.

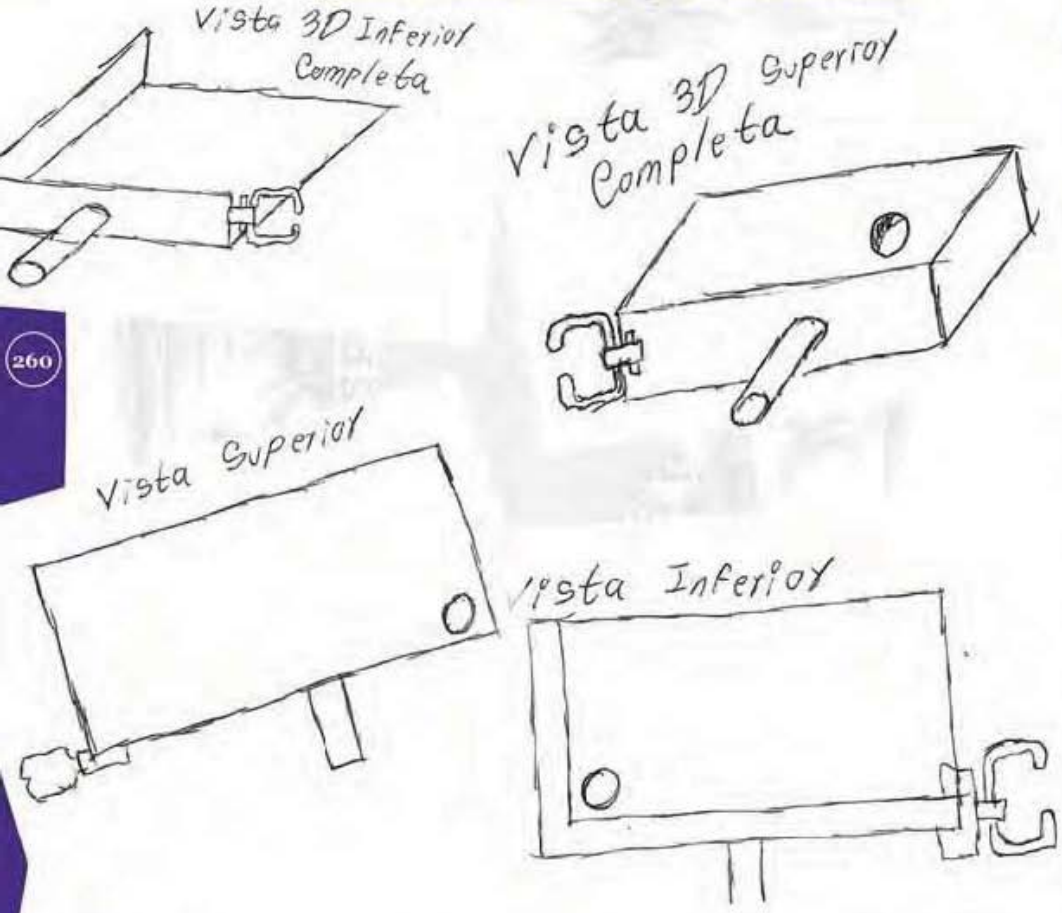
Del proyecto encargado por el cliente se conoce que:

- Se tiene una tubería refrigerante con una fuga y en consecuencia se tiene que cerrar la línea de flujo para hacer reparaciones.
- Se encargó el diseño de una herramienta para poder sellar el paso de la tubería mediante un doblez para una operación extra que se va hacer, ya sea soldar, poner un tapón, cambiar válvulas etc...
- Lo que se haga después de doblar con la herramienta no nos compete como diseñadores de la herramienta.
- Para este proyecto tendremos que hacer unidades de trabajo (Líderes de Proyecto, Equipo de Ingenieros, Compradores, Equipo de pruebas y Terminación Mecánica).
- Nos dan la opción de elegir cuatro distintos pistones los cuales no tienen diferencia en cuanto a funcionamiento, dimensiones, costo, la única diferencia es el diseño y eso cambiara la forma de ser montados en el diseño de la herramienta.
- Se sabe que el pistón puede empujar y puede jalar gracias al emplazamiento que tiene que son 25 cm.
- Lo más recomendable es usar el pistón para empujar la tubería y doblarla.
- Podemos usar la placa de la parte superior para apoyarnos y transmitir fuerza a la tubería.
- Cada material tiene sus propias características mencionadas en el **Tema 3.10.4.** en el caso de los flotadores para conocer el precio, volumen y peso se tiene que calcular el **"Peso Húmedo frente al Peso Seco"** como se vio en el **Tema 3.9.**
- Conocemos el costo de cada uno de los materiales, así como el de las unidades de trabajo para poder hacer un presupuesto.
- El día de la entrega se entregará un documento final con todos puntos mencionados en el **Tema 3.10.6.**

3.10.8. DISEÑOS DEL DISPOSITIVO FLEXIONADOR Y ESQUEMAS.

- Primero se realizó el bosquejo del diseño a mano alzada en diferentes vistas: (Imagen 3.59.).

Imagen 3.59. Diferentes Vistas del Dispositivo a Lápiz. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



- En el siguiente dibujo se puede observar que se usara un pistón que estará en un esquinero de acero inoxidable, también contara con una pinza que se usara como punto de apoyo para doblar el tubo que causa el problema. (Imagen 3.60.).

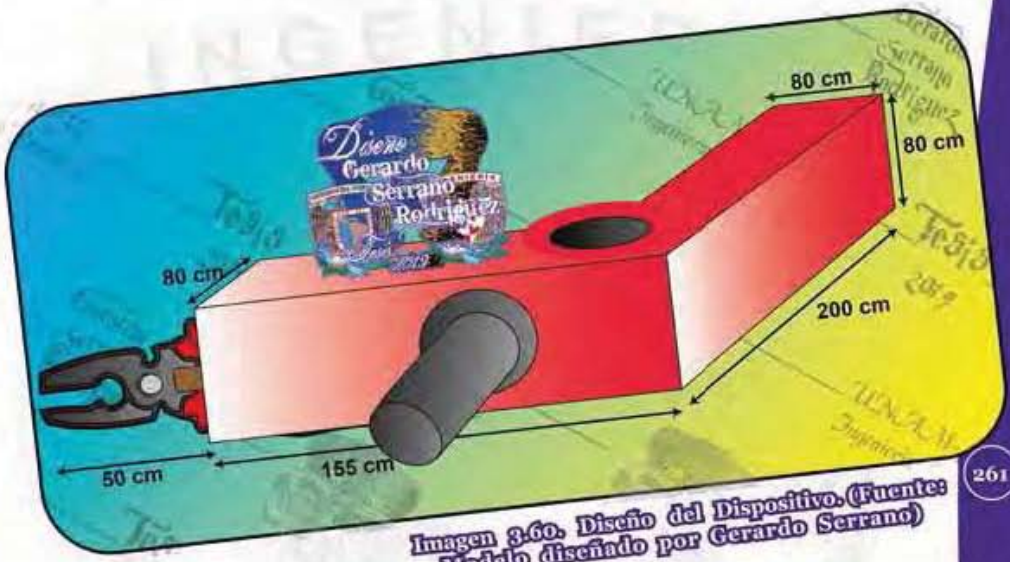


Imagen 3.60. Diseño del Dispositivo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



Desde que se descubrieron las primeras reservas de petróleo Noruega paso de ser un país más a ser la Arabia Saudita de Europa. Como te puedes imaginar toda esta revolución petrolera que vivió el país supuso la llegada de mucho dinero que ayudo a poner en pie la Noruega que todos conocemos.

- La placa con el pistón y el brazo de soporte va a entrar en el tubo para hacer esquina.
- El **ROV** accionara el brazo de soporte o tenaza para sostener el tubo y generar un punto de apoyo para que el tubo pueda ser doblado con mayor facilidad.
- El **ROV** podrá accionar el pistón para poder hacer el doblez.
- A continuación, se aprecia en el diagrama como sería la operación del equipo **(Imagen 3.61.)**.
- La tenaza gira y sostiene el tubo para generar un punto de apoyo, este punto de apoyo facilitara la acción. Después de esto va a accionar el cilindro o pistón y se va a generar el doblez.
- Todo este equipo se va a bajar mediante una grúa y solo se va a necesitar el **ROV** para la operación del sistema.
- Se diseñó la herramienta para que con el empuje del pistón genere una flexión al tubo de 13.3° con toda la carrera del pistón, la flexión será hacia adentro para alcanzar una separación formando un triángulo rectángulo con el cateto opuesto a 13.2° de 200 mm.



Imagen 3.61. Operación del Dispositivo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.9. CALCULO DEL PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Consideraremos el peso final de la placa de 8,935 Kg que sumados al peso del pistón que es de 65 kg da un peso total a el dispositivo de 9,000 Kg que serán bajados mediante espumas o flotadores.

Datos	Calcular
$Peso_{Placa}$=8,935 Kg $Peso_{Pistón}$=65 Kg $Peso_{Dispositivo}$ = $Peso_{Placa}$ + $Peso_{Pistón}$ $Peso_{Dispositivo}$=9,000Kg	$V_{Dispositivo}$ = ¿? $\rho_{Pistón}$ = ¿? V_{Placa} = ¿?

Solución

1-. Para conocer la volumen del dispositivo se obtiene de la formula

$\rho_{Dispositivo}$=M[Kg]/V[m³]
$V_{Dispositivo}$= M[Kg]/ρ [Kg/m³]
$V_{Dispositivo}$= 9,000[Kg]/7,800 [Kg/m³]
$V_{Dispositivo}$= 1.1539 [m³]

2-. Calculando la densidad del pistón:

$\rho_{Pistón}$=M[Kg]/V[m³]
$\rho_{Pistón}$=61[Kg]/0.008333 [m³]
$\rho_{Pistón}$=7,800 [Kg]/[m³]

3-. Calculando el volumen de la placa de acero inoxidable

ρ_{Placa}=M[Kg]/V[m³]
V_{Placa}= M[Kg]/ρ [Kg/m³]
V_{Placa}=8,935[Kg]/(7,800 [Kg][m³])
V_{Placa}=1.1455[m³]

Resultados

	Densidad	Peso	Volumen
Pistón.	7,800 [Kg]/[m³]	65 [Kg]	0.008333 [m³]
Placa: Acero Inoxidable.	7,800 [Kg]/[m³]	8,935 [Kg]	1.1455 [m³]
Dispositivo: Pistón mas placa.	7,800 [Kg]/[m³]	9,000[Kg]	1.1539 [m³]
Espumas o Flotadores	4,000 [Kg]/[m³]	¿?	¿?

Tabla 3.3. Características de los Materiales.

Como se había mencionado en el **Capítulo 3.9.** estos cálculos son el pan de cada día en la industria outsourcing y ahora son necesarios para conocer el **Volumen, La Masa y El Costo** o la inversión que haremos en espumas o flotadores.

Hasta aquí la placa y el pistón ya están unidos en una sola pieza formando el dispositivo.

Tenemos la placa de acero inoxidable más el pistón que forman el dispositivo, la densidad de la placa de acero inoxidable es la misma que la del pistón por lo tanto la densidad del diseño es de 7,800 Kgm³ y sabiendo que la densidad del agua es 1,000 Kgm³ , el volumen que tiene el dispositivo es de 1.1539 m³. ¿Calcular el "Peso húmedo" y "Peso Seco"?

Datos	Calcular
$\rho_{Dispositivo}$=7,800 Kgm³ ρ_{H_2O}=1,000 Kgm³ $V_{Dispositivo}$=1.1539 m³	Peso Seco= ¿? Peso Húmedo= ¿?

Solución

1-. Calculamos el "Peso Seco"
Usando la ecuación $\rho=M[Kg]/V[m^3]$ **y despejando la masa** $m=(\rho)(v)$
sustituyendo valores
$m=(7,800\ kgm^3)(1.1539m^3)$
$m=9,000\ kg$
Por lo tanto Peso Seco=9,000 Kg

2-. Calculando el "Peso Húmedo"
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotación
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotación=$(\rho_{H_2O})(V)$
Fuerza de Flotación=$(1,000\ kgm^3)(1.1539m^3)$
Fuerza de Flotación=1,153.9 Kg
Sustituyendo en la ecuación de "Peso Húmedo"
Peso Humedo=(9,000 Kg)-(1,153.9 Kg)
Peso Humedo=7,846.1 Kg

Resultados

Peso Seco=9,000 Kg=9 Toneladas
Peso Humedo=7,846.1 Kg=8 Toneladas

El peso húmedo de los bloques de acero es de 8 toneladas en el agua mientras que en el aire pesa 9 toneladas. Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá.

Para el mismo dispositivo. Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 7,846.1 [Kg] vs 5,846.1 [Kg]. De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 2,000 [Kg]. Considerar que la densidad del elemento de flotación es 4,000[kgm³]

Datos	Calcular
Peso Seco=9,000 Kg Peso Humedo=7,846.1 Kg $\rho_{Elemento\ de\ Flotación}$=4,000[kgm³] Diferiencia=2,000[kg]	$V_{Elementos\ de\ Flotación}$= ¿? [m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ **podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"**
$m=(\rho_{Elemento\ de\ Flotación}-\rho_{Agua})(v)$
$V=m/(\rho_{Elemento\ de\ Flotación}-\rho_{Agua})$
$V=(2,000\ [Kg])/(4,000[Kgm^3]-1,000[Kgm^3])$
$v=0.6667[m^3]=670,000[cm^3]$
Para el dispositivo con volumen de 1.1539 $[m^3]$ **el volumen de los elementos de flotación es** $0.6667[m^3]$

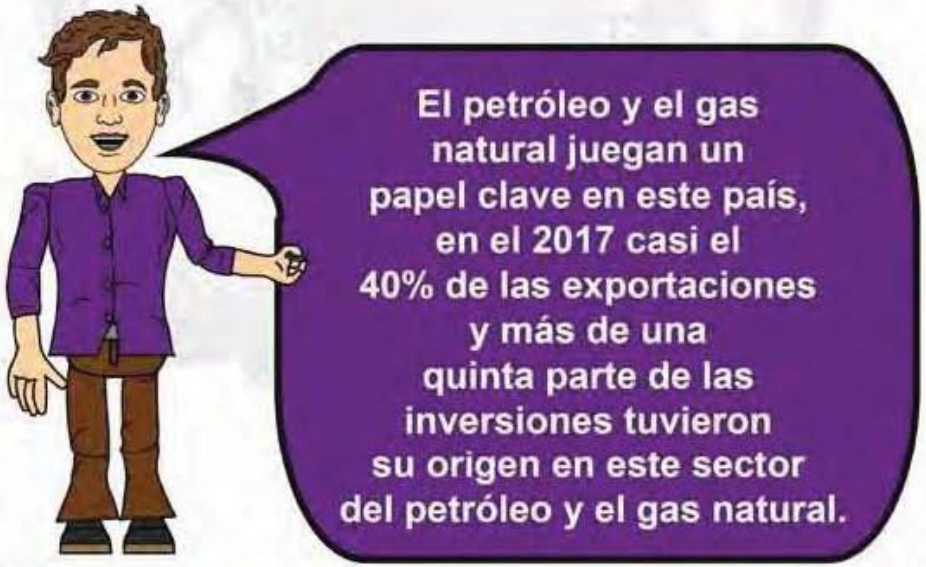
2-. Calculando la masa de las espumas o flotadores
$m=(4,000[kg/m^3])(0.6667[m^3])$
$m=2,666.8\ [kg]$

	Densidad	Peso	Volumen
Pistón.	7,800 [Kg]/[m³]	65 [Kg]	0.008333 [m³]
Placa: Acero Inoxidable.	7,800 [Kg]/[m³]	8.935 [Kg]	1.1455 [m³]
Dispositivo: Pistón mas placa.	7,800 [Kg]/[m³]	9,000[Kg]	1.1539 [m³]
Espumas o Flotadores	4,000 [Kg]/[m³]	2,666.8 [kg]	0.67[m³]

Tabla 3.4. Características de los Materiales.

3.10.10. MANUAL DE OPERACIÓN.

1. El ROV toma la pieza y desciende 2,350 metros de profundidad.
2. La pieza se embona al tubo de soporte colocándose como esquinero obteniendo una pieza estática, que quedara fija al tubo de la pared.
3. El ROV girará el brazo de soporte, se ajustará, cierra la mordaza y activa el mecanismo de sostén del brazo para empezar a doblar el tubo.
4. El ROV inyectará aceite al pistón para que funcione hidráulicamente.
5. El mecanismo hidráulico del pistón genera el empuje en el tubo que hará el codo.
6. Observaremos detenidamente por medio de otro ROV el movimiento de la tubería.
7. Se recomienda al momento de doblar esperar 5 minutos para que tenga efecto el cambio de ángulo, esto debido a la maleabilidad del material.
8. Una vez hecho el codo con el pistón se le quita presión al mecanismo hidráulico del pistón para que regrese a su posición antes del empuje.
9. El ROV extrae el aceite del pistón.
10. El ROV suelta la mordaza y extrae el brazo de soporte y se desemboca del tubo de soporte.
11. El ROV sale a la superficie con la pieza.



3.10.11. ITINERARIO DE PROYECTO (DIAGRAMA DE GANTT).

En cuanto al itinerario de trabajo se tiene una actividad de trabajo de cinco semanas.

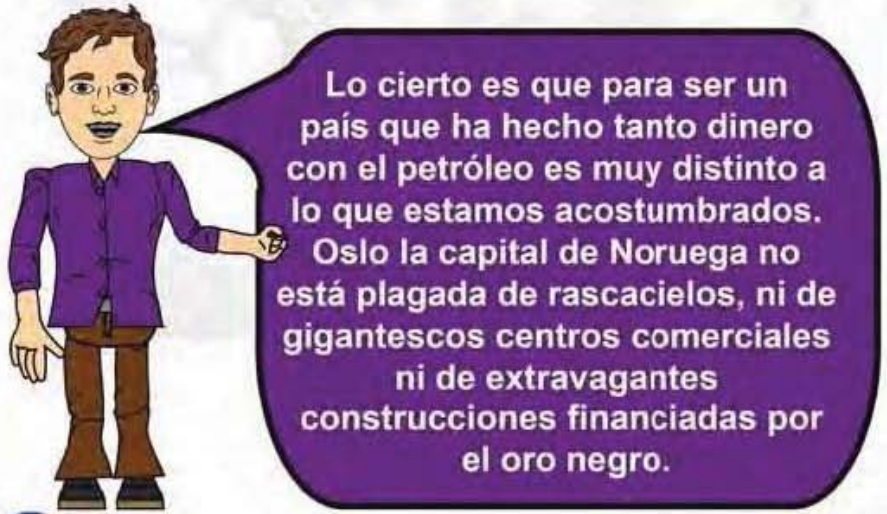
En la etapa uno el equipo de diseño empezaría a trabajar desde la semana uno, la solicitud y elección del pistón se consideran tres días y a partir de la selección generar el diseño de la herramienta.

En la Etapa dos que es el ensamble del producto, cabe recalcar que todos los elementos fijos y móviles de la herramienta que no son el pistón pueden ser ensamblados durante los primeros tres días en lo que llega el tiempo de entrega que es de tres semanas.

Entonces los primeros tres días tenemos el ensamble de la herramienta excepto el pistón y los siguientes dos el pistón será instalado con la estructura completa.

En la etapa tres se proceden con las pruebas y el análisis y discusión de resultados.

De acuerdo al esquema de trabajo las fechas de comienzo y entrega del proyecto serían las siguientes: (Tabla 3.5).



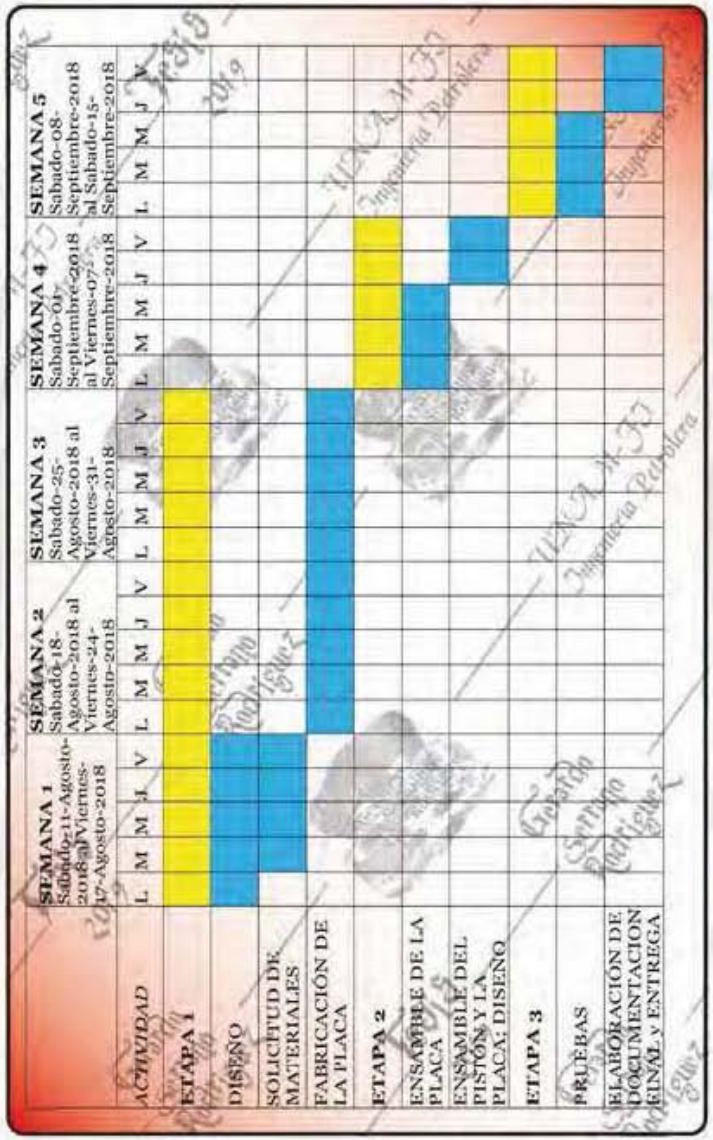


Tabla 3.5. Itinerario de Proyecto (Diagrama de Gantt). (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

3.10.12. BENEFICIOS, COSTOS Y MATERIALES.

BENEFICIOS.

- Está compuesto de un elemento que no requiere una herramienta adicional para fijarlo.
- El punto de apoyo se genera con la misma herramienta, no hay necesidad de soldaduras o soportes extra.
- El ROV realiza un solo viaje de trabajo, instala el dispositivo, ejecuta la actividad y regresa con el dispositivo en un solo recorrido.
- Es eficaz y satisfactorio.
- Los tiempos de operación se reducen considerablemente.

COSTOS.

El costo de esta estructura se desglosa en la siguiente tabla **(Tabla 3.6.)**.

Cantidad	Material	Descripción	Valor unitario (C.N.)
1 Pieza	Pistón	**Volumen:** 0.008333m³ **Peso:** 65 kg **Densidad:** 7,800 **Costo:** 1,934.595 C.N.	1,934.595 Coronas Noruegas
1 Pieza de 8,935 kg	Placa de Acero Inoxidable	**Volumen:** 1.145m³ **Peso:** 8,935 kg **Densidad:** 7,800 **Costo:** 40 C.N. por Kg	(40 C.N.)*(8,935 Kg) 357,400 Coronas Noruegas
1 Piezas de 2,666.8 kg	Flotadores o Espumas	**Volumen:** 0.6667 m³ **Peso:** 2,666.8 kg **Densidad:** 4,000 **Costo:** 90 C.N. por Kg	(90 C.N.)*(2,666.8 Kg) 240,012 Coronas Noruegas
3 Personas	Costos Hora-Hombre *Pruebas y Terminación Mecánica	**Trabajan:** 40 horas a la semana durante 5 semanas. **Costo:** 581.25 C.N. por hora.	(581.25 Coronas Noruegas) *(40 horas a la semana)*(5 semanas)*(3 Personas) 348,750 Coronas Noruegas
7 Personas	Costos Hora-Hombre *Project Manager o Líder de Proyecto. *Equipo de Ingenieros. *Comprador.	**Trabajan:** 40 horas a la semana durante 5 semanas. **Costo:** 387.50 C.N. por hora.	(387.50 Coronas Noruegas) *(40 horas a la semana)*(5 semanas)*(7 Personas) 542,500 Coronas Noruegas
		Total:	3,423,257 Coronas Noruegas

Tabla 3.6. Costos del Material para la Estructura. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



Video 3.7. y Imagen 3.61. Diseño de una Herramienta para la Tecnología Submarina. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

CAPÍTULO 3: "SISTEMAS DE CONEXIÓN SUBMARINA"

3.1. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SUBMARINA EN NORUEGA.

Primero hay que definir que es un **Desarrollo Subacuático,** esta es estructura del mar que tiene muchas partes debajo, nosotros siempre estamos acostumbrados como petroleros a ver lo que está arriba ya se una plataforma, una embarcación o estructura sumergible, etc.



3.1.1. EL DESARROLLO DEL CAMPO SUBMARINO, SISTEMAS DE CONEXIÓN Y LA TECNOLOGÍA SUBACUÁTICA.

El Desarrollo Subacuático es todo aquello que nos permite transportar todo lo que está debajo del mar a la superficie, líneas de distribución, risers o líneas en el fondo del mar con las que podemos transportar gases o líquidos a las plataformas, sistemas de control y conexiones.

Cuando se habla de Estructuras Submarinas se habla de estructuras increíblemente grandes, en la imagen siguiente tenemos a un Compresor Marítimo, (Imagen 3.a.) es una superposición del compresor en el Estadio Olímpico Universitario de Ciudad Universitaria, las medidas del compresor de ancho son 60 metros y 35 de alto con 90 de fondo aproximadamente.

El interior del compresor está lleno de todo tipo de equipos como sistemas de compresión, válvulas, sistemas de control, sistemas de conexión, etc.

En este capítulo vamos a hablar principalmente de las Conexiones Submarinas (Imagen 3.1.).



Imagen 3.1. Desarrollo Subacuático. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez 2013

En este capítulo vamos a hablar principalmente de las Conexiones Submarinas (Imagen 3.1.). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de la Página de la UNAM)



Imagen 3.a. Una Superposición del Compresor en el Estadio Olímpico Universitario de Ciudad Universitaria.

3.2. SISTEMAS DE TIE-IN SUBMARINO Y/O DE CONEXIÓN.

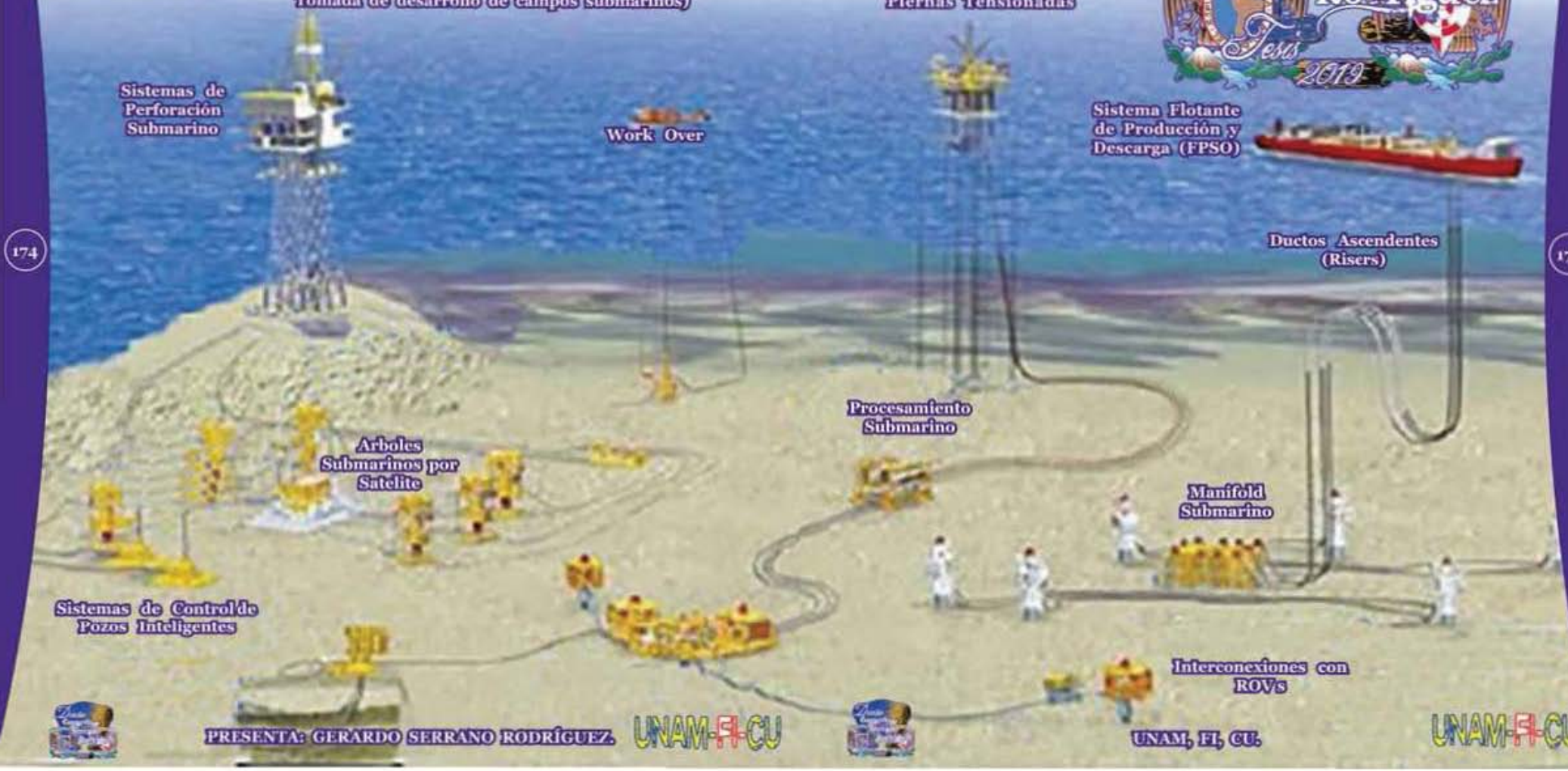
En este tema vamos a hablar de los sistemas de conexión en particular y de los conectores que es una parte muy importante en la tecnología.



3.2.1. ÁREAS SUBMARINAS.

Hay mucha tecnología dentro de lo que es la tecnología submarina: árboles de navidad, sistemas de pozos, sistemas de control, sistemas de perforación, sistemas de proceso como el que estaba dentro del estadio Universitario en las paginas anteriores, manifolds, sistemas de Tie-in o de conexión, etc. (Imagen 3.2.).

Imagen 3.2. Áreas Submarinas. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

3.2.2. SISTEMAS DE TIE-IN O DE CONEXIÓN.

Cuando uno requiere hacer un transporte de fluidos ya sean hidrocarburos o fluidos de control o gas, se tiene que hacer mediante ciertas estructuras que están ancladas en el fondo del mar. El hidrocarburo se extrae del pozo llega al árbol de navidad y de aquí se distribuye hacia otras estructuras que lo llevan hacia arriba mediante un Riser que es una tubería que está a expuesta a muchas cargar de corriente del mar y es golpeado por estas corrientes que probablemente lo arranquen con todo y el árbol de navidad, para que esto no suceda primero hay que hacer un árbol de navidad muy robusto y después se hace un ancla para que por esta ancla se pueda subir el riser.

A la pregunta de ¿Cómo conecto mi risers a mi árbol de navidad? Esto se hace mediante los **"Sistemas Tie-In"** o **"Sistemas de Conexión"** que son sistemas que conectan estructuras y la conexión se hace debajo del mar **(Imagen 3.3.)**.

Primero es la perforación, después se coloca el árbol de navidad, después instalamos el plet o el ancla y nos cercioramos de que este bien puesta y hasta el final conecto el árbol de navidad con mi ancla, estas conexiones deben de ser de fácil instalación y resistir la vida total del pozo ya sean 30 años 50 años o los que sean. El diseño debe soportar la corrosión, agua salada, corrientes marinas o todo aquello a lo que este expuesto en ese tiempo.

Los **"Sistemas Tie-In"** son las líneas de flujo entre estructuras submarinas para el transporte de petróleo crudo y gas desde los pozos submarinos, colectores, las instalaciones de procesamiento en alta mar, etc.

El **"Sistemas Tie-In"** incluyen conectores, tuberías, estructuras de soporte, herramientas de instalación, etc.



Imagen 3.3. Sistemas Tie-In" o "Sistemas de Conexión. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

Hablando sobre los **Vehículos de Intervención** que son **Robots Submarinos**, la intervención cada vez se hace a mayores profundidades, hace pocos años eran intervenciones a 30 metros de profundidad a 50 metros de profundidad y los podía hacer un buzo que bajaba junto con sus herramientas a esa altura pero después de 100 metros de profundidad las personas ya no pueden hacerlo y es por eso que se ha desarrollado la tecnología de los **ROV** quienes pueden descender hasta 4,000 metros o más y hacen los mismos trabajos que si el operador estuviera hay.

Estos robots o **ROV** pueden trabajar por medio de cable umbilical que no solo es para el control si no que es la fuente de potencia eléctrica o hidráulica. También los hay completamente autónomos, se usan solamente como observación porque tienen poca potencia, pero la ventaja es que no tienes un cable detrás y eso ayuda a entrar a sitios más aislados dentro de estructuras sin tener que enredarte con el cable, todos estos robots están clasificados por tamaño, potencias o tareas que desempeñan.

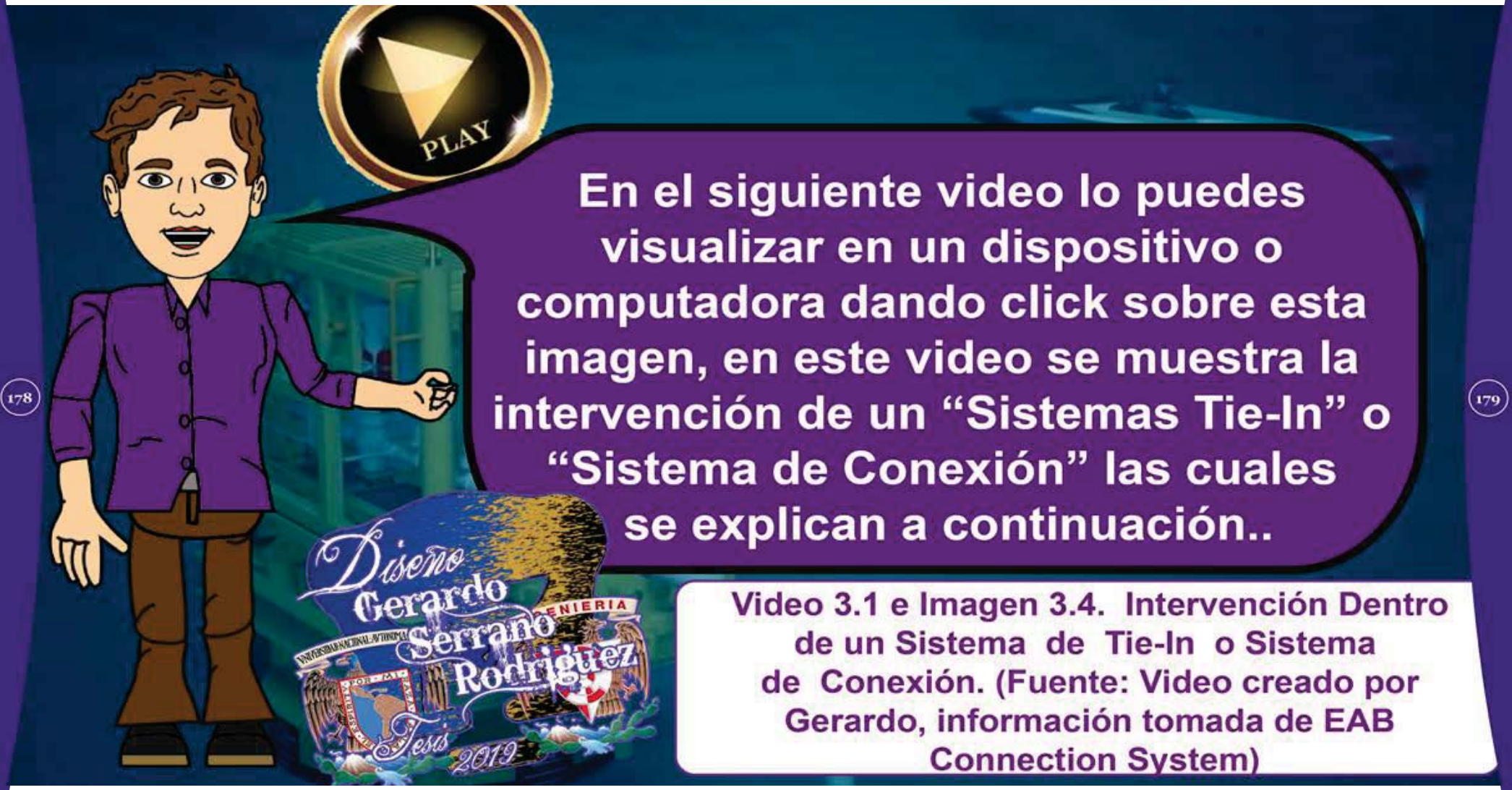
3.2.3. INTERVENCIÓN DENTRO DE UN SISTEMA DE TIE-IN O SISTEMA DE CONEXIÓN.

Siempre que se habla de **Sistemas Conexión Submarina o Sistemas Submarinos** en general, esta lo que es la infraestructura permanente y esta lo que es la infraestructura de intervención, herramientas y equipo temporal que solo estará interviniendo, el **ROV** es una herramienta temporal porque lo bajas lo óperas y luego va a superficie.

Antes de bajar a aguas tengo que hacer un procedimiento preinstalación en superficie para ver que herramientas voy a necesitar, al momento de bajar mi **ROV** con su canasta de herramientas todo debe estar preparado para agilizar la instalación en aguas. La preinstalación incluye purgar las líneas, probarlas en cuanto a la presión, checar que no tenga fugas por presión, se checa todo lo eléctrico, todo lo mecánico, se tiene que hacer pruebas de operación y toda esta simulación se hace arriba.

Un **ROV** de clase tres como los que se veran en las paginas por lo regular no puede cargar más de 50 kilogramos en el aire, esto se debe a que cuando está debajo del agua el peso aumenta por la densidad y presión entre otras cosas eso hace que el **ROV** tenga que estar estable para posicionar algo o intervenir algo, además el **ROV** no está flotando si no que se tiene que apoyar en algo el **ROV** para poder operar, esto lo puede hacer gracias a sus brazos.

En el siguiente video se muestra la intervención de un **"Sistemas Tie-In"** o **"Sistema de Conexión"** las cuales se explican a continuación **(Video 3.1 e Imagen 3.4.)**.



Video 3.1 e Imagen 3.4. Intervención Dentro de un Sistema de Tie-In o Sistema de Conexión. (Fuente: Video creado por Gerardo, información tomada de EAB Connection System)

3.2.4. TIPOS DE CONEXIÓN.

Imagen 3.5. "Sistemas Tie-In" o "Sistemas de Conexión" (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Hay distintos tipos de clasificación oficiales para conexiones los más comunes son:

- Vertical, Horizontal.
- Rígido, Flexible.
- Aislado, No aislados.

Sus tamaños pueden ir desde seis pulgadas hasta 40 pulgadas (Imagen 3.5.).



3.2.4.1. Conexión Horizontal Vertical.

Conexión Horizontal: La ventaja es que yo puedo poner una estructura de protección menos, una desventaja es que el ensamble de esta tubería es más difícil porque a diferencia de la vertical no sella gracias a la gravedad **(Imagen 3.6.)**.

Conexión Vertical: Esta conexión es la más fácil porque haces la conexión y con el mismo peso se posiciona la tubería y se sella, una desventaja es que toda mi conexión es muy alta y es un problema en caso de que yo quiera poner una estructura de protección desde el fondo del mar hasta la parte más alta **(Imagen 3.7.)**.

Estructura de Protección: Sirve para proteger de objetos que puedan caer al fondo del mar y que puedan dañar la instalación, también son para que las redes de pesca se atoren.

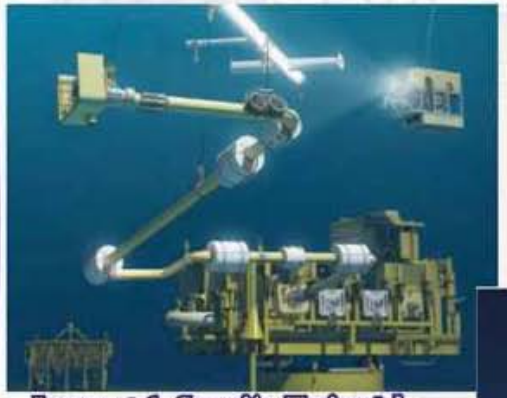


Imagen 3.6. Conexión Horizontal. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Imagen 3.7. Conexión Vertical. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.4.2. Conexión Rígida o Flexible.

Es decir, son tuberías que no son 100% rígidas si no que tienen mucha flexibilidad e incluso algunas llegan a ser como una manguera **(Imagen 3.8.)**, **(Imagen 3.9.)**.



Imagen 3.8. Conexión Rígida. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Imagen 3.9. Conexión Flexible. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.4.3. Conexión Aisladas o No Aisladas.

Estas son tuberías que están **Térmicamente Aisladas** o **No Aisladas Térmicamente** esto es porque entre más profundo te metes la tubería tiene la capacidad de resistir cargas térmicas más altas, cuando tienen un diferencial de temperatura muy alto puede haber muchos problemas a la hora de la producción. **(Imagen 3.10.).**



Imagen 3.10. Conexión Térmicamente Aisladas o Térmicamente No Aisladas. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.2.5. SISTEMAS TIE-IN AL CONECTAR LAS TUBERÍAS EN LAS ESTRUCTURAS.

Hablando un poco de lo que es **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería)** e **Inboard (Adentro de la Estructura)** esto es como las conexiones del sistema.

Un equipo conecta por medio de un **Inboard (Adentro de la Estructura)** y un **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería).**

La parte **Inboard** del conector se instala primero, como la parte compleja de la instalación, es decir, el uso de grúas grandes, nivelación y anclaje, mientras que el **Outboard** viene con la tubería y es lo último que se instala, con grúas más pequeñas, y la operación es más sencilla.
Inboard (Adentro de la Estructura): Normalmente es parte de una estructura muy grande y compleja que estará fabricado de tal manera que el conector se instale fácilmente.

La instalación de lo que es **Inboard (Adentro de la Estructura)** se hará en el mismo día porque es una operación muy compleja además de que el equipo es muy pesado, hay que estabilizar, hay que nivelar, hay que anclar, hay que probar, etc.
Inboard (Adentro de la Estructura) está separado en forma temporal de lo que es **Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería).**

La conexión entre estructuras submarinas se hace hasta el final una vez que se haya instalado las estructuras para después conectar las tuberías. **Inboard (Adentro de la Estructura) y Outboard (Independiente de Estructura / Parte de Tubería)** es algo que se tiene que usar independientemente de que la tubería sea flexible, no flexible, aislada, no aislada, horizontal o vertical.

En resumen, **Inboard (Adentro de la Estructura)** es la conexión que va dentro de **Outboard (Fuera de la Tubería)** y se ensamblan **(Imagen 3.11.).**



Imagen 3.11. ROV Conectando Estructuras Tipo Inboard y Outboard. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3. CONEXIONES SUBMARINAS.

Hasta ahora se han hablado de varios conceptos, pero ahora nos enfocaremos en los **Sistemas de Conexión Submarina**, un sistema de conexión depende del conector y es aquí donde se hace el sellamiento entre el Inboard (adentro de la estructura) y Outboard (independiente de estructura / parte de tubería).



Estos son elementos que usamos para el aterrizaje o posicionamiento mediante el sellamiento de los conectores. Estos conectores pueden estar de lado Inboard (adentro de la estructura) o de lado Outboard (independiente de estructura / parte de tubería), pero por lo regular siempre están de lado Outboard (independiente de estructura / parte de tubería).

En la imagen se puede ver que la cavidad de color amarilla es donde ensamblan los conectores **(Imagen 3.12.)**.



Imagen 3.12. Sistemas de Conexión Submarina. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3.1. CONECTORES.

Dispositivo mecánico operado por **ROV** para conectar elemento de amarre submarino, soporta cargas mecánicas de presión del fluido y las fuerzas externas.

Estas cargas que soportan los conectores pueden ser mecánicas como la instalación, corriente, impactos y también presión y temperatura.

3.3.2. TIPOS DE CONECTORES.

Los tipos de Conectores son:

- Conectores de abrazadera.
- Conectores de pinza.
- Conectores personales.
- Conectores de brida.
- Conectores de reparación.

Conectores de Abrazadera: Se puede hablar de varios tipos de conectores, los que normalmente se utilizan son los **"Conectores de Abrazadera".** Para estos conectores no se usan empaques ya que se deterioran muy rápido a grandes profundidades y por la cantidad de años.

En la imagen se ven dos tipos de **"Conector de Abrazadera"** de color rojo las cuales fueron colocadas por el ROV.

La abrazadera más grande, en la parte derecha de la imagen presiona el tubo y de lado izquierdo algún tipo de material, en esta conexión de abrazadera el lado izquierdo es Outboard (independiente de estructura / parte de tubería) y el lado del material es Inboard (adentro de la estructura) **(Imagen 3.13.).**

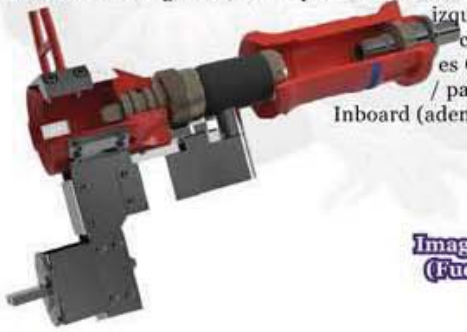


Imagen 3.13. Conector de Abrazadera. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

La siguiente imagen es la abrazadera más típica. Funciona de la siguiente manera, tiene un perno que tiene rosca de un lado y rosca del otro, la cuerda de la abrazadera hace que al girar el perno se vallan en sentidos opuestos para que abran o cierren. Es como si simuláramos la acción con nuestros torsos y nuestros brazos, cuando los acercas los aprietas y cuando las alejas los abres **(Imagen 3.14.).**



Imagen 3.14. Conector de Abrazadera. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Conectores de Pinza: Son semejantes a los conectores de Abrazadera.
En este caso el conector es de dos elementos que usa tornillos para apretar o abrir **(Imagen 3.15.)**.

Imagen 3.15. Conector de Pinza. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

El siguiente conector de pinza el perno es vertical esto quiere decir que la intervención de ROV será hacia abajo, el ROV mete una herramienta para darle vueltas mientras el conector se abre horizontalmente **(Imagen 3.16.)**.

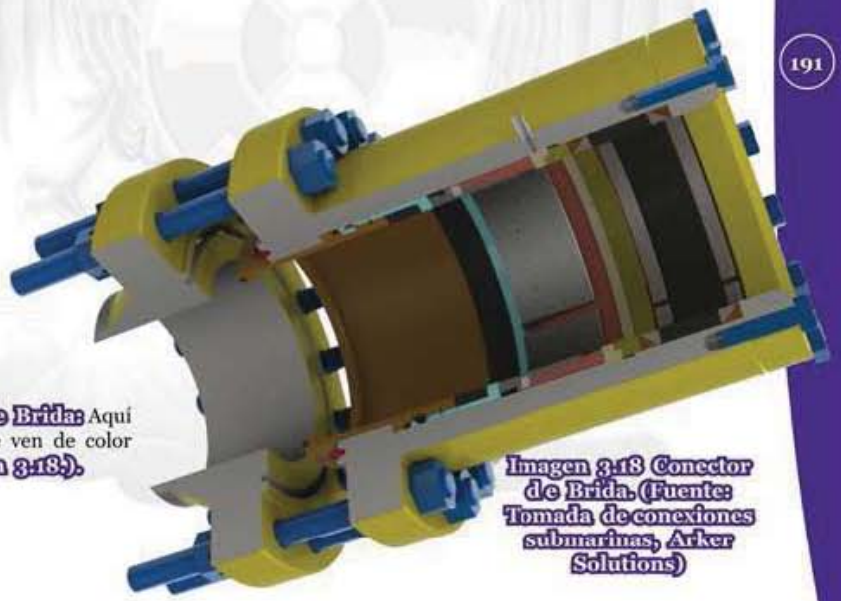


Imagen 3.16. Conector de Pinza. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)



Imagen 3.17. Conector de Personal. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

Conectores Personal: Este es un sistema personal que funciona como un taladro, cuando se pone la broca lo que se hace es comprimir de manera mecánica para que la carga de acción se transmita en una carga axial **(Imagen 3.17.)**.



Conector de Brida: Aquí los pernos se ven de color azul **(Imagen 3.18.)**.

Imagen 3.18 Conector de Brida. (Fuente: Tomada de conexiones submarinas, Arker Solutions)

3.3.3. SELLADO DE CONECTORES.

¿Cómo funciona el sellado de conectores?

Se tienen dos secciones de la abrazadera, la pieza de color verde es el perno que lo que hará es apretar hacia dentro o en dirección del eje de la tubería.



Imagen 3.19. ROV Colocando un Conector de Reparación. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Cuando se cierra las dos piezas de azul hace un sándwich ocasionando un sello entre dos metales que son Inboard (adentro de la estructura) y Outboard (independiente de estructura / parte de tubería) (Imagen 3.20.).

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

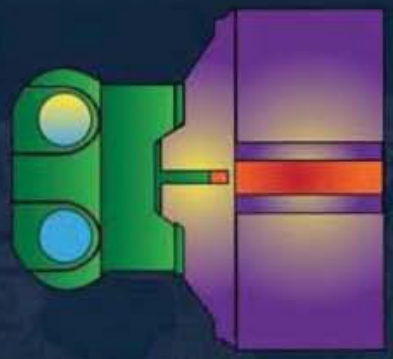


Imagen 3.20. Sellado de Conectores. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Imagen 3.20. Sellado de Conectores. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

UNAM, FI, CU.

3.4. EL TIEMPO (CLIMA) Y CONSECUENCIAS.

El viaje de los ROV al fondo del mar depende mucho del clima, dependiendo del clima es el tiempo que tardara en ir y venir el ROV debido a los factores que afectan su trabajo, por ley los ROV no pueden estar más de cinco semanas.

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019

Todos los días se hacen juntas con la tripulación y las personas que están a cargo con las operaciones que se van a realizar, en esa junta se hace una serie de pasos y procedimientos de la intervención que se hará ese día.

Esta serie de procedimientos vienen desde la etapa de diseño y simulación. El diseño de la herramienta es hecho por parte de un vendedor quien va a ofrecer la mejor herramienta para la operación y el proveedor debe de analizar todas las propuestas para elegir la que más se adecue.

En la imagen tenemos una embarcación en la cual podemos concluir que ese día no se podrá hacer un buen trabajo por el oleaje que se presenta, en estas condiciones todas las operaciones están paradas (Imagen 3.21.), (Imagen 3.22.).



Imagen 3.21. Embarcación con Operaciones Paradas por el Oleaje. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Imagen 3.22. Tamaño de la Grúa. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Cuando el parlamento se da cuenta que tiene un montón de dinero ahorrado producto del petróleo y que el precio de este puede subir o bajar dependiendo del mercado internacional y que lo mejor pueden hacer es diversificar su economía, ¿y qué mejor forma de hacerlo que invertir el fondo de ahorro en la bolsa? Así es como nace el fondo de pensiones o fondo soberano noruego que tiene más de un trillón de dólares estadounidenses, si este trillón se reparte entre todos los Noruegos toca a más de doscientos mil dólares por persona, cada persona tiene doscientos mil dólares invertidos en la bolsa

3.4.1. SISTEMA DE COMPENSACIÓN VERTICAL DE UNA GRÚA.

Con relación de las olas y el movimiento existen dispositivos de diferentes mecanismos, la clasificación más usual son los pasivos y los activos (Imagen 3.23.).

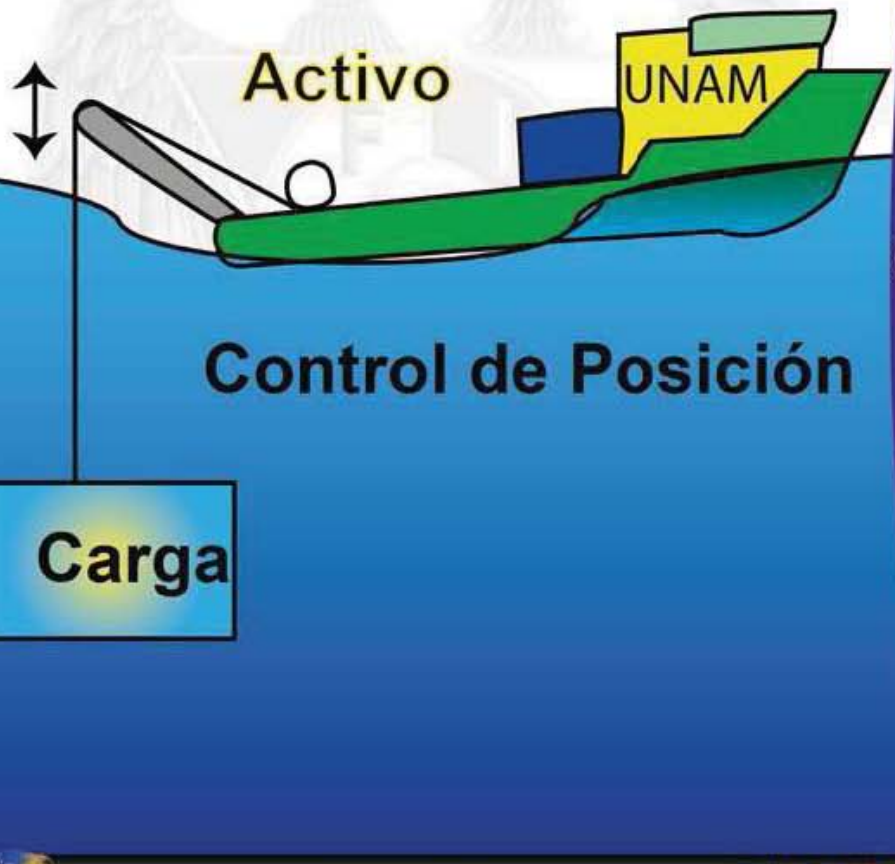


Imagen 3.23. Sistema Activo y Pasivo de Compensación Vertical de una Grúa. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo sistemas de conexión submarina, Arker Solutions)

Pasivos: Es un amortiguador que tiene una grúa y lo que hace es disminuir el efecto de movimiento en el fondo del mar.

Activos: Usan el cable umbilical para controlar la carga del **ROV,** esto es por:

- Tensión constante.
- El control de posición.



3.5. NORSOK D-010.



El sta es la biblia en el campo en Noruega y el estándar **NORSOK D-010** es el primer estándar a nivel mundial en ingeniería de pozos y perforaciones de pozos. Por sus siglas en Noruego: **Norsk Sokkels Konkurranseposisjon**

ISO ya saco su estándar del 2018, pero ISO a diferencia de **NORSOK** no da una idea de cómo hacer las cosas, lo único que dice es que tienes que probar para intentar un resultado satisfactorio.

En 1993, la industria del petróleo en Noruega, apoyada por la Norwegian Oil and Gas Association y la Federation of Norwegian Industries, desarrolló una iniciativa llamada **NORSOK**, convirtiendo su normativa en el estándar más importante del sector offshore noruego. Los estándares **NORSOK** son administrados y emitidos por Standards Norway, que también administra las concesiones del mapa.

NORSOK es tan reconocido a nivel mundial.

Desarrollado por la Industria Petrolera Noruega para garantizar una seguridad adecuada y relación **Costo-Eficacia** para la industria del petróleo.

Destinado en medida de lo posible para especificaciones y servir como referencias en las regulaciones de las autoridades.
Es una norma oficial en Noruega.

Tiene el apoyo de la OLF (The Norwegian Oil Industry Association -La Asociación de la Industria del Petróleo de Noruega) y TBL (Federation of Norwegian Manufacturing Industries - Federación de Industrias de Noruega de fabricación).

Tiene el objetivo de aumentar la competitividad noruega, consiguiendo agregar valor, reducir costes y tiempo de espera, eliminando las actividades innecesarias en los desarrollos y operaciones de campo offshore.

La finalidad de las **Normas NORSOK** es contribuir a alcanzar los objetivos de los estándares, una de las formas será mediante la sustitución de las especificaciones individuales de las compañías petroleras y otras directrices y documentos de la industria por unas conjuntas, obteniendo unos estándares unificados que consigan el desarrollo presente y futuro de la industria de petróleo.

Las **Normas NORSOK** contienen abundantes referencias de las normas internacionales. De hecho, durante la realización de normativas internacionales se aportan contenidos de las **Normas NORSOK** con el fin de unificar y mejorar los contenido. En caso de que una modificación de norma internacional entre en conflicto con el uso de **NORSOK**, ésta será modificada para cumplir los nuevos requisitos establecidos.



Noruega le apuesta a la lucha contra el cambio climático y donde se puede ver eso es en el sector del automóvil eléctrico. Noruega tiene el mercado de coches eléctricos más desarrollado de todo el planeta, la mayoría de los coches que se venden son eléctricos y el plan es que para el 2025 no se vendan más coches de gasolina ni diésel solo eléctricos e híbridos.

3.5.1. ESTÁNDAR, NORMAS Y REGLAMENTOS.

Hablando de regulaciones y estándares, en la pirámide se ve que son las autoridades las que se encuentran por encima de todo y estipulan cuales son las reglas del juego.

Luego sigue cuales son las bases de los proyectos y los requerimientos de operación y funcionalidad que estipula el operador. Hasta debajo de esto están los estándares como **ISO, API y NORSOK** que solo está en el Mar del Norte. Actualmente la industria está siendo cada vez más forzada a hacer más estándar **(Imagen 3.24.)**.

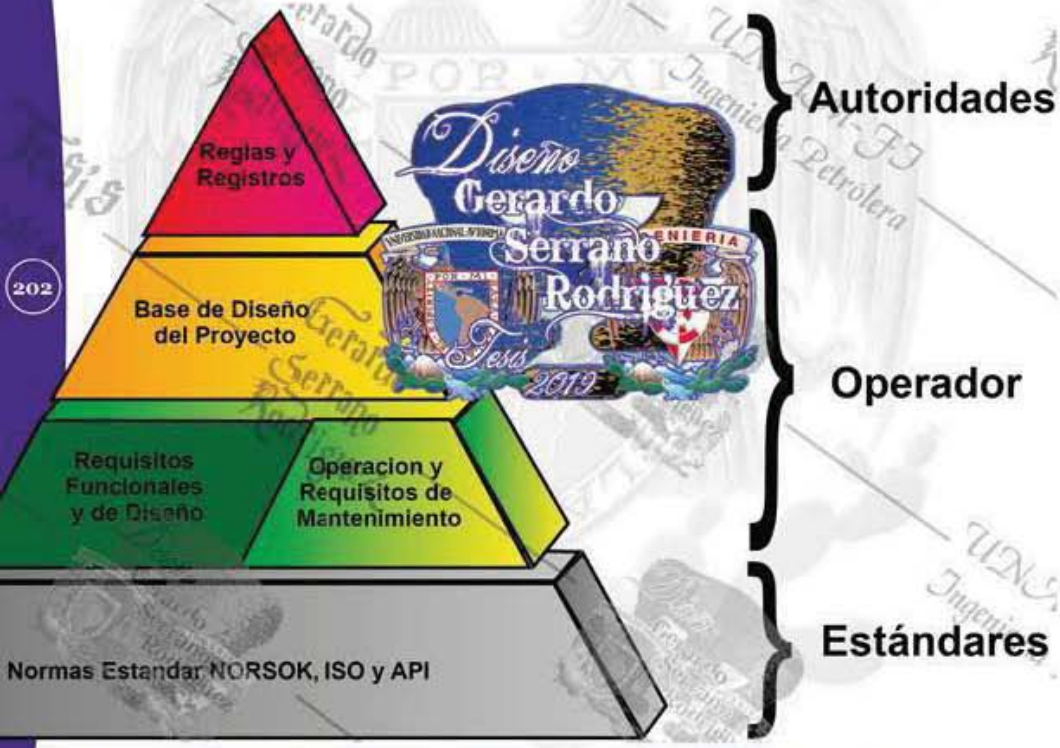


Imagen 3.24. Pirámide de Autoridades, Operadores y Estándares. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

3.5.2. PIRÁMIDES DE ESTÁNDARES Y REGULARIZACIONES.

Esta es la pirámide de los **Estándares, Normativas y Regulaciones** en Noruega, en la base de la pirámide esta nuestro conocimiento ingenieril, nuestra experiencia somos nosotros, pero al tope de la pirámide los que mandan es el gobierno como en México la CNH.

Una vez que se hace la **Normativa** de cómo se deben hacer las cosas entonces vienen los **Estándares** y en el caso de Noruega se recomienda que se use **Norsok** aquí entra el regulador, el regulador jamás te va a decir como tienes que hacer las cosas.

El regulador lo que hace es decir "Tienes que terminar tu trabajo de manera segura y eficiente", hay muchas maneras para hacerlo, pero siempre se debe de hacer con un análisis de riesgo y documentación, lo que le interesa al regulador es que las cosas se hagan cumpliendo los estándares sin importar el método **(Imagen 3.25.)**.

Imagen 3.25. Pirámide de Normas y Regulaciones Basado en las Normas Noruegas. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)



3.5.3. BARRERAS DE POZOS NORSOK D-010.

Antes del estándar **NORSOK D-010** Drilling and Well operations (perforación y operaciones de pozo) la normativa se centraba en cómo llevar a cabo las operaciones y qué tipo de equipo se debía utilizar. La creación de la norma surge de cambiar el enfoque, pasando de ser un servicio preceptivo a uno funcional basado en los resultados. Los requisitos se centraron principalmente en actividades de perforación, acondicionamiento, terminacion y abandono.

Para cumplir con las regulaciones en materia de perforación se recomienda seguir **NORSOK D-010.** Los operadores no tienen obligación de cumplir con la **NORSOK D-010** pero, si no lo hacen, tienen que demostrar que su enfoque cumple los requisitos para operar con seguridad. La creación de la **NORSKOK D-010** le ha dado a la industria tanto la responsabilidad de justificar los métodos seguidos en detalle, como la manera de hacerlo. Dio a la industria una base actualizada para desarrollar operaciones de explotación de los pozos de petróleo y gas de forma segura.

En 2003 se difundió la revisión número 3 de **NORSKOK D-010.** En esta revisión, la **NORSKOK D-010** cambió considerablemente y se expandió para dar un enfoque a la integridad de pozos centrado en la planificación y ejecución de las perforaciones y en las operaciones a lo largo del ciclo de vida del pozo. Más del 50% de la versión anterior fue eliminada, mientras que se agregaron muchos materiales nuevos; un total de 167 páginas. La frase "integridad de pozo" se definió y obtuvo su propia entrada en Wikipedia. La revisión fue llevada a cabo por expertos de empresas de operación tanto noruegas como internacionales, y la nueva **NORSKOK D-010** era la única que abordaba la integridad de pozos en todos los tipos de operaciones convencionales: perforación, test, completion, wireline /coiled tubing (técnica de tubería flexible)/snubbing (entubación bajo presión), así como la introducción de underbalanced perforation (perforación cuando la presión ejercida sobre una formación expuesta en un pozo está por debajo de la presión interna del fluido de esa formación), producción y operaciones de bombeo, antes de terminar el pozo mediante plugging (taponado) y abandono.

Otro factor de la nueva **NORSKOK D-010** era su amplio uso de **Well Barrier Schematics (WBS)** para ilustrar las barreras del pozo y así establecer una operación específica.

Norsk Hydro5 ha estado utilizando esta técnica desde la salida de las regulaciones de perforación en 1992, asegurando que las barreras del pozo deben estar definidas, aceptadas y monitorizadas. Norsk Hydro cedió su biblioteca de WBS, dejándola disponible para los editores, obteniendo así ejemplos de esquemas para incluir en la norma. Para complementar los WBS, se desarrolló una biblioteca de 50 descripciones detalladas de **Elementos de Barreras de Pozos (WBE)**, que son los bloques de construcción esenciales de una barrera de pozos efectiva.

La Figura siguiente es un WBS o esquema de barreras de pozo: la **Línea Azul** muestra la **Barrera del Pozo Primaria** que previene la entrada de la formación de fluidos (petróleo/gas/agua) en el pozo. Si cualquiera de los elementos falla, entraría a actuar la **Línea Roja**, que muestra los elementos de la **Barrera del Pozo Secundaria.** Sobre el papel estas barreras deben ser completamente independientes. **(Imagen 3.26.).**

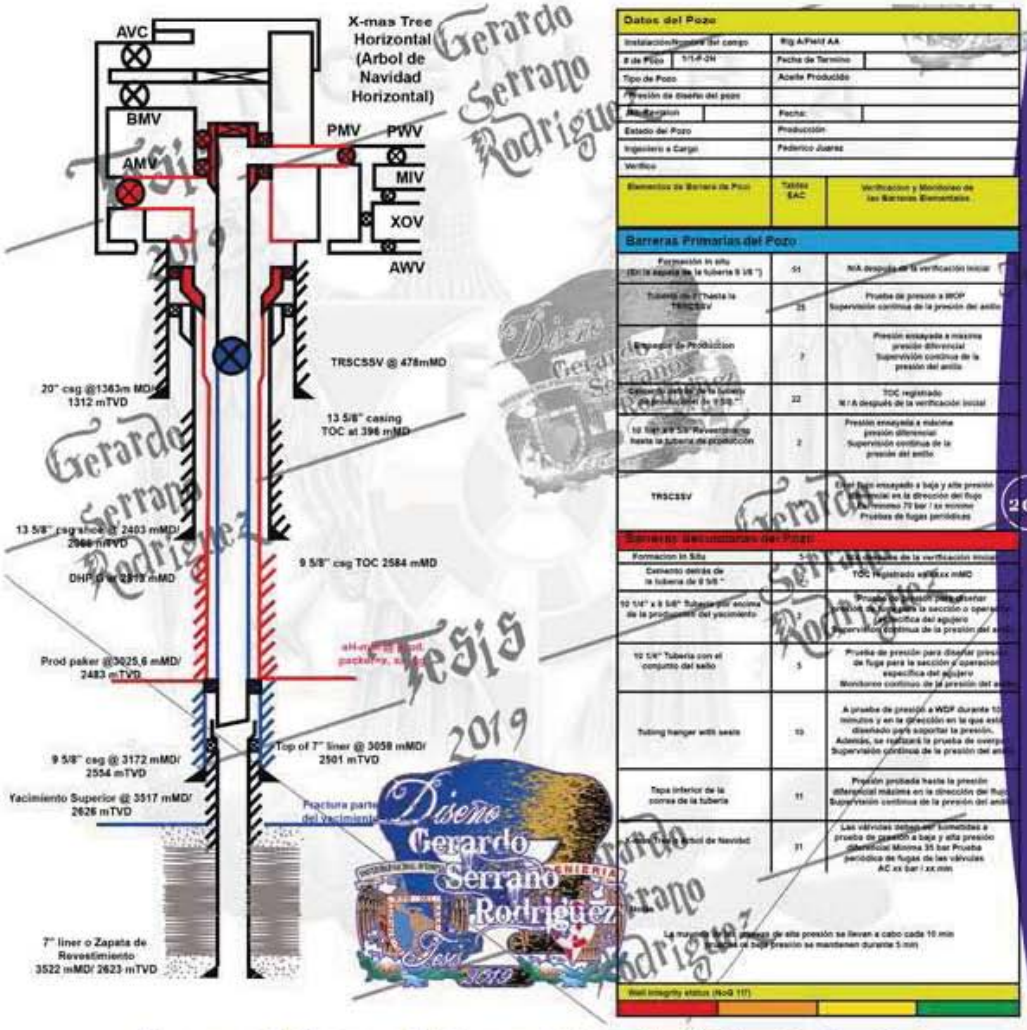


Imagen 3.26. Esquema de Barrera de Pozo (WBS). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

La revisión número 3 pronto ganó reconocimiento entre los operadores y reguladores de Noruega. Se consideró como una base útil en la que los operadores podrían desarrollar su propio enfoque en la integridad del pozo e intensificaba el enfoque de la industria en integridad de pozos como una meta y disciplina. Ayudó el hecho de que estuviese disponible gratuitamente en la página web www.standard.no, como el resto de los estándares NORSOK. También obtuvo un reconocimiento fuera de las fronteras de Noruega, ya que empresas internacionales del sector del gas y el petróleo (IOCs) lo "importaban" a sus regiones, al no existir en cualquier otro sitio un estándar comparable.

El estándar noruego NORSOK D-010 de integridad de pozos era muy respetado antes del blow-out de Macondo 2010 en el Golfo de México, pero el desastre indujo una amplia revisión para absorber las lecciones aprendidas y el avance de la seguridad en el futuro. Terje Løkke-Sørensen, director de ingeniería de pozos en Add Energy, dirigió un grupo de 16 expertos que recopilaron la cuarta revisión. A continuación, adjunto un fragmento de unas declaraciones que realizó en las que describe cómo surgió, qué hay de nuevo y por qué cree que NORSOK D-010 está siendo un estándar utilizado internacionalmente.

El blow-out de Macondo en el Golfo de México en 2010 cuestionó a las autoridades de varias jurisdicciones y a la industria en general, les hizo examinar regulaciones y prácticas para ver que más se podría hacer para prevenir grandes accidentes. Se publicaron muchos informes a escala internacional, entre ellos estaba el informe de lecciones aprendidas Norsk Olje og Gass's 2011 Macondo, que contenía algunas recomendaciones muy específicas y útiles para actualizar el estándar NORSOK D-010. (Imagen 3.27).

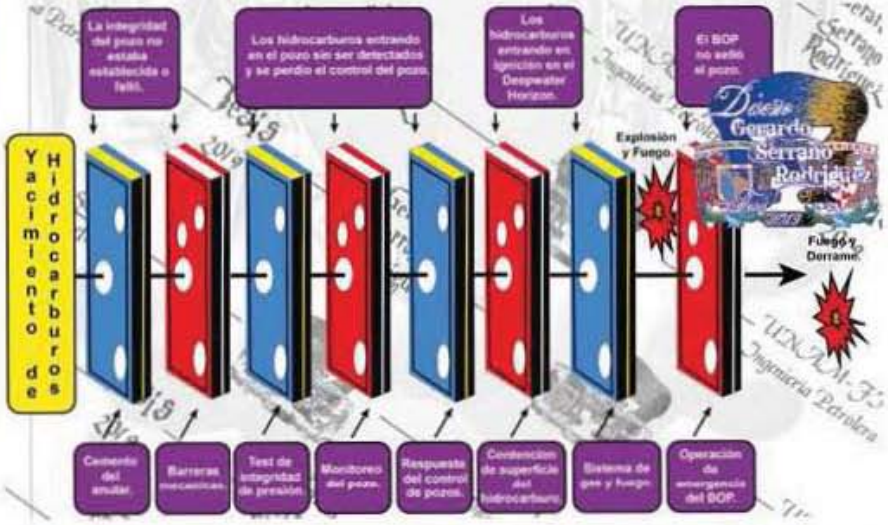


Imagen 3.27. The Swiss Cheese Model o el Modelo del Queso Suizo es un Modelo de los Errores por los que Ocurrió el Derrame de Macondo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

También, con un gran apoyo voluntario de la industria, se estableció un equipo de tareas y el trabajo en la cuarta revisión empezó en 2011. Más de 2.300 trabajos de 35 compañías se recibieron y procesaron. La nueva revisión se publicó en Junio 2013. Esta revisión proporciona más información, en especial sobre plugging (taponado) y abandono. Incluye la gestión de la presión de la perforación, que no se había incluido en Rev. 3. Contiene más información de asistencia en planes de perforación y requerimientos para equipos de capping (taponar). Identifica nueve elementos barrera de pozo adicionales que facilitan y mejoran la gestión de la construcción de bloques de la barrera."

La Norma NORSOK D-010, en su versión actual, define los requisitos y directrices relativas a la integridad del pozo en las actividades de perforación y operación. La integridad de pozo se define como "La aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas necesarias para reducir el riesgo de descarga no controlada de fluidos de la formación a lo largo del ciclo de vida de un pozo". La integridad del pozo también se define como "el estado instantáneo de un pozo, con independencia del propósito, el valor o la antigüedad, lo que garantiza la fiabilidad de las barreras necesarias para contener y controlar el flujo de todos los líquidos dentro o conectados al pozo de forma segura".

La Norma NORSOK D-010 se centra en el establecimiento de barreras de pozo con el uso de los WBE con sus criterios de aceptación, de su uso y el monitoreo de la integridad durante su ciclo de vida. La Norma NORSOK D-010 también abarca los requisitos de gestión de la integridad del pozo y las competencias que debe tener el personal. La norma no contiene especificaciones ni de los pozos ni de los equipos de perforación.

Ésta se basa principalmente en establecer barreras y elementos barrera de pozos válidos. Se describen los criterios para que éstos sean aceptados y monitorizados para evitar la pérdida de integridad que en última instancia, podría dar lugar a una explosión. El documento se divide lógicamente en secciones temáticas, y contiene los requisitos y directrices prescriptivas. Da una buena base para ayudar con la prevención y la solución de problemas de integridad del pozo.

En este proyecto vamos a usar la norma revisada en Junio de 2013, esta revisión se inició para mejorar el estándar, incluyendo criterios de aceptación para el cemento de revestimiento aplicado en las actividades de perforación, producción y abandono, gestión de la presión de perforación, y para incluir nuevas tablas de aceptación de los elementos barrera (WBEs:) (formación, material alternativo al cemento.

La Norma NORSOK D-010 es el resultado de una cooperación continua entre los operadores establecidos en Noruega y empresas de servicios. Ésta también está ganando impulso fuera de Noruega, y se utiliza actualmente en Australia, Brasil, Canadá, Dinamarca, Vietnam y Trinidad.

3.5.4. NORMA NORSOK U-001- SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA.

Está apoyada en la sección de la norma ISO 13628, en las industrias de petróleo y gas natural el diseño y operación de sistemas de producción submarinos, se debe aplicar en su totalidad. Además, tiene requisitos específicos de Noruega y Recomendaciones Entre otros:

- Objetos que pueden caer en una instalación submarina.
- Velocidad de aterrizaje de herramientas.
- Diseño de la válvula del colector.
- Requisitos de tubería.
- Cargas y estructuras para que no afecte la pesca.
- Entre otros ...

La intención de tener el estándar **Norsok U-001** es que reemplace las especificaciones de compañías y operadores y aparte sea una referencia para autoridades legales.

También tiene como propósito general que se asegure y que se apliquen las reglas de seguridad y de valor para hacer efectivos los equipo, las operaciones para disminuir los costos, así tienen los beneficios de la norma todos incluyendo el medio ambiente, trabajadores, la empresa, las operadoras y las personas que vas a extraer el petróleo de una manera lucrativa.

El estándar ISO es semejante que el estándar **NORSOK,** pero el estándar **NORSOK** abarca más campo.



3.5.5. NORMA NORSOK JERARQUÍA.

La **Norma Norsok** tiene una estructura muy jerárquica, los estándares de **Norsok** llama a sub-estándares que incluyen a su vez otros estándares. Como por ejemplo el siguiente:

1. **NORSOK U-001-** sistemas de producción submarina:
   - 1.1. NORSOK T-001
     - 1.1.1. NORSOK M-001 Selección de materiales
       - 1.1.1.1. NORSOK M-101 de fabricación de acero estructural
       - 1.1.1.2. Sistema de revestimiento NORSOK M-501
       - 1.1.1.3. Etc ...
   - 1.2. Estructuras submarinas sin presión NORSOK N-001
   - 1.3. Etc ...

3.5.6. RELEVANCIA DOS SISTEMAS DE CONEXIÓN, U-001.

Este está a nivel del **U-001** y habla de estructuras no presurizadas.

1. Selección y evaluación de materiales (metálica y no metálico) que van a estar en el agua.
   - 1.1. Típicamente equipo submarino diseñado para toda la vida bien (varias décadas).
   - 1.2. Como se especifica en la T-001 para la evaluación de materiales y protección contra la corrosión.
2. Consideraciones de diseño.
3. Fabricación y Pruebas.
4. Entre otros ...

NORSOK U-001 se encuentra en su cuarta edición (octubre de 2015).

Estos documentos cubren muchas cuestiones de seguridad e incluso de pruebas.

3.6. DOCUMENTACIÓN FINAL.

El sta documentación está regida por NORSOK por un estándar que se llama Z-018. Es muy común que se tenga interacción tanto con los clientes como con los proveedores, desde hablar de la documentación que se necesita hasta cosas sencillas como los materiales que se usan en las pruebas o simplemente de que los tornillos que se usaran sean del material adecuado, etc. Todo debe estar bien documentado y eso se hace entre la documentación entre el cliente y el proveedor y las personas que van a participar.



3.6.1. ESTANDARIZACIÓN SUBMARINA.

Esto no es más que la estandarización de documentos y procedimientos.

A continuación, se muestra un diagrama de todas las áreas, en la parte de arriba de la línea aparece la parte Topside y en la parte de abajo separado por una línea aparece la parte de subsea. (Imagen 3.28.).

La parte de Soutsing es muy compleja desde el momento en que tiene elementos como los risers, umbilical, las estructuras de los Mainfoolds, distribución, los módulos de control, árboles de navidad, etc.

Al ser tan complejo la integración de los procedimientos y los estándares tiene que estar regido por algo que a su vez es muy completo.

En el caso de Noruega esto se ha hecho de una manera de compendio y de una estructura jerárquica donde dice en pocas palabras "Soy la Ley" de lo que se debe tener como referencia para el desarrollo, diseño, fabricación, instalación, mantenimiento y uso, todo esto en el área del Mar del Norte en Noruega.

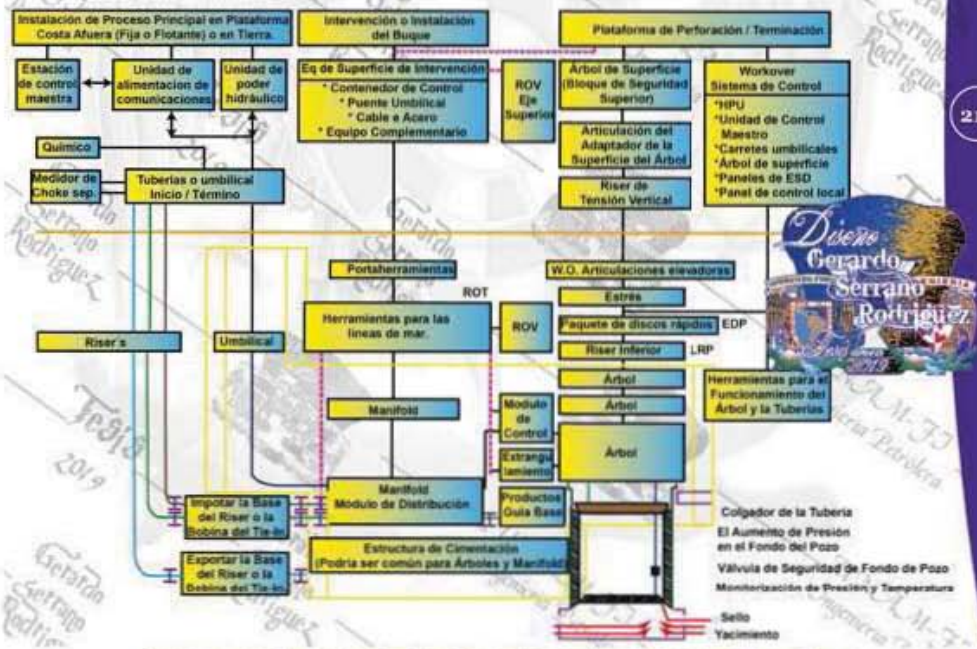


Imagen 3.28. Estandarización Submarina. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

3.6.2. DOCUMENTACIÓN SUBMARINA.

Es muy importante para Noruega documentar todo porque puede haber elementos que pueden fallar, tuberías que van a tener fugas o cuestiones muy importantes que pueden tener un impacto grande tanto en la economía de un cierto proyecto o el impacto que puede tener en el medio ambiente ocasionando un desastre mayor.

Cuando falla un material lo primero que hacen es preguntarse por el certificado del material del elemento en particular y si no se tiene enlistado en ningún lado de una manera sistemática no nos podemos defender de la falla de nuestro diseño. Para este proceso primero se acerca el cliente al proveedor y le va a requerir no solamente que la herramienta o pieza haga funciones específicas, también va a requerir los documentos que el proveedor tiene que entregar al cliente. Esta serie de documentos finales que requiere el proveedor se llaman **"Supplier Document Requirement List" o (SDRL).**

Cuando el proveedor le manda el **SDRL** al cliente este hace una lista de elementos que necesita y cuando necesita cada elemento según la operación y el diseño. Los primeros documentos tienen que ver con el diseño de la herramienta o pieza y elementos que tengan que ver con la fabricación y así sucesivamente.

Entonces el cliente entrega el **SDRL** al proveedor, el proveedor la estudia y se la regresa al cliente diciéndole sus limitaciones en cuanto tiempo, material indicado o modificaciones sugeridas. Así es como llegan a un acuerdo hasta que llegan a la lista definitiva. El pago de la entrega se efectúa cuando ya está terminado el producto y se han realizado todas las pruebas entonces el cliente firma de recibido la herramienta o pieza diseñada por el proveedor.

Lo que ilustra la siguiente imagen es que el precio no lo voy a tratar directamente entre el suministrador y el cliente, si no que voy a buscar al contratista para que negocie. Los documentos de las flechas son semejantes solo cambian en nombre, esto se debe a que cada industria y proveedor usa documentos diferentes.

Ejemplos: El Cliente Pide a los suministradores que la maquina lleve el ensamble con tornillos, el suministrador no los hace, el busca a un contratista que se los venda con todos los certificados del material con que están hechos los tornillos y en caso de que fallen los troniflos entonces el suministrador va con el contratista para ver que paso, de esta manera se asegura la calidad. Eso es lo que representa el diagram que aparece a continuació **(Imagen 3.29.).**



Imagen 3.29. Relación entre Cliente Proveedor y Contratista.

3.6.3. DOCUMENTACIÓN SUBMARINA, ¿QUE SE ENTREGA?

La documentación permitirá al cliente realizar la ingeniería de detalle de todos los equipos relacionados. A continuación, se muestra un resumen de los puntos que se entrega en el documento en el área de ingeniería, los documentos abarcan muchas áreas más pero principalmente la que figura es el área de la ingeniería que tiene que ver con el diseño, lista de materiales, dibujos a escala.

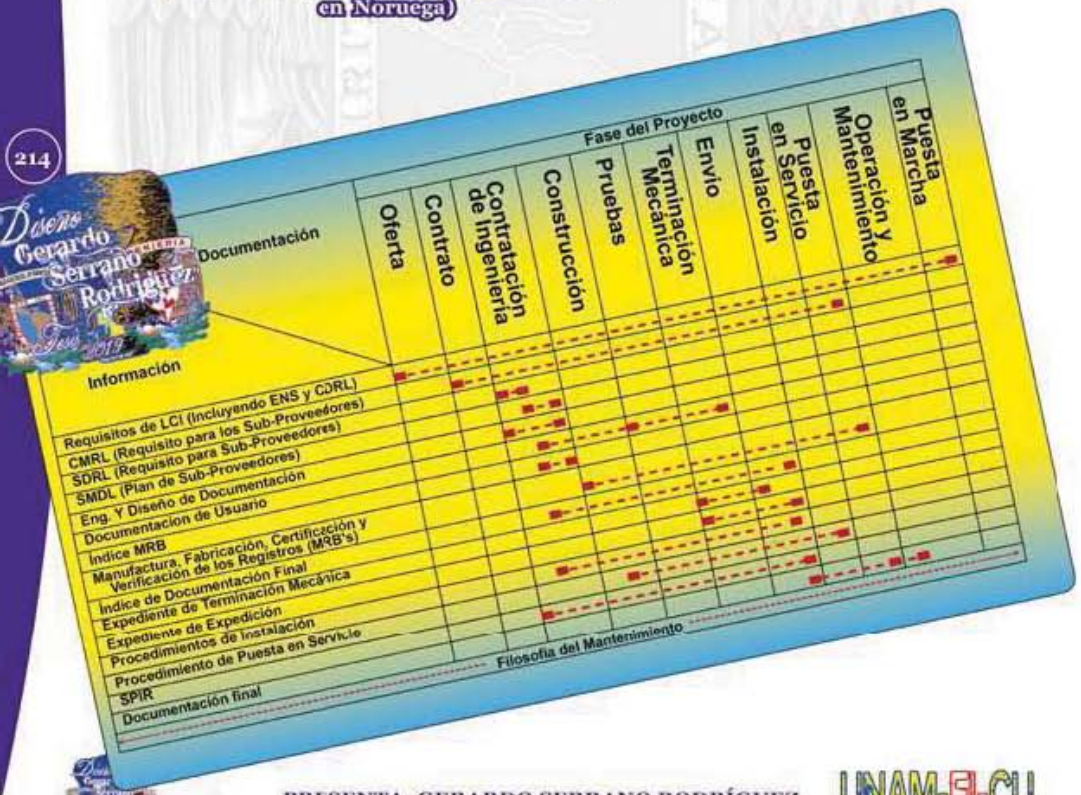
- Lista de equipamiento principal (MEL).
  - Número de pieza / número de material (designación completa).
  - Hacer referencia a dos hojas de catálogo y / o de datos.
  - Número de etiqueta: Son el número de equipo para hacer el rastreo en caso de que haya materiales idénticos.
- Hojas de datos: Este es un compendio de las características del equipo.
- Cálculos.
- Diagramas de flujo.
- Consumo de energía.
- HSE (salud, la seguridad y el medio ambiente).
- Disposición General dwg (GA): Es un dibujo que muestra como es el equipo, aquí se enlista el peso seco, húmedo entre otras cosas.
  - Dimensiones principales.
  - Componentes principales.
  - Peso total en seco, en húmedo y en funcionamiento.
  - Centro de gravedad.
  - Identificación de conexiones externas.
- Instalación, Operación y Mantenimiento (IOM) Manual.
- Fabricación, pruebas y documentación de verificación.
- Registro de fabricación libro (MRB).
  - Lista de certificados.
  - Análisis, pruebas, cálculos, las curvas y tablas.
  - Certificados de conformidad.
  - Inspección final.
  - Prueba final (con el cliente).
  - Certificados de levitación de equipos.
  - Certificados de materiales.
  - Lista de trazabilidad de las materias.
  - Informes de pintura.
  - Certificados de prueba de presión.
  - Informes y registros de soldadura (de calificación).

3.6.4. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.

Lo que ilustra la imagen es que todos los documentos siempre vienen al principio del contrato, en la parte horizontal se maneja la fase del proyecto que inicia con el Tender o la licitación, luego sigue el contrato sigue el diseño, hasta la entrega. En la columna horizontal se ve cuando y en qué fase corresponde la entrega empezando por el documento (Imagen 3.30.).

Es lo que se le llama un Diagrama de Gantt.

Imagen 3.30. Documentos que Siempre Vienen en un Contrato-Diagrama de Gantt, Imagen 3.28. Estandarización Submarina. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)



3.7. LOS VEHÍCULOS DE OPERACIÓN REMOTA (ROV).

Durante la Segunda Guerra Mundial los alemanes lograron varios avances tecnológicos en cuanto al funcionamiento de los vehículos sumergibles, su velocidad pudieron incrementarla hasta 18 nudos y con una duración de batería mucho mayor a comparación de los primeros modelos construidos.

A partir de la Guerra Fría los vehículos sumergibles fueron y han sido utilizados mayormente para exploración, monitoreo, inspección tanto en los rubros militares como civiles.

Los **Vehículos Sumergibles Operados Remotamente (ROV's)** son utilizados mayormente para inspección de líneas de gas natural y petróleo fuera de las costas marinas. Ha crecido el interés a nivel global por este tipo de vehículos sumergibles ya que tienen la capacidad para brindar ayuda en monitorear los cambios ambientales, niveles de contaminación lo cual ha dado el ímpetu para desarrollar un entendimiento más extenso y detallado sobre el océano.

Es un robot submarino amarrado a un vehículo operado por alguna persona la cual permanecer en un ambiente cómodo mientras que el **ROV** trabaja en el entorno peligroso **(Imagen 3-31.)**.



Imagen 3-31. ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.1. DE LOS BUZOS A LOS VEHÍCULOS DE OPERACIÓN REMOTA ROV.

Para el comienzo de la perforación y en el aspecto llamado de asistencia submarina, localización de pozos, conexiones, inspecciones, etc. Se requerían de buzos que podrían operar eficientemente alrededor de tirantes de agua de 100 ft. Se daba un adelanto con la Naval de Estados Unidos que descubrió que al usar mezclas de oxígeno y helio podrían hacer que los buzos bajarán a mayor profundidad (200 ft), pero provocaba disminución en el tiempo de vida activa de los buzos por la inducción de la enfermedad llamada narcosis. En 1960 en el Golfo de México Shell usó la mezcla oxígeno-Helio para trabajos de exploración costafuera, pero tomaba largos periodos para la descompresión de los buzos, por lo que por esta necesidad se empezó a experimentar con robots.

Los vehículos sumergibles operados remotamente o por sus siglas conocidos como **ROV's**, han tenido un desarrollo y crecimiento muy extenso en las últimas décadas ya que como por su nombre indica pueden ser piloteados sin la necesidad de tener una tripulación a bordo de ellos.

En el sector en el que se han utilizado más es en el sector energético. Las compañías petroleras han invertido una gran cantidad de recursos para el desarrollo de **ROV's** principalmente para utilizarlos en el mantenimiento y detección de problemas en sus líneas de gas natural y petróleo que cruzan los océanos para su transporte desde las torres petroleras.

Desde el desarrollo de estos **ROV's** por parte del sector militar en los gobiernos esto forzó a las empresas privadas a desarrollar sus propios vehículos y así tener mayor acceso a lugares antes inalcanzables incrementado su poder expansión a las áreas de trabajo e investigación.

El gran contrapeso a los beneficios de los **ROV's** es que necesita estar conectado directamente a la alimentación y los controles vía cordón umbilical ya que sin este su funcionamiento sería nulo en su totalidad. Esto restringe mucho su movimiento y capacidad de sumersión debido a numerosos problemas como caídas de tensión, atenuación de señales, longitud del cordón. **(Imagen 3-32).**



Imagen 3-32. Vehículo Operado Remotamente. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.2. COMPONENTES ROV.

Los **Vehículos Operados Remotamente ROV,** por sus siglas en inglés, son robots submarinos que pueden ser controlados desde las instalaciones superficiales a través de cables umbilicales, encargados de mandar señales eléctricas entre el **ROV** y la superficie.

Los **ROV's** cuentan con cámaras que ayudan a observar las diferentes operaciones e instalaciones que se realizan bajo el mar, y algunos otros cuentan con herramientas especiales permitiendo con ello la operación de válvulas y equipos submarinos.

Vehículo: Es toda la parte que se hunde, es el submarino.

Interfaz de Usuario (Controles): Es todo el sistema de pantallas y controles que el **ROV** tiene para poder manipular y manejar los controles.

La acción o el Sistema Umbilical / Correa: Esta parte es el cable guía con el que se controla el **ROV.**

Sistema de Lanzamiento y Recuperación: Es todo el sistema que interviene en el lanzamiento al agua y para recuperarlo. **(Imagen 3.33.).**



Imagen 3.33. Componentes ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.3. LANZAMIENTO DE ROV Y SISTEMA DE RECUPERACIÓN.

En el siguiente video se muestra el lanzamiento de un **ROV** y el sistema de recuperación las cuales se explican a continuación **(Video 3.2 e Imagen 3.34.).**

Hay que considerar que el Noruega y sus campos del Mar del Norte lo que puede impedir un buen trabajo del **ROV** es el oleaje que se presenta, aunque no se sabe exactamente cuan es el límite para trabajar dentro del oleaje.



Video 3.2 e Imagen 3.34. Lanzamiento de ROV y Sistema de Recuperación. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.7.4. CLASES ROV (NORSOK T-102).

En esta parte se muestran las clasificaciones, capacidades entre otras características.
Hay un estándar en el mar del norte que se considera estándar por excelencia y un apartado de estos estándares es el que clasifica a los **ROV.**

Clase I = Son pequeños submarinos que se usan en la observación pura. Los vehículos pequeños equipados con cámaras de video, luces y propulsores. Son como el de la primera imagen donde se muestra que tiene una cámara y muy probablemente no tenga un cable guía, son usados principalmente para ayudarle a otro **ROV** de trabajo **(Imagen 3-35.).**



Imagen 3-35. ROV Clase I. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Clase II = También es de observación con la opción de transportar carga. Vehículos capaces de transportar sensores adicionales como cámaras cosas por el estilo aún color, sistemas de medida de protección catódica y sistemas de sonar **(Imagen 3-36.).**



Imagen 3-36. ROV Clase II. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Clase III = Son vehículos de la clase Trabajo de precisión y reparaciones pequeñas, además poseen la capacidad para cargar herramienta y una cámara. **(Imagen 3-37.).**

Imagen 3-37. ROV Clase III. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.



Imagen 3-38. ROV Clase IV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Clase IV = Son vehículos de gran tamaño lo suficientemente llevan dos sensores y / o manipuladores adicionales. Otra cosa que los caracteriza es que tienen en su pansa un cajón que les permite acezar a toda clase de herramienta o manipuladores pequeños Estos a su vez se clasifican de acuerdo a su potencia en:

- **Clase IIIA =** Son vehículos con <100 Hp.
- **Clase IIIB =** Son vehículos con 100 Hp a 150 Hp.
- **Clase IIIC =** Son vehículos con > 150 Hp.

Estos son ROV para Fondos Marinos y vehículos de trabajo. Grandes vehículos de trabajo con sistema de tracción en la rueda de la correa usados para el cable también son usados en excavación de zanjas de tuberías, excavación, dragado y otros trabajos de construcción de los fondos marinos. Como se ve en la imagen son máquinas bastantes grandes **(Imagen 3-38.).**

Clase V = Estos son prototipos de vehículos o de desarrollo. Por lo general no pueden ser clasificados en las demás categorías. Aquí se incluyen los que no tienen el cordón umbilical ya que se lanzan y son de control remoto. Vehículos para fines especiales. **(Imagen 3-39.).**



Imagen 3-39. ROV Clase V. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)


CAGE
THR: 1
DPT: 210
HDG: 1
TRN:
PLAY
NE 60 75 E 105
067
TRN: -0.6
R: 0
ROV
DPT: 64
ALT: 0
BTY: 64
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, en este video se muestra la intervención de un "ROV Sistema Gerente de Correa o Traílla las cuales se explican a continuación..
Diseño Gerardo Serrano Rodríguez
Tesis 2019
Video 3.3 e Imagen 3.40 ROV'S Tether Management Systems (TMS) -ROV Sistema Gerente de Correa o Traílla (TMS)-
Dive Number: 5
10:45:54


PLAY
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, en este video se muestra la Comparación entre el Simulador y la Operación Real. las cuales se explican a continuación..
Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019
Video 3.4 e Imagen 3.41. VMAX SIMULATOR Comparación entre el Simulador y la Operación Real en el Fondo del Mar.

3.8. SISTEMAS DE INTERFACES DE ROV.

Para esta parte se hablará de las interfaces de los **ROV de clase III** que es la clase de trabajo.

3.8.1. BRAZO DEL ROV.

En primer lugar, está el **Brazo del ROV** que es un brazo robótico que no es programable, son brazos manipulables.

Los accesorios de estos brazos pueden ser herramientas como fauces, taladros, las fresas o Tijeras, Etc ... **(Imagen 3.42.)**.



Imagen 3.42. Brazos del ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.8.2. AGARRADERAS Y PUÑADURAS ROV-ROV STAB.

La agarradera más usada es la llamada **Cola de Pescado** y después la **Barra T.**
Los distintos tipos de agarraderas o puñaduras son: **(Imagen 3.43.).**

- Cola de Pescado.
- Barra D.
- Barra T.



Imagen 3.43. Agarraderas más Usadas. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

También tenemos **Puñaduras para ROV** que se clasifican en: **(Imagen 3.44.).**

- **Un solo puerto:** Solo son tapones que sellan y tiene un puerto de entrada y salida.
- **Puerto multipropósito:** Este tiene varios puertos en el que cada puerto hay una salida.
- **Enchufe**



Imagen 3.44. Puñaduras más Usadas. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)


PLAY
En el siguiente video lo puedes visualizar en un dispositivo o computadora dando click sobre esta imagen, se muestra la intervención de un “Funcionamiento del Brazo ROV.” las cuales se explican a continuación..
Diseño Gerardo Serrano Rodríguez
Tesis 2019
Video 3.5. e Imagen 3.45.
Funcionamiento del Brazo ROV.

3.8.4. HERRAMIENTAS DE TORQUE DEL ROV.

Estas herramientas con más de calibración que miden el torque que aplica la herramienta, generalmente se usan antes de ir a aplicarlo en el fondo para asegurarnos de que todo saldrá bien (Imagen 3.46.).



Imagen 3.46. Herramientas de Torque del ROV. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.8.5. HERRAMIENTAS DENTRO DE LOS SISTEMAS TIE-IN O SISTEMA DE CONEXIÓN.

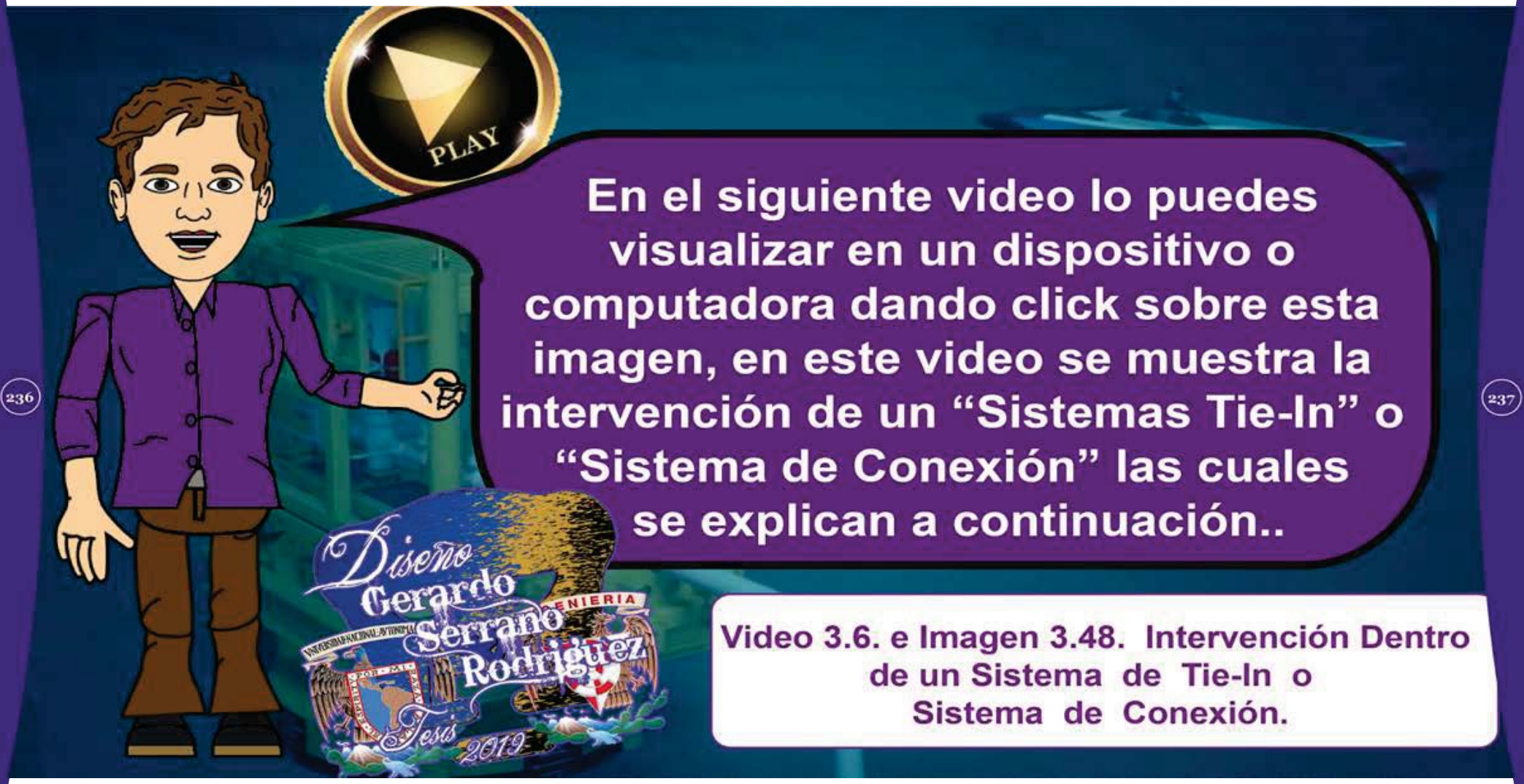
Ya hemos visto distintos tipos de herramientas como son las de Torque, agarraderas o puñaduras. Todas estas herramientas son estándares que el ROV ya trae siempre, pero habrá ocasiones en las que tengamos que diseñar un tipo de herramienta especial.

Para la conexión se necesitan distintos tipos de herramientas como son:

- Herramientas dinamométricas.
- Herramientas de instalación.
- Herramientas de accidente cerebrovascular.
- Herramientas de limpieza del sello.
- Herramientas de contingencia: Son como las de la imagen, por lo regular son cortadores de conectores. (Imagen 3.47.).



Imagen 3.47. Herramientas de Contingencia. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)



Video 3.6. e Imagen 3.48. Intervención Dentro de un Sistema de Tie-In o Sistema de Conexión.

3.8.6. HERRAMIENTAS DE FUNCIONAMIENTO SUBMARINO.

También se les llama herramientas de mecanismos más complicados o de manipulación más compleja, en la siguiente imagen se tiene una herramienta que será operada por un **ROV** para conectar o desconectar la válvula que contiene **(Imagen 3.49.).**



Imagen 3.49. Herramientas de Funcionamiento Submarino. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

El siguiente fue un proyecto real diseñado por un Ingeniero Mexicano llamado Roberto Rosales para la compañía NEMO. El proyecto fue un árbol de navidad de Statoil y había que reemplazar las válvulas en la parte baja, estas son válvulas de abatimiento de flujo.

El proyecto consistía en diseñar una herramienta simplificada para poder activar y desactivar y reemplazar estas válvulas.

La herramienta le llevo un total de un años de diseño y un año de fabricación y prueba. Se entregaron 4 herramientas de este tipo y se cobraron 4 millones de coronas noruegas que son como 8 a 10 millones de pesos mexicanos, El costo principal no es por el material si no que se cobró el tiempo y el ingenio **(Imagen 3.50.).**

3.8.7. POZO DE SONDEO O MOON-POOL.



Imagen 3.50. Diseño de un Ingeniero Mexicano para Noruega. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

Este pozo de sondeo no es más que un agujero que hay a la mitad de un barco para tender cables que se posicionan y una grúa en medio para bajar la carga y la herramienta.

Esta área es muy restringida porque si una persona cae en el agujero se hunde y no lo sacan hasta que salga por un costado del barco, no sale la persona debido a la densidad, como está lleno de burbujas lo que sucede es que la densidad del agua más la espuma es muy grande. Lo mismo pasa cuando nos revuelca una ola, por más que queremos pararnos y quitarnos no podemos hasta que bajan las burbujas.

La densidad en el pozo de sondeo es grande porque aumentan las burbujas del agua y eso se debe el peligro de caer hay **(Imagen 3.51.)**.



Imagen 3.51. Pozo de Sondeo o Moon-Pool. (Fuente: Tomada de Robots Submarinos ROV)

3.9. ESPUMAS O ELEMENTOS DE FLOTACIÓN.



Este es un tema muy común en la industria outsourcing, para instalar "Jumpers" ya sea horizontales o verticales siempre vamos a necesitar grúas, pero también nos ayudamos de **Elementos De Flotación** como **Espumas** que recubren áreas limitadas del "Jumper" para que pese menos y así facilitar la instalación. **(Imagen 3.52.)**.

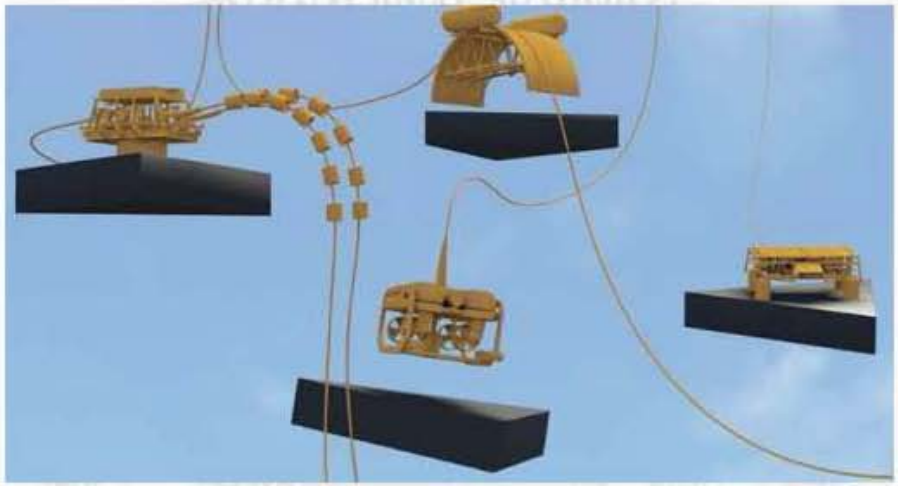


Imagen 3.52. Espumas o Elementos De Flotación. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)

Estas **Espumas o Elementos De Flotación** también se aplican para las tuberías o los ROV. En el caso de la imagen se puede ver a las **Espumas o Elementos De Flotación** como esponjas blancas que cubren la tubería. **(Imagen 3.53.).**

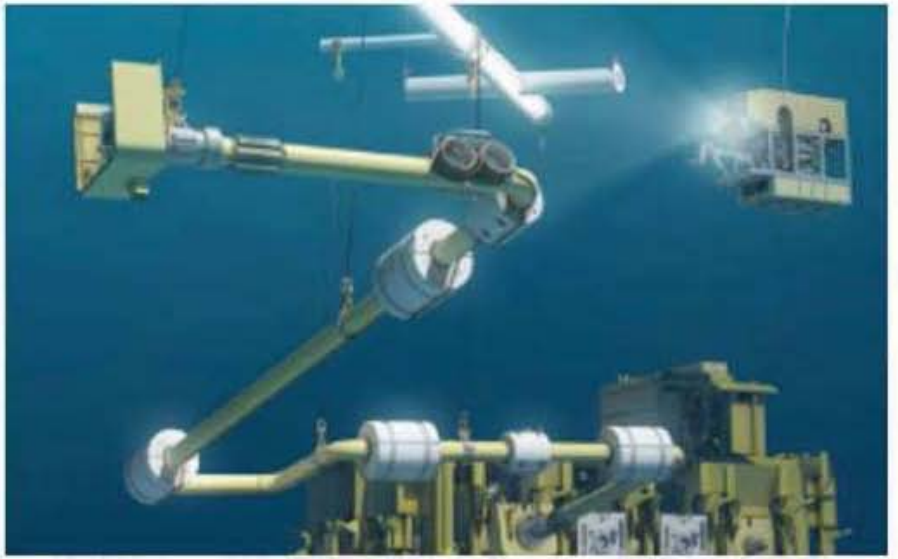


Imagen 3.53. Espumas o Elementos De Flotación-Esponjas Blancas. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)



La clave de todo este boom del coche eléctrico esta sobre todo en los elevados incentivos con los que el gobierno lleva años apoyando esta industria. En Noruega cuando eliges comprarte un coche si eliges un eléctrico te ahorras en impuestos básicamente una fortuna.

3.9.1. PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Este cálculo es el pan de cada día en la industria outsourcing, siempre se nos va a pedir el **"Peso Seco"** y el **"Peso Húmedo"**.
Entonces una cosa es **"Peso en el Aire"** y otra cosa es **"El Peso en el Agua"**.
El **"Peso Húmedo"** es igual a el **"Peso en el Agua"** y esto se calcula como el **"Peso Seco" menos la "Fuerza de Flotación"**. La **"Fuerza de Flotación"** es igual al **peso del "Agua Desplazada"**.
Hay que considerar que en los siguientes subtemas llamaremos a los cálculos **"Peso Húmedo"** y **"Peso Seco"** en lugar de **"Masa Húmeda"** y **"Masa Seca"**. En realidad, el cálculo de "Peso" es un cálculo de "Masa", aunque esto no es lo correcto es así como se usa en la industria. Ese calculo se tomara en cuenta en la **"Fuerza de Flotación"** donde se necesita la gravedad.

(Peso Seco) ≡ (Peso en el Aire)

(Peso Húmedo) ≡ (Peso en Agua) ≡ (Peso en Seco) - (Fuerza de Flotación)

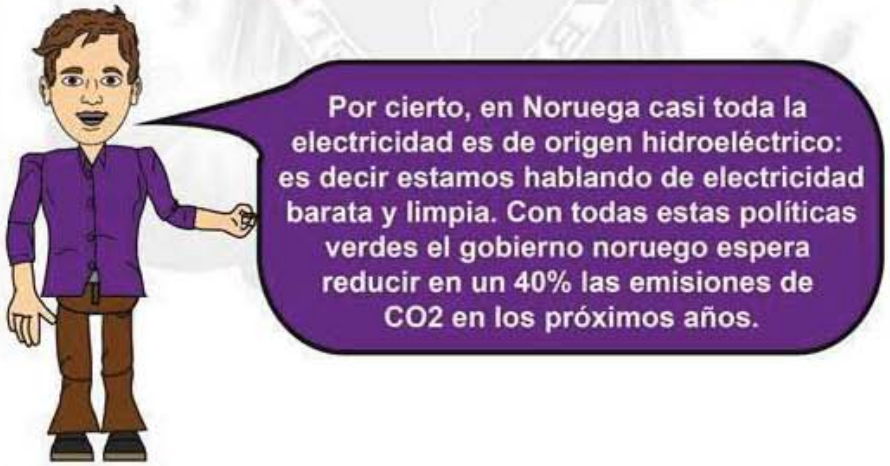
(Fuerza de Flotación)=(Peso del Agua Desplazada (Arquímedes))= $\delta_{liq\,des}V$

El **"Peso Seco"** es igual al "Volumen" por una "Diferencias de densidades entre el material y el agua"

(Peso Seco)= (Densidad del Material – Densidad del Agua)(Volumen)

Donde: δ_{agua}**=1,000 Kg/m³**

Esta fórmula nos deja ver que, si la densidad del material es mayor que la del agua, como el caso del acero el **"Peso Húmedo"** será **positivo**, quiere decir que **se hundirá**. Pero si la densidad del material es menor que la del agua como el caso de las espumas entonces el termino es **negativo** y se interpreta como **flotación (Imagen 3.54.)**.



$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Hùmedo \end{matrix} = \begin{matrix} Masa \\ Humeda \end{matrix} \right\| \; y \; \left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} = \begin{matrix} Masa \\ Seca \end{matrix} \right\| \rightarrow \begin{matrix} \text{Es así como se} \\ \text{usa en la industria} \end{matrix}$$

$$\rho\left[\frac{Kg}{m^3}\right] = \frac{m[Kg]}{V[m^3]}$$

$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} \text{Peso en} \\ \text{el Aire} \end{matrix} \right\| = \left\| \left(\begin{matrix} Densidad \\ del\ Material \end{matrix} - \begin{matrix} Densidad \\ del\ Agua \end{matrix} \right) \left(\begin{matrix} Volumen \\ del\ Objeto \end{matrix} \right) \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Densidad \\ del\ Agua \end{matrix} \right\| = \left\| 1,000 \left[\frac{Kg}{m^3}\right] \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Peso \\ Hùmedo \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso\ en \\ el\ Agua \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso \\ Seco \end{matrix} - \begin{matrix} Fuerza\ de \\ Flotaciòn \end{matrix} \right\|$$

$$\left\| \begin{matrix} Fuerza\ de \\ Flotaciòn \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} Peso\ del\ Agua \\ Desplazada\ (Arquimedes) \end{matrix} \right\| = \left\| (\rho_{liq\,despla})(v)(g) \right\|$$

$$\|\rho_{material}\| > \|\rho_{H_2O}\| \rightarrow \left\| \begin{matrix} Peso\ Hùmedo \\ Positivo \end{matrix} \right\| \; y \; \|Se\ Hundira\|$$

$$\|\rho_{material}\| < \|\rho_{H_2O}\| \rightarrow \left\| \begin{matrix} Peso\ Hùmedo \\ Negativo \end{matrix} \right\| \; y \; \|Flotara\|$$

Imagen 3.54. Calculo de los Elementos de Flotabilidad. (Fuente: Tomada de espumas, elementos de flotación y esponjas blancas)

3.9.2. EJEMPLO #1: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Ahora supongamos que tenemos unos bloques de acero, sabiendo que la densidad del acero es 8,000 Kg/m³ y la densidad del agua es 1,000 Kg/m³ , y el volumen que tiene este bloque que es de 100,000 cm³ .
¿Calcular el "Peso húmedo" y "Peso Seco"?

Datos	Calcular
ρ_{Acero}=8,000 Kg/m³ ρ_{H_2O}=1,000 Kg/m³ V_{Bloque}=1,000,000 cm³	Peso Seco= ¿? Peso Húmedo= ¿?

Solución

1-. Convertir el V_{Bloque}=1,000,000 cm³ a m³
Se sabe que 1m³=1,000,000 cm³ **entonces por regla de tres**
V_{Bloque}=1,000,000 cm³=1 m³

2-. Calculamos el "Peso Seco"
Usando la ecuación $\rho=m/v$ **y despejando la masa** $m=(\rho)(v)$ **sustituyendo valores**
$m=(8,000\ kg/m^3)(1m^3)$******* $m=8,000\ kg$
Por lo tanto Peso Seco=8,000 Kg.

3-. Calculando el "Peso Húmedo"
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotacion
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotacion=$(\rho_{fluido\ desplazado})(V)$
Fuerza de Flotacion=$(1,000\ kg/m^3)(1m^3)$
Fuerza de Flotacion=1,000 Kg
Sustituyendo en la ecuación de "Peso Húmedo"
Peso Humedo=(8,000 kg)-(1,000 Kg)
Peso Humedo=7,000 Kg

Resultados

Peso Seco=80 Kg=0.08 Toneladas
Peso Humedo=70 kg=0.07 Toneladas

Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá

3.9.3. EJEMPLO #2: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

¿Cuál es el peso seco y peso húmedo una barra de acero cuya densidad es 8,000 Kg/m^3 y mide 100 mm x 100 mm x 1 m ?

Datos	Calcular
ρ_{Acero}=8,000 Kg/m³ Medidas=100mm*100mm*1m	Peso Seco= ¿? Peso Húmedo= ¿?

Solución

1-. Calculo del Peso seco con la ecuación $\rho=m/v$ [Kg/m³]
Despejando la masa de la ecuación $m=(\rho)(v)$

2-. Homogenizamos las unidades del bloque
Se sabe que 1m=1,000mm

3-. Calculamos el volumen del bloque
Para calcular el volumen de un bloque cubico es $V_{bloque}=l*l*l$
$V_{bloque}=(100[mm])(100[mm])(1,000[mm])$
$V_{bloque}=10,000,000[mm^3]=10,000[cm^3]=0.01[m^3]$

4-. Sustituimos todos nuestros datos en la ecuación $m=(\rho)(v)$
$m=(8,000[kg/m^3])(0.01[m^3])$
m=80[Kg]
Peso Seco=80[Kg]

5-. Para el cálculo del "Peso Húmedo" tenemos que
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotación
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotacion=$(\rho_{fluido\ desplazado})(V)$
Fuerza de Flotacion=$(1,000\ kg/m^3)(0.01m^3)$
Fuerza de Flotacion=10 Kg

Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotacion
Peso Humedo=(80[kg])-(10[kg])
Peso Humedo=70[kg]

Resultados

Peso Humedo=(80[kg])-(10[kg])
Peso Humedo=70[kg]

El peso húmedo de los bloques de acero es de 0.07 toneladas en el agua mientras que en el aire pesa 0.08 toneladas. Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá

3.9.4. EJEMPLO #3: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Para la barra del ejemplo #2, Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 70 [Kg] vs 50 [Kg], De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 20 [Kg].
Considerar que la densidad del elemento de flotación es 500[kg/m³]

Datos	Calcular
Peso Seco=80[Kg] Peso Humedo=70[kg] $\rho_{\text{Elemento de Flotación}}$=500[kg/m³] Diferiencia=20[kg]	$Vol_{\text{Elemento de Flotación}}$=¿?[m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"

$m=(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})(v)$

$v=m/(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})$

$v=20\ [Kg]/(500[Kg/m^3]-1{,}000[Kg/m^3])$

$v=-(1/25\ [m^3]) = -0.04[m^3]$

Resultados

En el resultado se puede ver que el volumen del material de flotación es negativo. El volumen de cualquier cuerpo se calcula con magnitudes de longitud. Y, una magnitud siempre es una cantidad positiva. En consecuencia, el volumen no puede ser negativo, de lo contrario estaríamos hablando de un tema llamado antimateria.

En la teoría sería aceptable este resultado, pero físicamente habría que hacer modificaciones a la densidad del material.

En el siguiente punto trabajaremos el mismo ejercicio, pero con una densidad del volumen de flotación mayor.

3.9.5. EJEMPLO #4: PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Para la barra del ejemplo #2, Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 70 [Kg] vs 50 [Kg], De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 20 [Kg].
Considerar que la densidad del elemento de flotación es 5,000[kg/m³]

Datos	Calcular
Peso Seco=80[Kg] Peso Humedo=70[kg] $\rho_{\text{Elemento de Flotación}}$=5,000[kg/m³] Diferiencia=20[kg]	$Vol_{\text{Elemento de Flotación}}$=¿?[m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"

$m=(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})(v)$

$v=m/(\rho_{\text{Elemento de Flotación}}-\rho_{\text{Agua}})$

$v=20\ [Kg]/(5{,}000[Kg/m^3]-1{,}000[Kg/m^3])$

$v= 0.005[m^3] = 5{,}000[m^3]$

Resultados

Para la barra de 10,000 [cm³] el volumen de los elementos de flotación es 5,000[cm³]

3.10. DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA PARA LA TECNOLOGÍA SUBMARINA.

A las herramientas de funcionamiento submarino también se les conoce como herramientas de mecanismos más complicados o de manipulación más compleja, en las siguientes páginas de **Mi Tesis** realizaremos un ejemplo real de un diseño de herramienta para intervenir un **Árbol de Navidad o Christmas Tree.**

La búsqueda de recursos energéticos ha llevado a las actividades de exploración a buscar en zonas y aguas más profundas, consecuentemente, los desafíos de los contratistas cambian y se hacen más exigentes.

El incremento de los costos de los proyectos a gran escala se traduce en que la eficiencia de las unidades de perforación se haga cada vez más importante.

El diseño de las unidades de perforación ha de satisfacer las nuevas demandas de futuro de la industria mediante un amplio desarrollo, prueba y puesta en servicio de mejoras eficientes. Es por eso que el objetivo de esta parte es diseñar una herramienta de manipulación, el objetivo es demostrar que no solo se puede crear una herramienta para intervenir, también se puede diseñar una barcaza, una plataforma o sistemas de producción submarina.

El siguiente fue un proyecto real **Diseñado por un Ingeniero Mexicano** llamado Roberto Rosales para la compañía NEMO. El proyecto fue el diseño de una pieza para realizar el doblamiento de una tubería de enfriamiento que tenía fugas, la tubería de enfriamiento pertenecía a un **Árbol de Navidad o Christmas Tree.**

El proyecto consistía en **Diseñar una Herramienta** simplificada y poder activarla o desactivarla mediante un **ROV,** esta herramienta serviría para poder doblar un tubo y posteriormente la compañía podría hacer las reparaciones que crea pertinentes como cambiar las válvulas cortar la tubería, etc.

La herramienta le llevo un total de 5 semanas de diseño y fabricación y prueba. Se entregaron 4 herramientas de este tipo y **se cobraron por cada una 8 millones de Coronas Noruegas que son como 18 a 20 millones de Pesos Mexicanos** (Considerando que 1 Corona Noruega son 2.5 Pesos Mexicanos). El costo principal no es por el material si no que **se cobró el tiempo y el ingenio.**

Para este capítulo se usó el diseñó de un proyecto con un problema que fue real en el Mar del Norte de Noruega.

Esta simulación inicio con un cliente que tenía el problema original y necesitaba que se realizara una herramienta para poder intervenir en un **Árbol de Navidad o Christmas Tree** que se encontraba en uno de los pozos.

El propósito del **Tema 3.10.** es mostrar un poco como se maneja la tecnología submarina para solucionar problemas reales.

3.10.1. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA.

- Se tiene una tubería refrigerante de 8 cm (SCH10) dentro de la estructura y la tubería refrigerante tiene fugas.
- Como consecuencia de esa fuga se tuvo que cerrar esa línea de flujo.
- Se cortó la tubería como parte de la operación de reparación.
- Se necesita diseñar una herramienta de doblado.
- La herramienta se puede apoyar en cualquier parte de la estructura.
- Lo único que nos interesa es diseñar la herramienta que genere el doblez para una operación extra que se va hacer, ya sea soldar, poner un tapón, cambiar válvulas etc.
- Lo que se haga después de poner el tapón no les compete como diseñadores de la herramienta.
- La compra principal será el pistón para el diseño de la herramienta.
- La herramienta puede doblar el tubo para dentro o para afuera **(Imagen 3.55).**

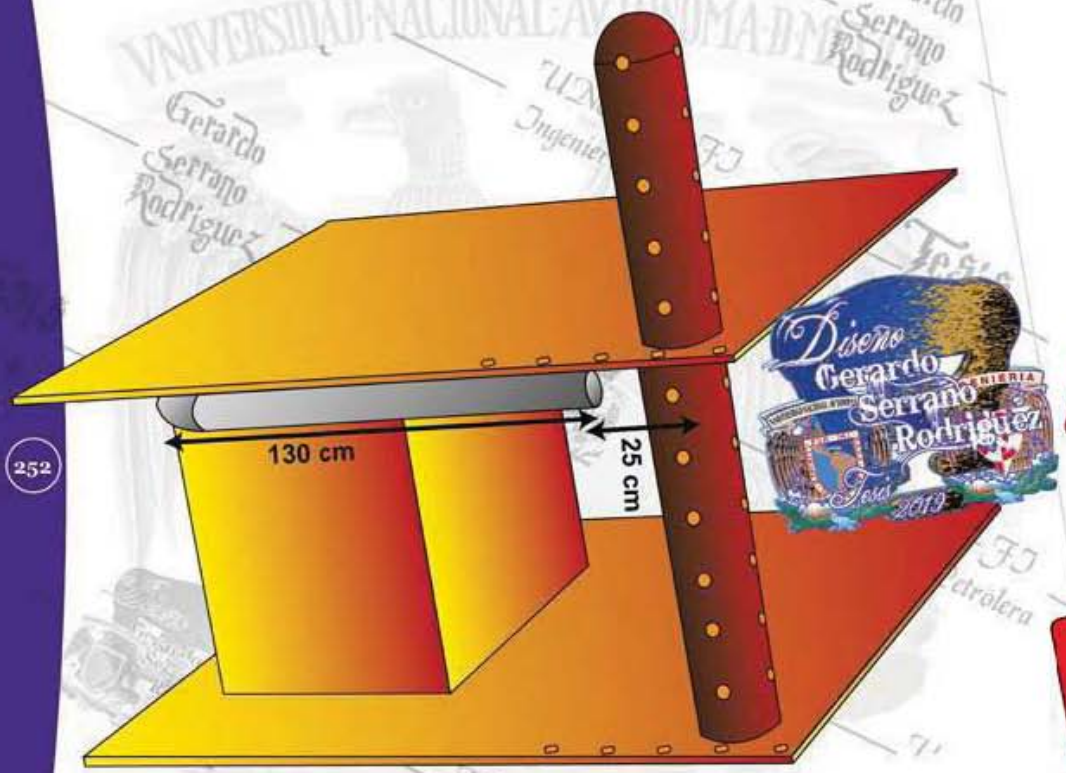
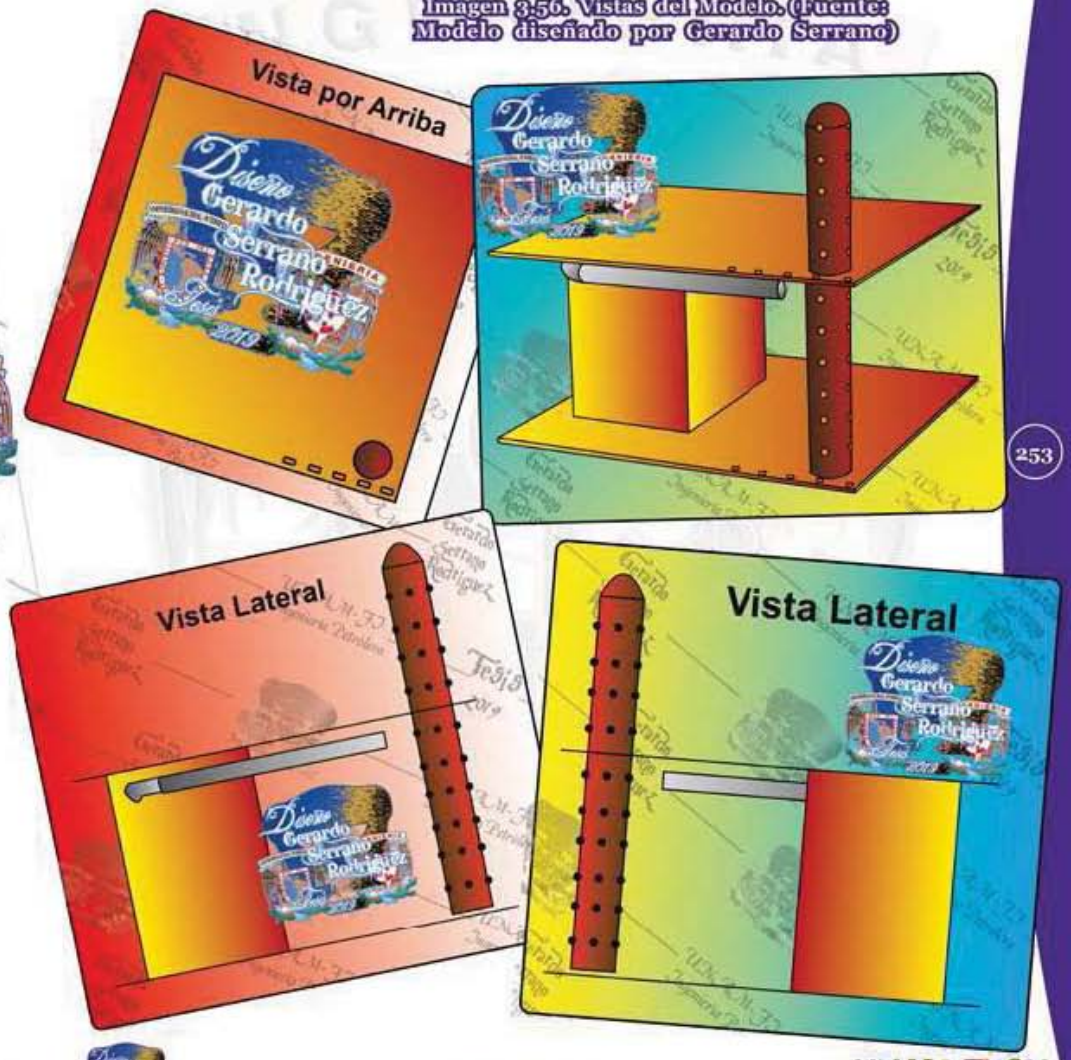


Imagen 3.55. Problema a Solucionar. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

Este fue un **"Verdadero Problema Submarino"**, en el que pidieron diseñar y fabricar una herramienta.

En el problema real se asignaron las siguientes unidades de trabajo para la elaboración del diseño. **(Imagen 3.56.)**.

Imagen 3.56. Vistas del Modelo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



3.10.2. TAREA DE CADA UNIDAD DE TRABAJO.

El equipo se conformó de las siguientes unidades de trabajo.

- **Project Manager o Líder de Proyectos** (Director y subdirector del proyecto) - dos personas.
- **Equipo de Ingenieros** (Ingenieros y diseñadores) - tres personas.
- **Comprador** (Adquisiciones) - dos personas.
- **Pruebas y Terminación Mecánica** (Ingenieros y especialistas de prueba) - tres personas.

Project Manager o Líder de Proyectos (Director y Subdirector del Proyecto): Tiene que hacer un itinerario o un programa de entrega, un estimado de los costos del proyecto y encargado de la presentación.
Sus tareas son:

- Administración del Proyecto / Liderazgo / Coordinación.
- Horario.
- Estimación de costos.
- Interactuar con el cliente.

Equipo de Ingenieros (Ingenieros y Diseñadores): Encargados del diseño de la herramienta y de la lista de materiales a usar.
Sus tareas son:

- Diseño de herramientas.
- Lista de materiales.
- Manual de operación.

Comprador (Adquisiciones): Tienen que identificar los materiales que van a necesitar, decir cuánto tiempo y cuánto cuesta estos materiales. Los materiales serán: El material para las estructuras que es el acero, el pistón, elementos de flotación.
Sus tareas son:

- Identificar los componentes disponibles (estándar) para ser utilizados en el diseño.
- Obtener los plazos de entrega y los costos de los artículos adquiridos.
- Seguimiento de la entrega de los Proveedores.

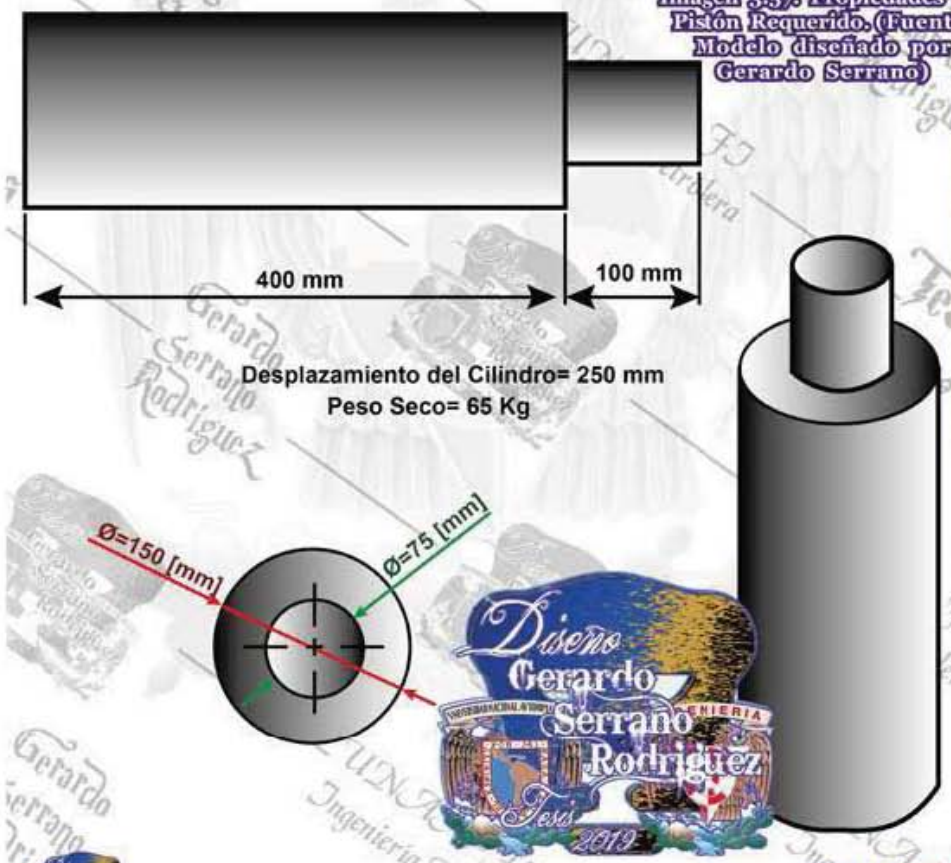
Pruebas y Terminación Mecánica (Ingenieros y Especialistas de Prueba): Hacer un procedimiento de operación y prueba, un procedimiento simplificado de la operación de la herramienta.
Sus tareas son:

- Plan de programa de pruebas.
- La documentación final y la entrega.

3.10.3. PISTÓN.

Este es un pistón que el comprador eligió para que se realice el diseño de la herramienta.
Este pistón es hidráulico y cuando esta contraído mide 500 mm o 50 cm de longitud.
Tiene un diámetro de 150 mm o 15 cm.
El desplazamiento del pistón es 250 mm o 25 cm.
El pistón puede usarse para empujar o jalar 25 cm.
Tiene un peso seco de 65 kg.
Volumen del Pistón es de 8333 cm^3 0.008333 m^3.
El costo del pistón es de 1,934,595 Coronas Noruegas.
La densidad cuando se desplace el pistón se considerará constante **(Imagen 3.57).**

Imagen 3.57. Propiedades del Pistón Requerido. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



El proveedor tiene distintos tipos de pistones y eso cambiaría la forma de ser montados en la placa metálica. Hay que buscar la configuración del pistón que sea la más óptima para ser montada sobre la placa (Imagen 3.58.).



Imagen 3.58. Tipos de Pistones a Elegir. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.4. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES.

Acero Inoxidable.
- **Densidad:** 7800 kg / m3.
- **Precio:** 40 Coronas Noruegas por kg.

Pistón Cualquier Modelo.
- **Peso:** 65 kg.
- **Volumen:** 8333 cm^3 0.00833 m^3.
- **Precio:** 1,934.595 Coronas Noruegas por pieza.

Elementos de Flotación (1,000 m de Profundidad).
- **Densidad:** 4000 kg / m3.
- **Precio:** 90 Coronas Noruegas por kg.

Costo Hora Hombre.
- **Tiempo:** 40 horas por semana durante 5 semanas.
- **Precio:** Para todos los integrantes del proyecto será de 387.50 Coronas Noruegas por hora excepto Pruebas y Terminación Mecánica que es 581.25 Coronas Noruegas por hora, esto porque la unidad de trabajo necesita más presupuesto para hacer las pruebas (Tabla 3.2.).
- Una Corona Noruega equivale a $2.25 Pesos Mexicanos.



Noruega en un pais muy rico con un estado de bienestar enorme, pero con un problema o al menos una característica que pone furiosos a los miembros de Greenpeace: hablamos de la importancia que tiene la producción del petróleo en Noruega.

3.10.5. CONSIDERACIONES.

Se tomarán las siguientes consideraciones para la entrega de la herramienta.

- 40 horas / semana.
- Detalle de diseño y fabricación (estructura y flotabilidad): 3 semanas.
- Ensamble: 1 semana después de que todo el material disponible.
- Pruebas y entrega: 1 semana.

Plan de Energía Hombre.

Se desgloso las horas de trabajo de cada una de las unidades de trabajo en porcentajes, el líder de proyecto estará presente en todas las áreas mientras que las unidades de trabajo de pruebas al principio tendrán una participación de 30 % ya sea asistiendo a pruebas o juntas entre el resto de las unidades de trabajo **(Tabla 3.1.)**.

	Detalles, Diseño y Fabricación	Ensamblaje	Pruebas y Entrega
Project Manager o Líder de Proyecto	100 %	100%	100%
Equipo de Ingenieros	100%	100%	80 %
Comprador	100%	30%	20%
Pruebas y Terminación Mecánica	25%	50%	100 %

Tabla 3.1. Plan de Energía Hombre. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

Costo de Horas Hombre

Para todos los integrantes del proyecto será de 387.50 Coronas Noruegas por hora excepto Pruebas y Terminación Mecánica que es 581.25 Coronas Noruegas por hora, esto porque la unidad de trabajo necesita más presupuesto para hacer las pruebas **(Tabla 3.2.)**.

Hora-Hombre	
*Project Manager o Líder de Proyecto. *Equipo de Ingenieros. *Comprador.	387.50 Coronas Noruegas por hora
*Pruebas y Terminación Mecánica	581.25 Coronas Noruegas por hora

Tabla 3.2. Costo de Horas Hombre. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.6. DOCUMENTACIÓN FINAL.

Una vez terminado se entregará al cliente lo siguiente:

- Una presentación por parte de la compañía para la venta del producto.
- Esquemas de la herramienta.
- Diseño del dispositivo.
- Itinerario de Proyecto o Programa de entrega (Diagrama de Gantt).
- Beneficios y Costos.
- Materiales a usar (Acero, Elementos de Flotación y Pistón).
- Un manual de operación.
- Se tiene que entregar un reporte al cliente explicando los puntos anteriores.

3.10.7. ANÁLISIS DEL ENTORNO.

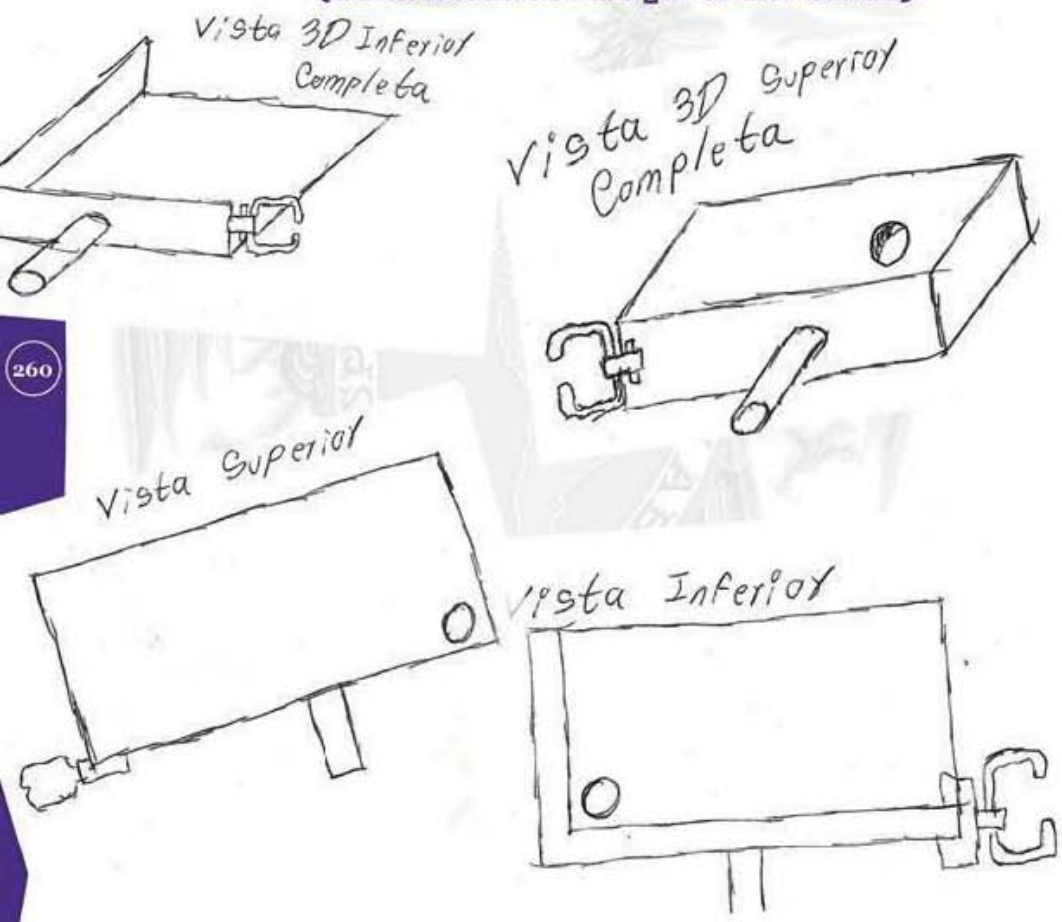
Del proyecto encargado por el cliente se conoce que:

- Se tiene una tubería refrigerante con una fuga y en consecuencia se tiene que cerrar la línea de flujo para hacer reparaciones.
- Se encargó el diseño de una herramienta para poder sellar el paso de la tubería mediante un doblez para una operación extra que se va hacer, ya sea soldar, poner un tapón, cambiar válvulas etc.,.
- Lo que se haga después de doblar con la herramienta no nos compete como diseñadores de la herramienta.
- Para este proyecto tendremos que hacer unidades de trabajo (Lideres de Proyecto, Equipo de Ingenieros, Compradores, Equipo de pruebas y Terminación Mecánica).
- Nos dan la opción de elegir cuatro distintos pistones los cuales no tienen diferencia en cuanto a funcionamiento, dimensiones, costo, la única diferencia es el diseño y eso cambiara la forma de ser montados en el diseño de la herramienta.
- Se sabe que el pistón puede empujar y puede jalar gracias al emplazamiento que tiene que son 25 cm.
- Lo más recomendable es usar el pistón para empujar la tubería y doblarla.
- Podemos usar la placa de la parte superior para apoyarnos y transmitir fuerza a la tubería.
- Cada material tiene sus propias características mencionadas en el **Tema 3.10.4.** en el caso de los flotadores para conocer el precio, volumen y peso se tiene que calcular el **"Peso Húmedo frente al Peso Seco"** como se vio en el **Tema 3.9.**
- Conocemos el costo de cada uno de los materiales, así como el de las unidades de trabajo para poder hacer un presupuesto.
- El día de la entrega se entregará un documento final con todos puntos mencionados en el **Tema 3.10.6.**

3.10.8. DISEÑOS DEL DISPOSITIVO FLEXIONADOR Y ESQUEMAS.

- Primero se realizó el bosquejo del diseño a mano alzada en diferentes vistas: **(Imagen 3.59.)**.

Imagen 3.59. Diferentes Vistas del Dispositivo a Lápiz. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



- En el siguiente dibujo se puede observar que se usara un pistón que estará en un esquinero de acero inoxidable, también contara con una pinza que se usara como punto de apoyo para doblar el tubo que causa el problema. **(Imagen 3.60.)**.

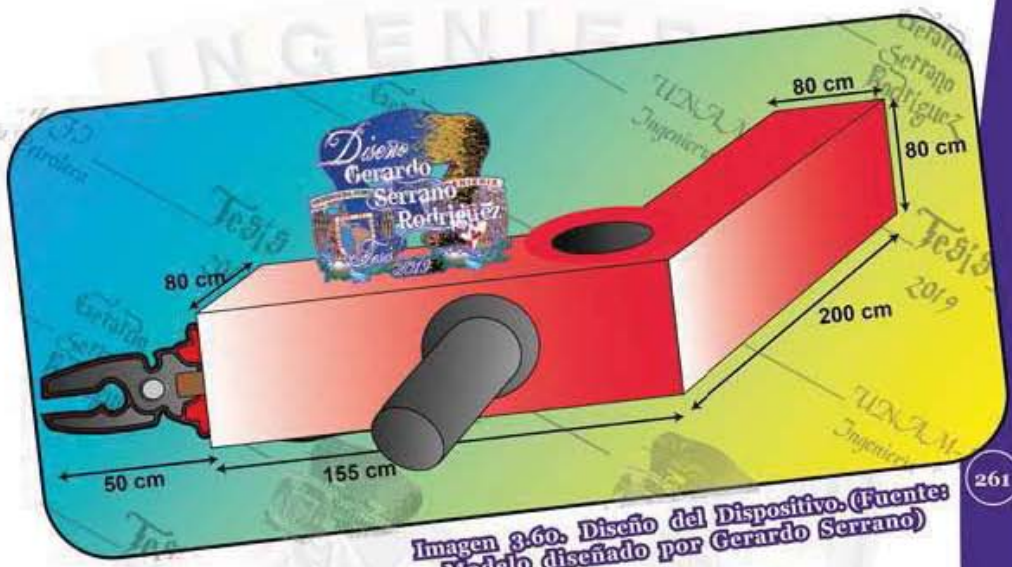


Imagen 3.60. Diseño del Dispositivo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



Desde que se descubrieron las primeras reservas de petróleo Noruega paso de ser un país más a ser la Arabia Saudita de Europa. Como te puedes imaginar toda esta revolución petrolera que vivió el país supuso la llegada de mucho dinero que ayudo a poner en pie la Noruega que todos conocemos.

- La placa con el pistón y el brazo de soporte va a entrar en el tubo para hacer esquina.
- El **ROV** accionara el brazo de soporte o tenaza para sostener el tubo y generar un punto de apoyo para que el tubo pueda ser doblado con mayor facilidad.
- El **ROV** podrá accionar el pistón para poder hacer el doblez.
- A continuación, se aprecia en el diagrama como sería la operación del equipo (**Imagen 3.61.**).
- La tenaza gira y sostiene el tubo para generar un punto de apoyo, este punto de apoyo facilitara la acción. Después de esto va a accionar el cilindro o pistón y se va a generar el doblez.
- Todo este equipo se va a bajar mediante una grúa y solo se va a necesitar el **ROV** para la operación del sistema.
- Se diseñó la herramienta para que con el empuje del pistón genere una flexión al tubo de 13.3° con toda la carrera del pistón, la flexión será hacia adentro para alcanzar una separación formando un triángulo rectángulo con el cateto opuesto a 13.2° de 200 mm.

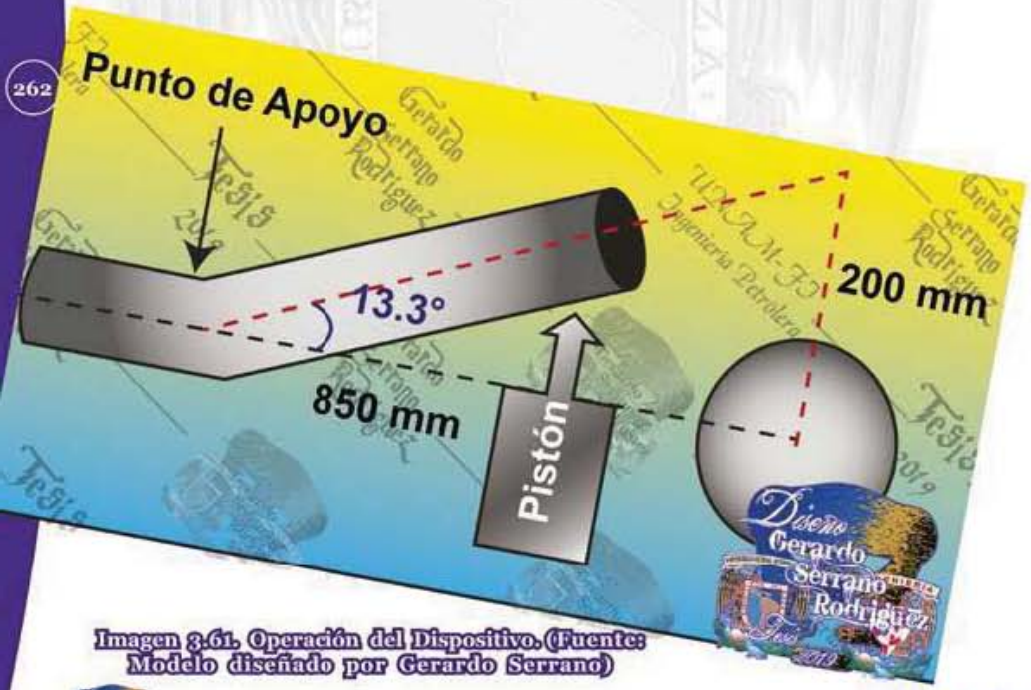


Imagen 3.61. Operación del Dispositivo. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.9. CALCULO DEL PESO HÚMEDO FRENTE A PESO SECO.

Consideraremos el peso final de la placa de 8,935 Kg que sumados al peso del pistón que es de 65 kg da un peso total a el dispositivo de 9,000 Kg que serán bajados mediante espumas o flotadores.

Datos	Calcular
$Peso_{Placa}$=8,935 Kg $Peso_{Piston}$=65 Kg $Peso_{Dispositivo}$= $Peso_{Placa}$+$Peso_{Piston}$ $Peso_{Dispositivo}$=9,000Kg	$V_{Dispositivo}$= ¿? ρ_{Piston}= ¿? V_{Placa}= ¿?

Solución

1-. Para conocer la volumen del dispositivo se obtiene de la formula

$\rho_{Dispositivo}$=M[Kg]/V[m³]
$V_{Dispositivo}$= M[Kg]/ρ [Kg/m³]
$V_{Dispositivo}$= 9,000[Kg]/7,800 [Kg/m³]
$V_{Dispositivo}$= 1.1539 [m³]

2-. Calculando la densidad del pistón:

ρ_{Piston}=M[Kg]/V[m³]
ρ_{Piston}=61[Kg]/0.008333 [m³]
ρ_{Piston}=7,800 [Kg]/[m³]

3-. Calculando el volumen de la placa de acero inoxidable

ρ_{Placa}=M[Kg]/V[m³]
V_{Placa}= M[Kg]/ρ [Kg/m³]
V_{Placa}=8,935[Kg]/(7,800 [Kg]/[m³])
V_{Placa}=1.1455[m³]

Resultados

	Densidad	Peso	Volumen
Pistón.	7,800 [Kg]/[m³]	65 [Kg]	0.008333 [m³]
Placa: Acero Inoxidable.	7,800 [Kg]/[m³]	8,935 [Kg]	1.1455 [m³]
Dispositivo: Pistón mas placa.	7,800 [Kg]/[m³]	9,000[Kg]	1.1539 [m³]
Espumas o Flotadores	4,000 [Kg]/[m³]	¿?	¿?

Tabla 3.3. Características de los Materiales.

Como se había mencionado en el **Capítulo 3.9.** estos cálculos son el pan de cada día en la industria outsourcing y ahora son necesarios para conocer el **Volumen, La Masa y El Costo** o la inversión que haremos en espumas o flotadores.

Hasta aquí la placa y el pistón ya están unidos en una sola pieza formando el dispositivo.

Tenemos la placa de acero inoxidable más el pistón que forman el dispositivo, la densidad de la placa de acero inoxidable es la misma que la del pistón por lo tanto la densidad del diseño es de 7,800 Kg/m³ y sabiendo que la densidad del agua es 1,000 Kg/m³ , el volumen que tiene el dispositivo es de 1.1539 m³. ¿Calcular el "Peso húmedo" y "Peso Seco"?

Datos	Calcular
$\rho_{Dispositivo}$=7,800 Kg/m³ ρ_{H_2O}=1,000 Kg/m³ $V_{Dispositivo}$=1.1539 m³	Peso Seco= ¿? Peso Húmedo= ¿?

Solución

1-. Calculamos el "Peso Seco"
Usando la ecuación $\rho=M[Kg]/V[m^3]$ **y despejando la masa** $m=(\rho)(v)$
sustituyendo valores
$m=(7,800\ kg/m^3)(1.1539m^3)$
$m=9,000\ kg$
Por lo tanto Peso Seco=9,000 Kg

2-. Calculando el "Peso Húmedo"
Se sabe que Peso Humedo=Peso Seco-Fuerza de Flotación
Donde por Arquímedes la
Fuerza de Flotación=$(\rho_{liq})(V)$
Fuerza de Flotación=$(1,000\ kg/m^3)(1.1539m^3)$
Fuerza de Flotación=1,153.9 Kg
Sustituyendo en la ecuación de "Peso Húmedo"
Peso Humedo=(9,000 Kg)-(1,153.9 Kg)
Peso Humedo=7,846.1 Kg

Resultados

Peso Seco=9,000 Kg=9 Toneladas
Peso Humedo=7,846.1 Kg=8 Toneladas

El peso húmedo de los bloques de acero es de 8 toneladas en el agua mientras que en el aire pesa 9 toneladas. Como el Peso Húmedo es positivo el bloque se hundirá.

Para el mismo dispositivo. Calcular el volumen de los elementos de flotación para contrarrestar la diferencia de 7,846.1 [Kg] vs 5,846.1 [Kg], De qué tamaño tiene que ser mi elemento de flotación para que me dé una flotación de 2,000 [Kg]. Considerar que la densidad del elemento de flotación es 4,000[kg/m³]

Datos	Calcular
Peso Seco=9,000 Kg Peso Humedo=7,846.1 Kg $\rho_{Elemento\ de\ Flotación}$=4,000[kg/m³] Diferiencia=2,000[kg]	$V_{Elementos\ de\ Flotción}$= ¿? [m³]

Solución

1-. Con la ecuación $m=(\rho)(v)$ **podemos calcular el "Volumen del elemento de flotación"**
$m=(\rho_{Elemento\ de\ Flotación}-\rho_{Agua})(v)$
$V=m/(\rho_{Elemento\ de\ Flotación}-\rho_{Agua})$
$V=(2,000\ [Kg])/(4,000[Kg/m^3]-1,000[Kg/m^3])$
$v=0.6667[m^3]=670,000[cm^3]$
Para el dispositivo con volumen de 1.1539 [m³] **el volumen de los elementos de flotación es** 0.6667[m³]

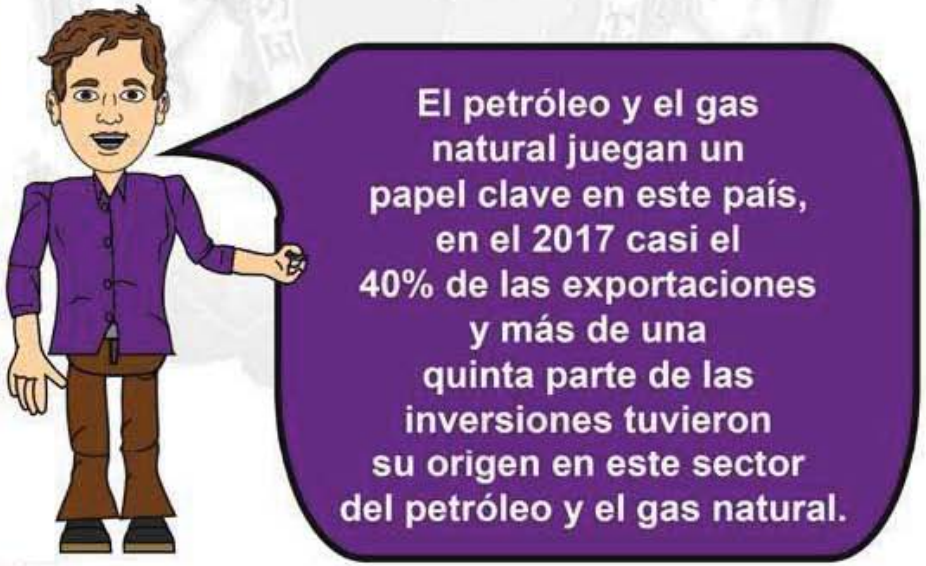
2-. Calculando la masa de las espumas o flotadores
$m=(4,000[kg/m^3])(0.6667[m^3])$
$m=2,666.8\ [kg]$

	Densidad	Peso	Volumen
Pistón.	7,800 [Kg]/[m³]	65 [Kg]	0.008333 [m³]
Placa: Acero Inoxidable.	7,800 [Kg]/[m³]	8,935 [Kg]	1.1455 [m³]
Dispositivo: Pistón mas placa.	7,800 [Kg]/[m³]	9,000[Kg]	1.1539 [m³]
Espumas o Flotadores	4,000 [Kg]/[m³]	2,666.8 [kg]	0.67[m³]

Tabla 3.4. Características de los Materiales.

3.10.10. MANUAL DE OPERACIÓN.

1. El ROV toma la pieza y desciende 2,350 metros de profundidad.
2. La pieza se embona al tubo de soporte colocándose como esquinero obteniendo una pieza estática, que quedara fija al tubo de la pared.
3. El ROV girará el brazo de soporte, se ajustará, cierra la mordaza y activa el mecanismo de sostén del brazo para empezar a doblar el tubo.
4. El ROV inyectará aceite al pistón para que funcione hidráulicamente.
5. El mecanismo hidráulico del pistón genera el empuje en el tubo que hará el codo.
6. Observaremos detenidamente por medio de otro ROV el movimiento de la tubería.
7. Se recomienda al momento de doblar esperar 5 minutos para que tenga efecto el cambio de ángulo, esto debido a la maleabilidad del material.
8. Una vez hecho el codo con el pistón se le quita presión al mecanismo hidráulico del pistón para que regrese a su posición antes del empuje.
9. El ROV extrae el aceite del pistón.
10. El ROV suelta la mordaza y extrae el brazo de soporte y se desemboca del tubo de soporte.
11. El ROV sale a la superficie con la pieza.



3.10.11. ITINERARIO DE PROYECTO (DIAGRAMA DE GANTT).

En cuanto al itinerario de trabajo se tiene una actividad de trabajo de cinco semanas.

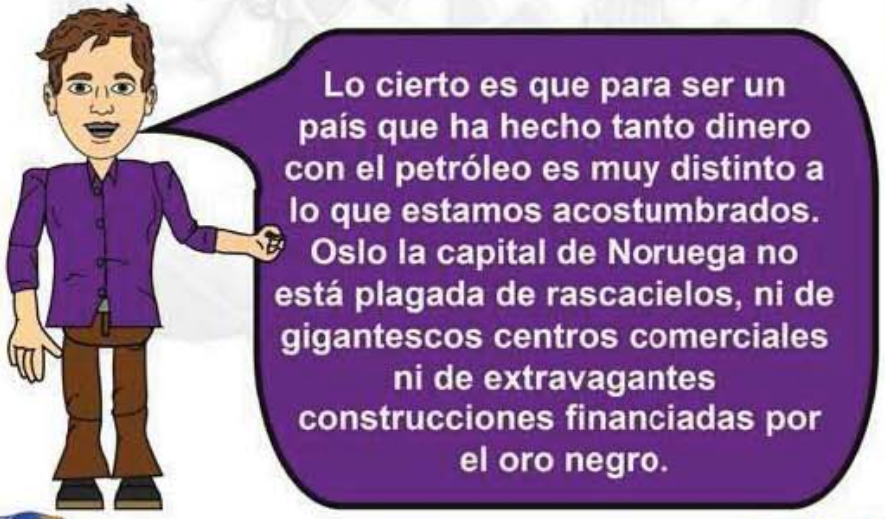
En la etapa uno el equipo de diseño empezaría a trabajar desde la semana uno, la solicitud y elección del pistón se consideran tres días y a partir de la selección generar el diseño de la herramienta.

En la Etapa dos que es el ensamble del producto, cabe recalcar que todos los elementos fijos y móviles de la herramienta que no son el pistón pueden ser ensamblados durante los primeros tres días en lo que llega el tiempo de entrega que es de tres semanas.

Entonces los primeros tres días tenemos el ensamble de la herramienta excepto el pistón y los siguientes dos el pistón será instalado con la estructura completa.

En la etapa tres se proceden con las pruebas y el análisis y discusión de resultados.

De acuerdo al esquema de trabajo las fechas de comienzo y entrega del proyecto serían las siguientes: (Tabla 3.5.).



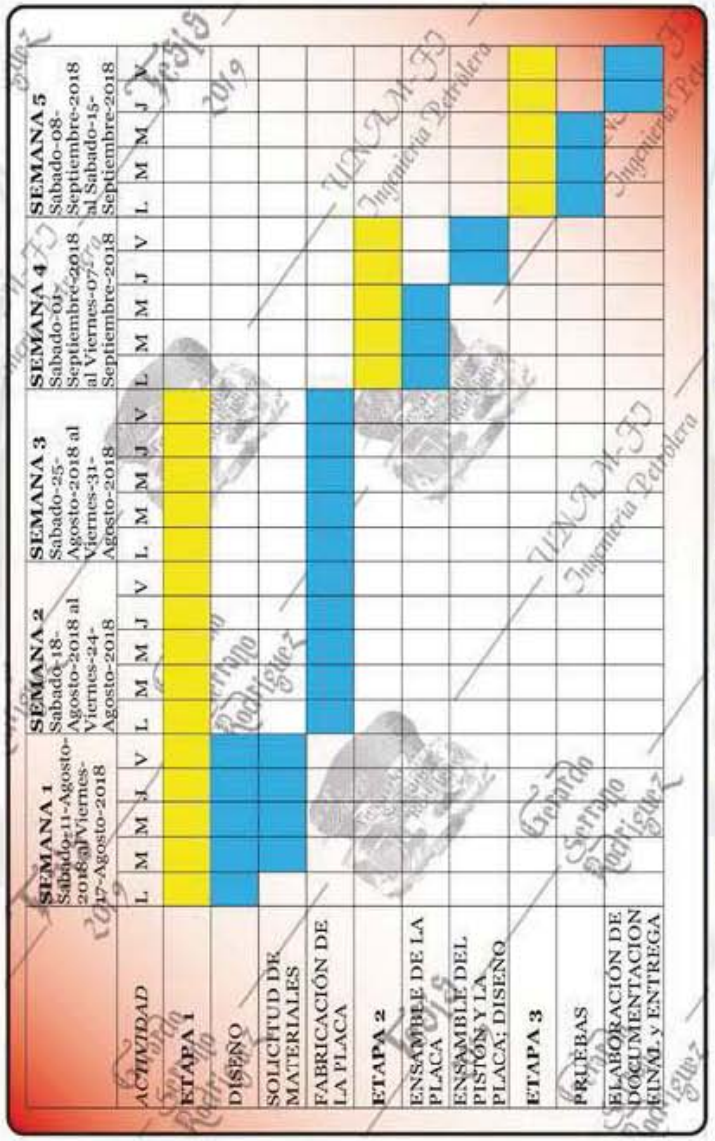


Tabla 3.5. Itinerario de Proyecto (Diagrama de Gantt). (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

3.10.12. BENEFICIOS, COSTOS Y MATERIALES.

BENEFICIOS.

- Está compuesto de un elemento que no requiere una herramienta adicional para fijarlo.
- El punto de apoyo se genera con la misma herramienta, no hay necesidad de soldaduras o soportes extra.
- El ROV realiza un solo viaje de trabajo, instala el dispositivo, ejecuta la actividad y regresa con el dispositivo en un solo recorrido.
- Es eficaz y satisfactorio.
- Los tiempos de operación se reducen considerablemente.

COSTOS.

El costo de esta estructura se desglosa en la siguiente tabla **(Tabla 3.6.)**.

Cantidad	Material	Descripción	Valor unitario (C.N.)
1 Pieza	Pistón	**Volumen:** 0.008333m³ **Peso:** 65 kg **Densidad:** 7,800 **Costo:** 1,934.595 C.N.	1,934.595 Coronas Noruegas
1 Pieza de 8,935 kg	Placa de Acero Inoxidable	**Volumen:** 1.145m³ **Peso:** 8,935 kg **Densidad:** 7,800 **Costo:** 40 C.N. por Kg	(40 C.N.)*(8,935 Kg) 357,400 Coronas Noruegas
1 Piezas de 2,666.8 kg	Flotadores o Espumas	**Volumen:** 0.6667 m³ **Peso:** 2,666.8 kg **Densidad:** 4,000 **Costo:** 90 C.N. por Kg	(90 C.N.)*(2,666.8 Kg) 240,012 Coronas Noruegas
3 Personas	Costos Hora-Hombre *Pruebas y Terminación Mecánica	**Trabajan:** 40 horas a la semana durante 5 semanas. **Costo:** 581.25 C.N. por hora.	(581.25 Coronas Noruegas) *(40 horas a la semana)*(5 semanas)*(3 Personas) 348,750 Coronas Noruegas
7 Personas	Costos Hora-Hombre *Project Manager o Líder de Proyecto. *Equipo de Ingenieros. *Comprador.	**Trabajan:** 40 horas a la semana durante 5 semanas. **Costo:** 387.50 C.N. por hora.	(387.50 Coronas Noruegas) *(40 horas a la semana)*(5 semanas)*(7 Personas) 542,500 Coronas Noruegas
		Total:	3,423,257 Coronas Noruegas

Tabla 3.6. Costos del Material para la Estructura. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)



Video 3.7. y Imagen 3.61. Diseño de una Herramienta para la Tecnología Submarina. (Fuente: Modelo diseñado por Gerardo Serrano)

CAPÍTULO 4: "EL CICLO DE VIDA DE LOS POZOS SUBMARINOS, PERFORACIÓN Y POZOS"

4.1. INTRODUCCIÓN A LOS POZOS SUBMARINOS EN LA PLATAFORMA CONTINENTAL NORUEGA (PCN).

Este es el tema número cuatro que incluye perforación, este tema lleva el nombre de **"Perforación y Pozos"** por una mala traducción ya que el termino en inglés es **"Drilling and Well"** pero porque en ingles cuando se dice **"Drilling and Well Activities"** engloba todo lo que es perforación, refinación mantenimiento, intervención, taponamiento y operación en pozos y en español no se tienen ningún equivalente, por eso la traducción **"Perforación y Pozos"**.



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

4.1.1. ¿QUÉ ES UN POZO SUBMARINO?

Se le llama así a todo pozo construido sobre el lecho marino sin importar el tirante de agua. Estos pozos pueden ser productores, inyectores o de exploración (Imagen 4.1).

Tipos de pozos por ubicación.

- Terrestre.
- Costa afuera.
  - Submarino.
  - Plataforma.



Imagen 4.2. Pozos Submarinos Perforados y Terminados en la Plataforma Continental de Noruega por Año desde 1982. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.1.2. POZOS SUBMARINOS EN LA PLATAFORMA CONTINENTAL NORUEGA.

En Noruega una de las ventajas que tiene es que todo es público y esta información se puede encontrar en www.norskpetroleum.no/ que es la página oficial en Noruega creada por la Secretaria de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos en Noruega.

Esta información la saque de la Comisión de Hidrocarburos en Noruega y la siguiente gráfica refleja como es el desarrollo de pozos submarinos.

En la siguiente gráfica se muestra el primer pozo submarino terminado en 1982 y de ahí va en ascenso, hasta ahora van más de 1200 pozos submarinos y mas de 800 cabezales submarinos instalados (Imagen 4.2).

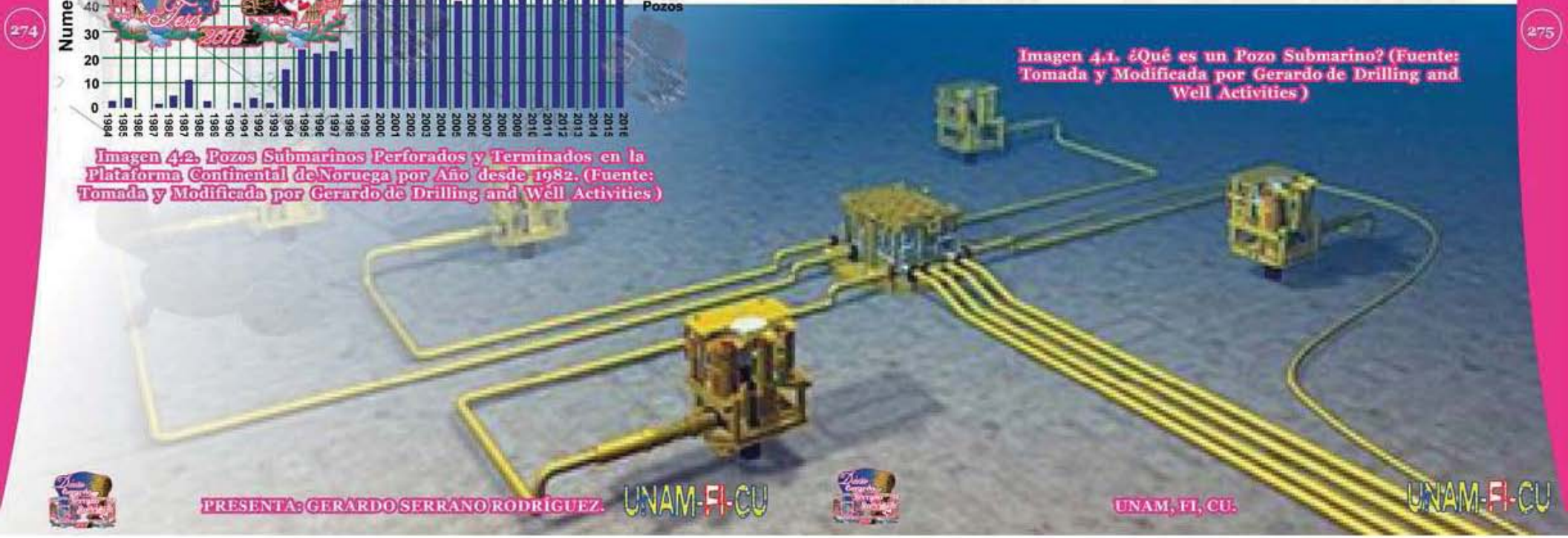


Imagen 4.1. ¿Qué es un Pozo Submarino? (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.1.3. TIPO DE POZOS SUBMARINO POR PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN.

Hay tres tipos de pozos, uno es el Pozo inicial después el Pozo sidetrack y por último el Pozo multilateral.

Pozo Inicial: Que es el pozo original.
Pozo Sidetrack: Cuando se acaba el primer pozo hay que taponarlo y abandonarlo y se hace otro pozo.
Pozo Multilateral: Se perfora el pozo y cuando quieres sacar de varias capas, normalmente es en capas delgadas de aceite y quieres hacer pozos horizontales entonces perforas y haces pozos multilaterales (Imagen 4.3.).

En la siguiente gráfica se muestra en color los pozos que se han perforado y terminado en



Imagen 4.3. Pozos Submarinos. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

la plataforma continental de Noruega. La tecnología prácticamente es nueva de principios de este siglo, en la gráfica se ve como los Noruegos empezaron a dominar los procesos de los **Pozos Multilaterales** y de ahí despuntaron, la gráfica es el reflejo de los números, tienen 1,200 pozos con mas de 800 cabezales y así se optimizan los recursos (Imagen 4.4.).

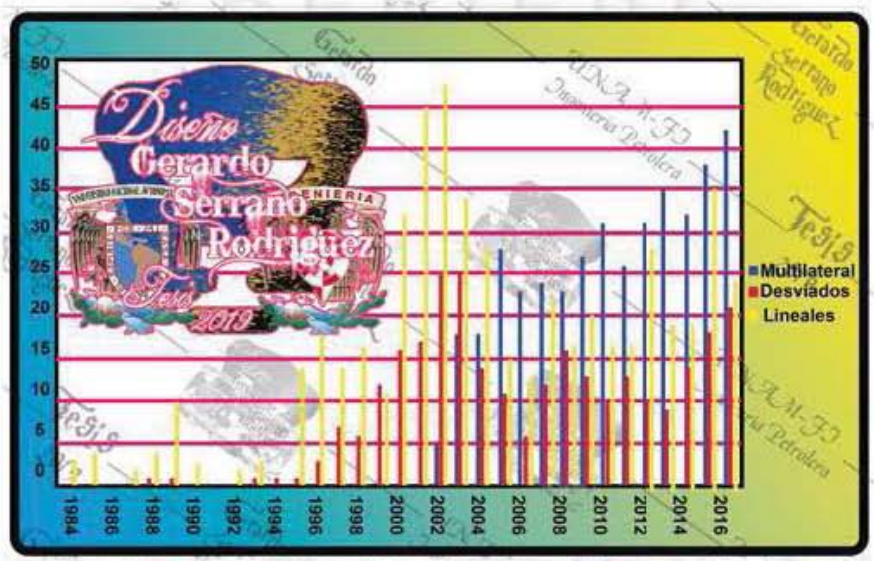
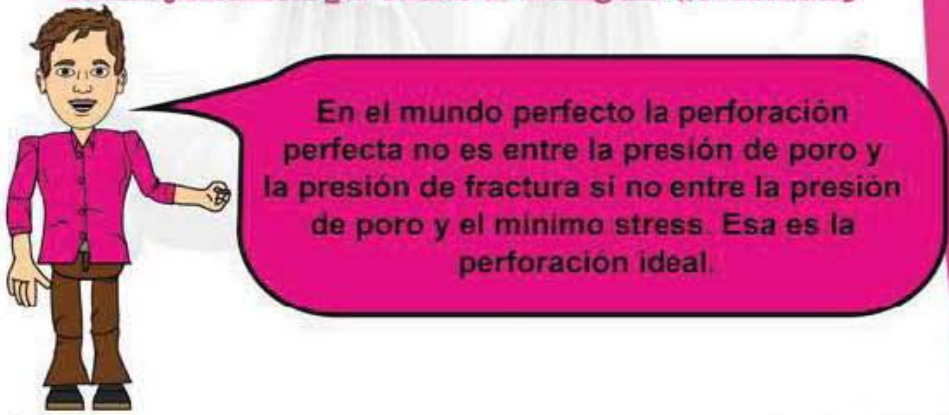


Imagen 4.4. Tipos de Pozos Submarinos Terminados por Año. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)





La plataforma continental de Noruega se divide en tres áreas que son el **Mar del Norte, el Mar de Noruega y el Mar de Barents** que es la parte más pequeña y donde menos hidrocarburos hay **(Imagen 4-5.)**.

Imagen 4-5. Plataforma Continental de Noruega. (Fuente: Tomada de Drilling and Well Activities)

La siguiente gráfica muestra todos los cabezales submarinos instalados en la plataforma continental de Noruega y los campos que tienen más cabezales son **"Troll"** que es un campo gigante de gas y **"Ostra"** que es un campo de aceite y gas condesado. Es en **"Troll"** donde están la mayor parte de pozos multilaterales **(Imagen 4-6.)**.

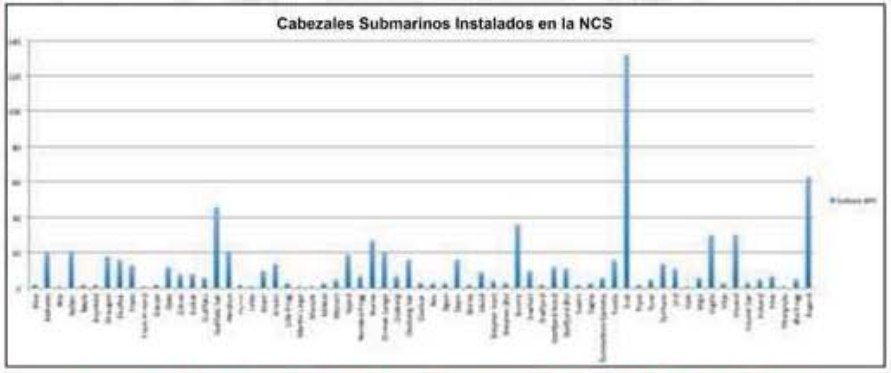


Imagen 4-6. Cabezales Submarinos Instalados en la Plataforma Continental de Noruega. (Fuente: Tomada de Drilling and Well Activities)

4.1.4. ¿AGUAS SOMERAS, PROFUNDAS O ULTRA-PROFUNDAS?.

Siempre se oye hablar sobre **Aguas Someras, Profundas o Ultra-Profundas,** esto lo que quiere decir es que depende de la regulación del lugar donde estemos. Los reguladores son los que designan y regulan la definición de **Aguas Profundas y Ultra Profundas (Tabla 4.1.)**.

País/Norma	Aguas Someras	Aguas Profundas (m)	Ultra Aguas Profundas (m)
U.S.A.	0-300	300-1,800	>1800
Noruega Statoil	0-600	600-1,600	>1600
México Pemex	0-500	500-1,500	>1500
ISO/API	0-610	610-1,800	>1,800
NORSOK	0-600	600-1,600	>1600

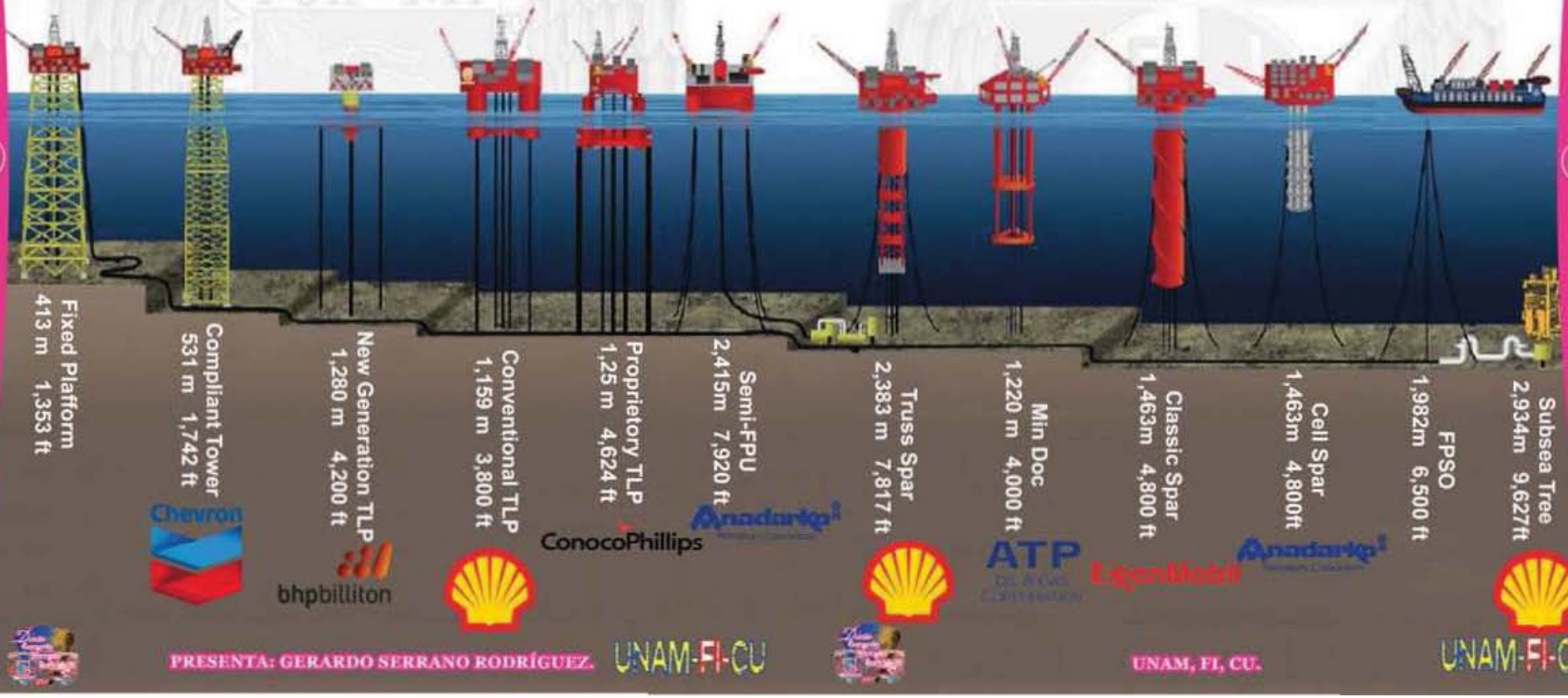
Tabla 4.1. Distintas Regulación para Diferentes Profundidades. (Fuente: Tomada de Drilling and Well Activities)



En la siguiente imagen se ven diferentes equipos. En Noruega los pozos submarinos se perforan usando 3 tipos de instalaciones **"Jack Up" "Semi-sumergibles"** y **"Barcazas de Perforación"**.

La embarcación con la que se perforan y terminan más pozos en Noruega son los **Semi-Sumergibles** y son el 96% de los pozos. Solo el 2% se perfora con barcazas y estos son los únicos pozos de aguas ultra profundas que tiene Noruega, son pozos de gas en el campo overlanger. El otro 2 % restante se ha perforado con plataforma **Jack Up** que son tirantes muy someros de 150 metros aproximadamente **(Imagen 4.7)**.

Imagen 4.7. Diferentes Equipos de Perforación Dependiendo de la Profundidad. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



4.1.5. EJEMPLO DE UNA PLATAFORMA DE PERFORACIÓN.

Estos son unos **Diagramas de una Plataforma de Perforación en Noruega**, la de lado Izquierdo es una plataforma de cuarta generación **(Imagen 4.8.)** y la de lado derecho es una de sexta generación, **(Imagen 4.9.)** La de sexta generación tiene doble RAM, aquí en México la única que tiene doble RAM es la plataforma Bicentenario, la doble RAM es simplemente para agilizar perforaciones, en un lado perforas y en otro lado bajas la tubería.

En estas imágenes a escala también se muestra como están estructuradas las áreas de la plataforma, **(Imagen 4.8. e Imagen 4.9.)**. Con estos diagramas podemos responder las preguntas ¿Dónde está el ROV? ¿Dónde está piso de perforación? ¿Dónde está la tubería? ¿Dónde llega el helicóptero? ¿Dónde están las grúas? ¿Dónde están los cuartos de dormir? Y ver la diferencia entre ambas plataformas.



Imagen 4.8. Plataforma de Cuarta Generación. (Fuente: Tomada de equipos de perforación)

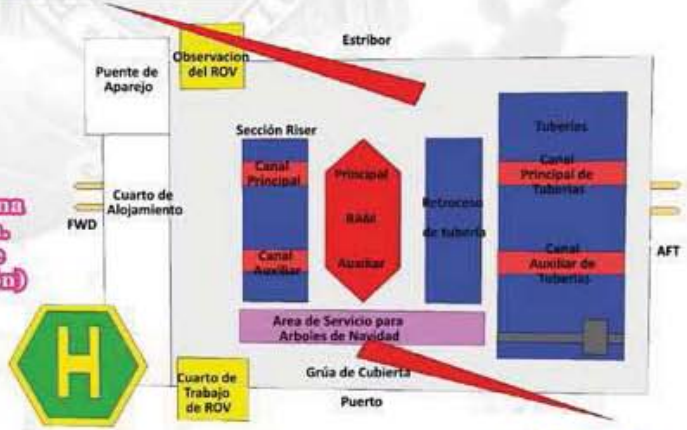


Imagen 4.9. Plataforma de Sexta Generación. (Fuente: Tomada de equipos de perforación)

4.1.6. RENTABILIDAD DE LOS POZOS SUBMARINOS.

Para la **Rentabilidad** tenemos dos gráficas muy sencillas que nos dicen que depende del tirante de agua y del número de pozos.

A mayor número de pozos por cada tirante de agua los pozos de plataforma son más rentables ya que puedes poner la mayor cantidad usando toda la infraestructura que tienes. Esto también depende de que se va a producir y donde se va a producir. **(Imagen 4.10.)**.

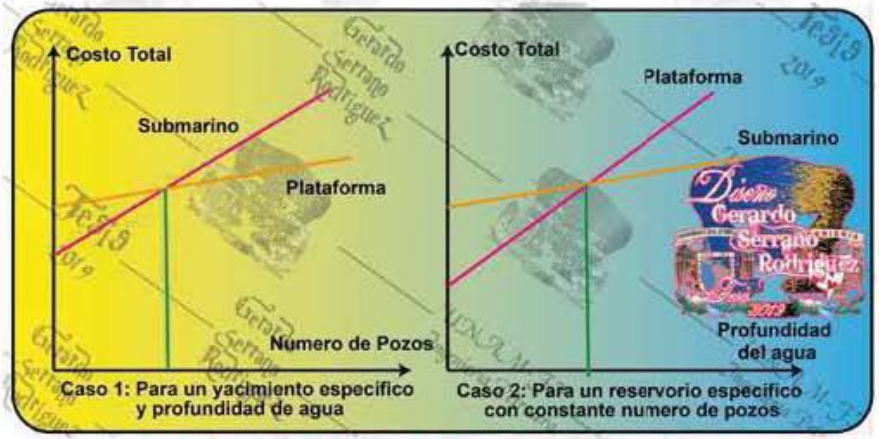


Imagen 4.10. La Rentabilidad Depende del Tirante de Agua y del Numero de Pozos. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de equipos de perforación)

4.2. CICLO DE VIDA DE UN POZO SUBMARINO.

Es de vital importancia **El Ciclo de Vida de un Pozo Submarino** desde que nace hasta que muere y no solo hasta que muere si no que hay que hacer un buen entierro que sea adecuado para no afectar su entorno.

4.2.1. EL PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DE UN POZO SUBMARINO.

El proceso de construcción de un pozo submarino es: **(Imagen 4.11.)**.

1. Viabilidad del pozo.
2. Concepto, desarrollo y la planificación.
3. Operaciones de ejecución.
4. La evaluación de los resultados y la transferencia de la experiencia.
5. Terminación o finalización del proyecto.

Imagen 4.11. Proceso de Construcción de un Pozo Submarino. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de equipos de perforación)



4.2.2. EL CICLO DE VIDA DE UN POZO.

El pozo tiene un ciclo en la que nace, se desarrolla y se termina (Imagen 4.12).

- Se Perfora.
- Se Termina.
- Se le da Mantenimiento.
- Se Repara.
- Se Tapona.
- Se Abandona.



Imagen 4.12. Fases del Pozo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de equipos de perforación)

Un yacimiento petrolero puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y en algunas ocasiones una fase gaseosa.

Su **Ciclo de Vida** comienza desde que este es descubierto y estudiado con la finalidad de: Delimitarlo, determinar el volumen de su reserva, caracterizar el sistema roca-fluidos, para posteriormente pasar a su explotación y desarrollo.

Tradicionalmente durante la vida productiva de un Yacimiento Petrolero se distinguían únicamente dos periodos de explotación:

- Explotación por Comportamiento Primario.
- Explotación por Recuperación Secundaria.

A partir de los años 70´s el sustancial incremento en el precio de los hidrocarburos, en particular del aceite permitieron la aplicación de métodos de recuperación más avanzados y costosos en la recuperación del aceite con lo cual comenzó a reconocerse una tercera etapa de recuperación conocida como

Explotación por Recuperación Terciaria o (Secundaria) Mejorada.

Explotación por Comportamiento Primario. Durante este periodo el aceite es drenado hacia los pozos naturalmente por efecto del gradiente de presión que existe entre el fondo del pozo (Pwf) y la presión existente en el Yacimiento (Pws), a medida que el Yacimiento es explotado los fluidos contenidos en la roca comienzan a expandirse y la presión tiende

a bajar de forma proporcional al ritmo de producción y a los mecanismos involucrados, en tal caso la energía del Yacimiento comienza a ser insuficiente para llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, por lo cual se hace necesario el uso de Sistemas Artificiales de Producción (SAP), estos le proporcionan energía adicional al pozo para poder llevar los fluidos a la superficie incrementando de esta forma la producción.

La recuperación Primaria termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado o cuando se producen cantidades importantes de otros fluidos (gas y agua). El porcentaje de recuperación en esta etapa es del orden del 10-15% pero puede ser mayor o menor dependiendo de la cantidad de gas que posea el fluido y de los mecanismos de empuje del Yacimiento.

Explotación por Recuperación Secundaria. Cuando termina la etapa de explotación primaria y la presión del Yacimiento comienza a decaer se aplican métodos de recuperación Secundaria estos consisten en inyectar fluidos dentro del Yacimiento con la finalidad de mantener dentro de este un gradiente de presión (Mantenimiento de Presión). Estos fluidos son inyectados por ciertos pozos a los cuales se es conoce como pozos inyectores y su función es desplazar o arrastrar los hidrocarburos hacia los pozos productores.

Hasta los años 70´s el precio de los hidrocarburos hacia que los únicos fluidos que fueran económicamente factibles para ser inyectados fueran el agua y en algunas ocasiones el gas natural.

El drenado de aceite por agua permite elevar el factor de recuperación de aceite hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% dependiendo las las propiedades tanto de la roca como del fluido.

Explotación por Recuperación Terciaria o (Secundaria) Mejorada. Después de las anteriores dos etapas de recuperación en el Yacimiento aun queda entre un 60 y un 80 % (72% Promedio) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria se encuentran limitados por 2 factores principalmente:

- A escala de poro, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas Capilares.
- A escala Yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, debido a esto el fluido sigue caminos de flujo preferenciales.

La Recuperación Mejorada consiste en una serie de métodos enfocados en resolver principalmente estos dos problemas con el fin de lograr un mayor factor de recuperación de Hidrocarburos. (Imagen 4.13.).

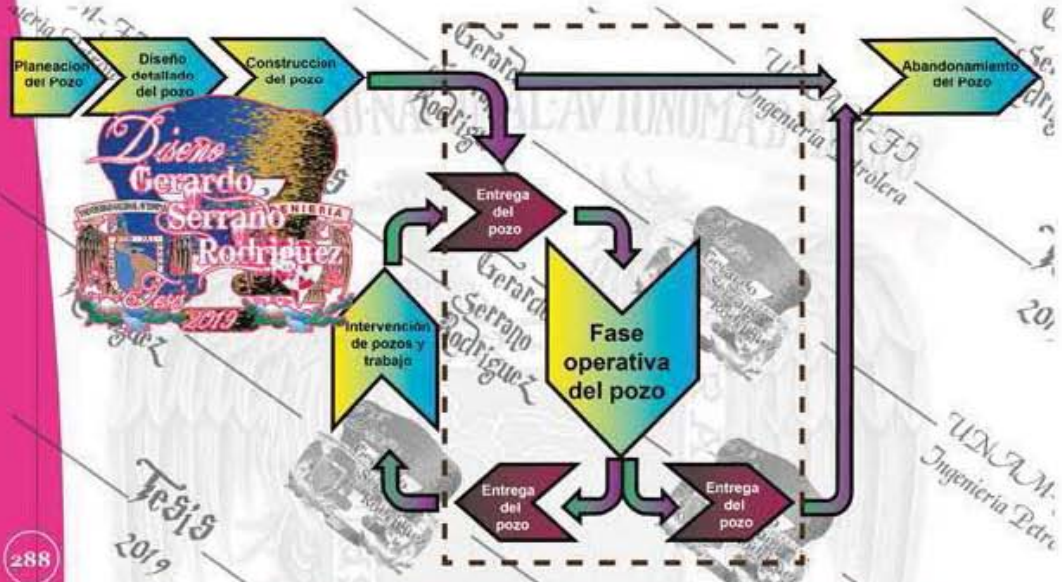
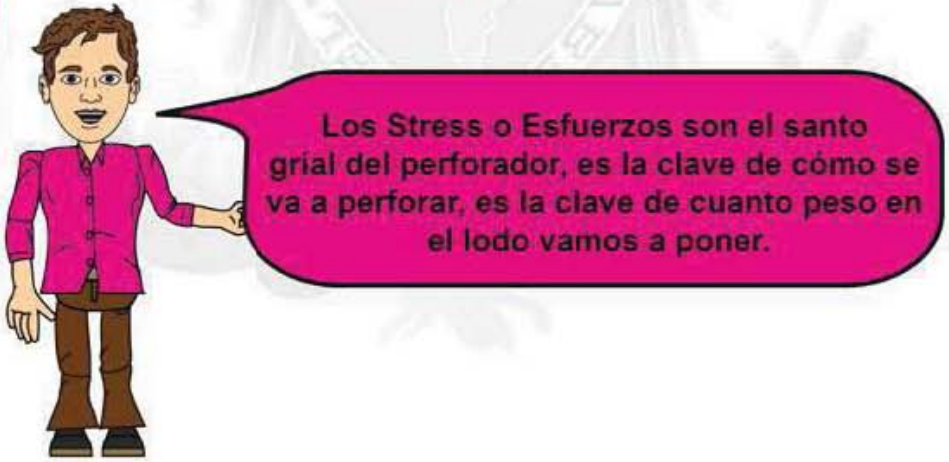


Imagen 4.13. Fases del Pozo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de equipos de perforación)



4.3. ESTANDARIZACIÓN DE BARRERAS SEGUN NORSOK.

De aquí en adelante vamos a usar mucho el siguiente diagrama del cual no nos vamos a salir de aquí hasta que termine el tema (Imagen 4.14.).

Este diagrama es la herramienta principal de todas las actividades de perforación de pozos en Noruega, es relativamente nuevo para la industria y de hecho el estándar de pozos de ISO que acaba de salir este año 2017 lo acaba de incluir y los Noruegos son pioneros en esta parte.

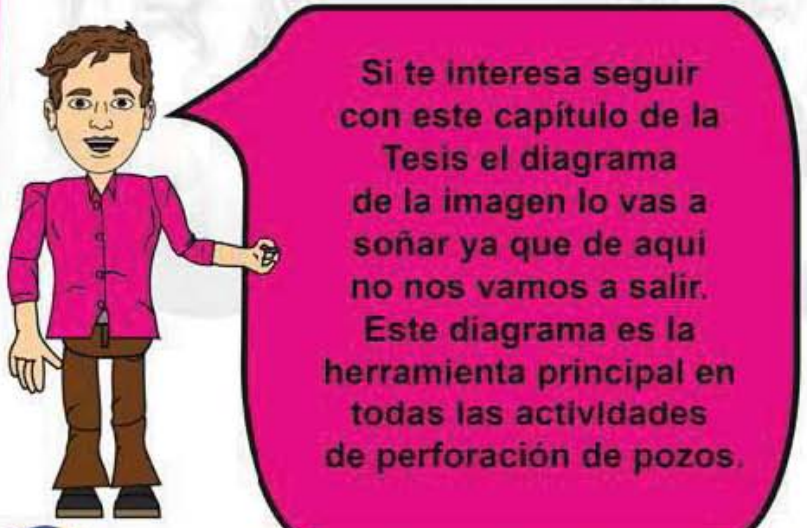
Los Noruegos son muy buenos sistematizando, categorizando y administrando información de aquí que se creen muchas herramientas para tener el control detallado de todo lo que ocurre y este mapa les permite hacer eso.

En este mapa todo lo que está en **Azul son las Barreras Primarias** de un pozo y lo que está en **Rojo son todas las Barreras Secundarias** de un pozo.

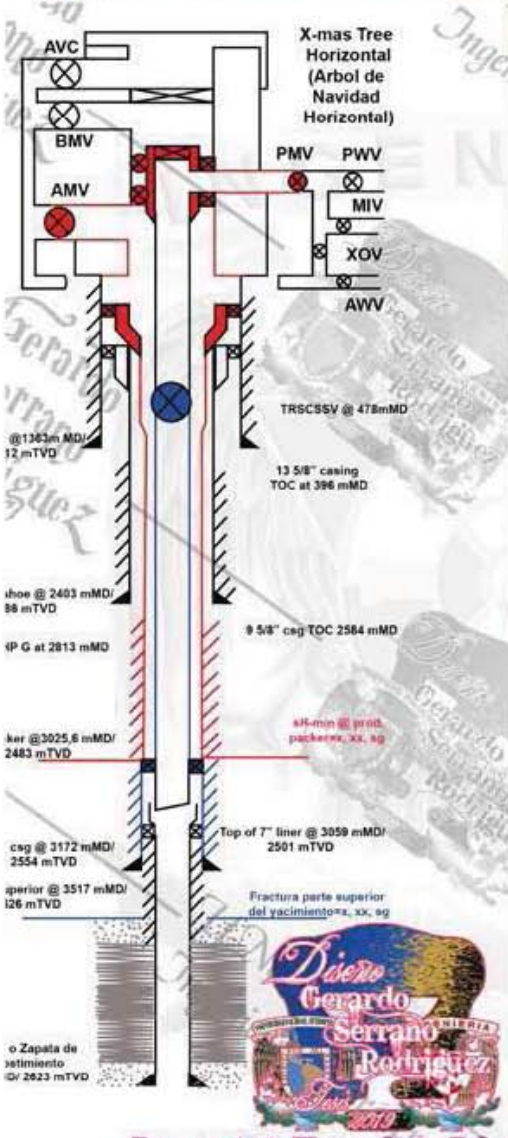
¿A qué me refiero con Barreras?. La regulación de Noruega dice que toda actividad de perforación de pozos en todo momento debe tener dos barreras que pueda operar, si tú tienes un pozo en el cual una de las dos barreras a fallado por normatividad tienes que cerrar ese pozo y suspender la operación.

Este documento permite tener un control de las barreras y así decir que barrera es y cómo está probada y cuando fue probada y como fue probada. En la parte de hasta abajo del documento. Las líneas de color **Rojo, Naranja, Amarillo** y **Verde** son el sistema de categorización de integridad de pozos que es lo que se verá más adelante, es un sistema muy sencillo y está basado en el sistema de tráfico que es **Rojo, Naranja, Amarillo** y **Verde**

Los **Pozos Verdes** son los pozos que tienen dos barreras intactas y los **Pozos Rojos** son todo lo contrario.



PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.



Datos del Pozo		
Instalación/Nombre del campo	Rig A/Field AA	
# de Pozo 1/1-F-2H	Fecha de Termino	
Tipo de Pozo	Aceite Producido	
Presión de diseño del pozo		
No. Revisión	Fecha	
Estado del Pozo	Producción	
Ingeniero a Cargo	Federico Juarez	
Verifico		
Elementos de Barrera de Pozo	Tablas EAC	Verificacion y Monitoreo de las Barreras Elementales
Barreras Primarias del Pozo		
Formación in situ (En la zapata de la tuberia 9 5/8 ")	51	N/A despues de la verificación inicial
Tuberia de 7 "hasta la TRSCSSV	25	Prueba de presión a WOP Supervisión continua de la presión del anillo
Empaque de Producción	7	Presión ensayada a máxima presión diferencial Supervisión continua de la presión del anillo
Cemento detrás de la tuberia de prodiucción de 9 5/8 "	22	TOC registrado N / A despues de la verificación inicial
10 1/4" x 9 5/8"Revestimiento hasta la tuberia de producción	1	Presión ensayada a máxima presión diferencial Supervisión continua de la presión del anillo
TRSCSSV	1	En el flujo ensayado a baja y alta presión diferencial en la dirección del flujo Ex: mínimo 70 bar / xx mínimo Pruebas de fugas periódicas
Barreras Secundarias del Pozo		
Formacion In Situ	1	N/A despues de la verificación inicial
Cemento detrás de la tuberia de 9 5/8 "	2	TOC registrado en xxxx mMD
10 1/4" x 9 5/8" Tuberia por encima de la produccion del yacimiento	2	Prueba de presión para diseñar presión de fuga para la sección o operación específica del agujero Supervisión continua de la presión del anillo
10 1/4" Tuberia con el conjunto del sello	1	Prueba de presión para diseñar presión de fuga para la sección o operación específica del agujero Monitoreo continuo de la presión del anillo
Tubing hanger with seals	10	A prueba de presión a WOP durante 10 minutos y en la dirección en la que está diseñado para soportar la presión. Además, se realizará la prueba de overpull Supervisión continua de la presión del anillo
Tapa inferior de la cerca de la tuberia	11	Presión probada hasta la presión diferencial máxima en la dirección del flujo Supervisión continua de la presión del anillo
X-mas Tree o Arbol de Navidad	31	Las válvulas deben ser sometidas a prueba de presión a baja y alta presión diferencial Mínima 35 bar Prueba periódica de fugas de las válvulas AC xx bar / xx min
Notas		
La mayoria de las pruevas de altapresión se llevan a cabo cada 10 min pruebas de baja presión se mantienen durante 5 min		
Well integrity status (NoG 117)		

Imagen 4.14. Herramienta Principal de todas las Actividades de Perforación de Pozos en Noruega para Control de Barreras. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Actividades de perforación)

4.3.1. ¿QUÉ ES UNA BARRERA DE POZO (WELL BARRIER)?

La **Barrera de Pozo** se define en **NORSOK D-010** como "una cobertura de uno o varios elementos de **Barrera de Pozo** dependientes entre sí, que impiden que los fluidos o gases fluyan involuntariamente desde la formación a otra formación o a la superficie" las barreras se tienen que diseñar para "garantizar la integridad del pozo durante todo su ciclo de vida". Las **Barrera de Pozo** deberán estar diseñadas para evitar los flujos al interior y los escapes al exterior, y diseñados de manera que su rendimiento pueda ser probado y verificado.

La **Barrera de Pozo** se puede definir en serie o en paralelo, como primaria o secundaria, temporal o permanente, activa o pasiva, o como física o no física. Las barreras de pozo serán diseñadas, fabricadas e instaladas para:

- Soportar todas las cargas a las que puedan ser expuestas
- Mantener su función durante todo el ciclo de vida útil del pozo.

Los materiales y funciones deben ser seleccionados para soportar las cargas y el ambiente al que la barrera puede estar expuesta. La ubicación física, el estado de integridad y las condiciones de las barreras deben ser conocidos en todo momento.

El diseño de barrera de pozo debe ser construido de modo que aunque haya un fallo en un elemento barrera no se produzcan derrames. Las regulaciones de salud, seguridad y medio ambiente en Noruega dicen que un buen diseño de un pozo es aquel que puede incluir la posibilidad de volver a establecer o sustituir una **Barrera de Pozo** perdida. La **Barrera de Pozo** incluye uno o varios **Elementos Barrera (WBE)**, los criterios de aceptación técnicos y operativos para cada WBE se definen en la NORSOK D-010 como se muestra en la **(Imagen 4.15)**.



Imagen 4.15. NORSOK D-010 y Barreras de Pozo (The Swiss Cheese Model o El Modelo del Queso Suiso). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

4.3.2. BARRERAS DE POZO.

NORSOK D-010 define que tanto la **Barrera Primaria** como la **Barreras Secundaria** deben ser independientes, lo que significa que no debe haber elementos barrera de pozo comunes (WBE). Si hay WBE común se debe realizar un análisis de riesgos y se tienen que llevar a cabo las medidas compensatorias necesarias para reducir el riesgo al mínimo (ALARP). Las barreras de pozo se ilustran en los esquemas de barrera de pozo (WBS).

La **Barrera de Pozo Primaria (Azul)** ilustra la etapa normal de trabajo, que en algunas situaciones es la columna de fluido y en otras una barrera mecánica que proporciona el cierre necesario de la cobertura, la **Barrera de Pozo Secundaria (Roja)** ilustra la última etapa, que en la mayoría de los casos describe una situación en la que la válvula de cizalla está cerrada. La degradación, las fugas o los fallos de **Barrera de pozo Primaria** y **Barrera de Pozo Secundaria** se pueden ilustrar a partir del **Modelo de Queso Suizo (The Swiss Cheese Model), (Imagen 4.16.)**.

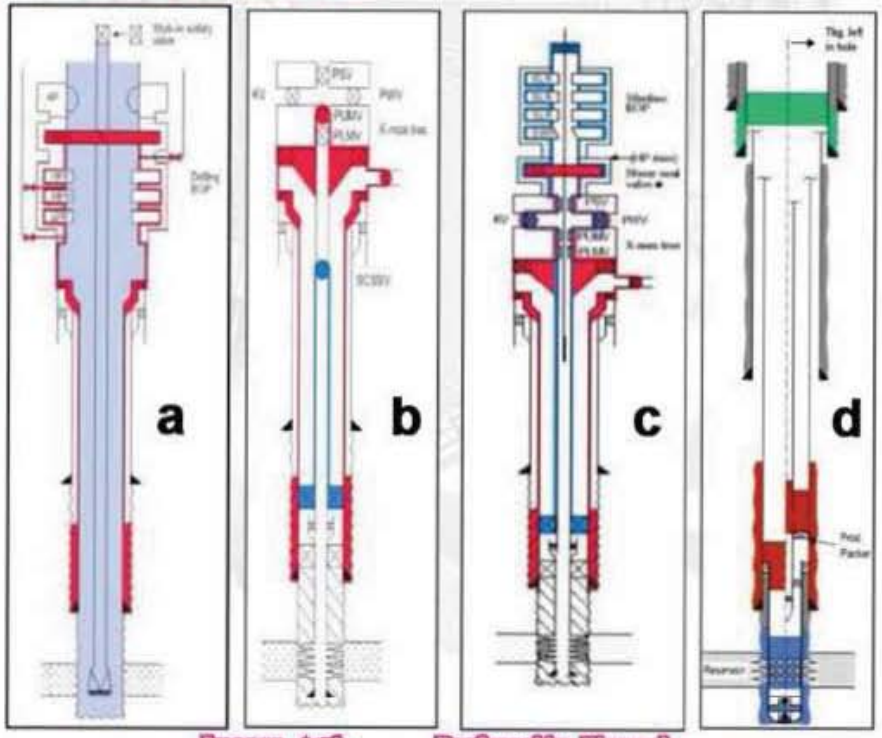


Imagen 4.16.
Producción Figura c **Perforación Figura b** **Wireline Figura d.**

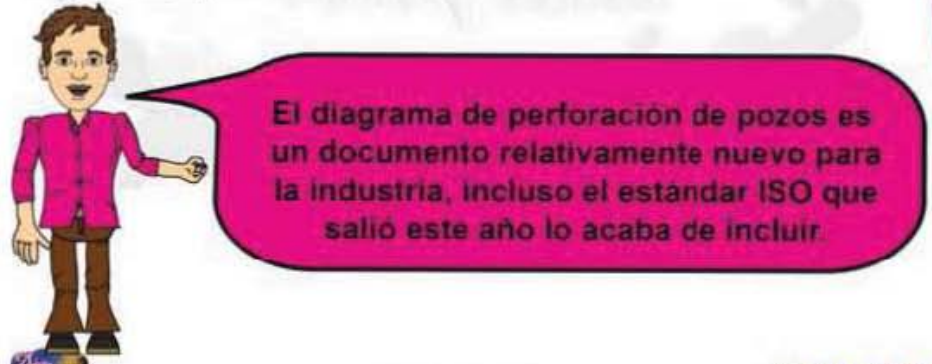
PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

La **Imagen 4.16.a.** es un esquema de barrera de pozo (WBS) durante las operaciones de perforación. La columna de fluido es la principal **Barrera de Pozo Primaria** y la cementación, el casing, la cabeza de pozo (wellhead), el elevador de alta presión (high pressure riser) y el BOP son la **Barrera de Pozo Secundaria** durante las operaciones de perforación.

En la **Imagen 4.16.b.** se ilustra un esquema de barrera de pozo durante la producción. El esquema presenta un pozo que es capaz de fluir y que está cerrado. La **Barrera de Pozo Primaria** incluye el packer de producción, la sarta de acondicionamiento (el tubing entre la DHSV y el packer de producción) y la DHSV (Downhole safety valve). La **Barrera de Pozo Secundaria** incluye la cementación, el casing, la cabeza de pozo wellhead (casing hanger, tubing head with connectors), el tubing hanger, la línea de acceso al anular (annulus access line) y su válvula y el árbol de producción (production tree).

La **Imagen 4.16.c.** muestra el esquema de barrera de pozo (WBS) de las operaciones con la técnica de tubería flexible (wireline /coiled tubing) a través del árbol de producción de superficie (surface production tree). En color azul se muestra la **Barrera de Pozo Primaria** que incluye la cementación del casing, el casing (debajo del packer de producción), el packer de producción, la sarta de acondicionamiento, el tubing hanger, el árbol de producción de superficie (surface production tree), el wireline lubricator y el wireline stuffing box/grease head. La **Barrera de Pozo Secundaria** está formada por la cementación del casing, el casing, wellhead (incluyendo casing hangers y access lines with valves), el tubing, del árbol de producción de superficie (surface production tree) y el wireline safety head. La figura presenta los elementos de barrera del pozo comunes y algunas medidas de reducción del riesgo.

La **Imagen 4.16.d.** es el esquema de barrera de un pozo perforado y abandonado definitivamente. **Barrera de Pozo Primaria** la componen dos elementos barrera: el liner cement y el tapón de cemento (cement plug). La **Barrera de Pozo Secundaria** incluye la cementación del casing y el tapón de cemento (en la parte superior del pozo). El WBS incluye la cementación del casing y el tapón de cemento (tanto dentro como fuera del tubo) si el tubo se deja dentro del pozo.



4.3.3 ELEMENTOS BARRERA DEL POZO.

La sección 15 de la Norma NORSOK D-010 describe los criterios de aceptación de los elementos barrera del pozo (WBE), incluyendo los criterios a seguir para la realización de una prueba inicial y la verificación. Estas pruebas incluyen prueba de fugas, de presión y una de verificación de que la barrera sea un WBE. La prueba de fugas incluye una prueba de bajas presiones de 15-20 bar durante cinco minutos y una prueba de altas presiones, siendo la presión más alta de la prueba la máxima presión diferencial prevista, esta se aplicará durante un mínimo de 10 minutos. La tasa de fuga aceptable debe ser cero, a menos que se especifiquen otros valores.

Cuando se pone en funcionamiento, o cambia de estado de un pozo, se debe probar, verificar y documentar la situación en la que se encuentra. En la Norma NORSOK D-010 y en la directiva OLF 117 (OLF Guideline 117) se describe qué información suministrar en la documentación a entregar. La documentación contiene información de la construcción del pozo, el esquema de barreras del pozo (well barrier schematic), el esquema del acondicionamiento, un certificado con el estado de las válvulas, de la presión y de los liquidos, y las limitaciones operacionales.

Los elementos principales de barreras de pozo son:

- Columna de fluido.
- Tuberia de revestimiento (Casing).
- Sarta de perforación (Drill String).
- BOP de Perforacion.
- Cabeza de Produccion (Wellhead).
- Packer de Produccion.
- Valvula de seguridad de fondo de pozo (Downhole safety valve).
- Valvula anular de seguridad (Annulus safety valve).
- Colgador de tubería de producción (Tubing hanger)
- Cemento de la tuberia de revestimiento (Casing cement)
- Tapon de cemento (Cement plug).
- Tuberia de acondicionamiento (tubing).
- Tuberia de detención en superficie de alta presión del riser (Surface high pressure riser).
- Tapon retenedor (Mechanical tabular plugs).
- Componente de la sarta de acondicionamiento (Completion string component).
- Valvulas flotantes de tuberías de revestimiento (Casing float valves).

El objetivo vital es distinguir entre los pozos con un estado mecánico que no esté de acuerdo a las regulaciones y requerimientos locales y pozos con un alto riesgo de que ocurra un incidente de integridad.

En otras palabras, el objetivo principal es diferenciar entre lo que dice la regulación y el riesgo que algo ocurra, puedes tener pozos que estén categorizados verdes y que tengan un riesgo alto para el medio ambiente y el personal, el que tenga las barreras no quiere decir que el riesgo sea mínimo, el riesgo varia y viceversa, el que no tengas barreras no quiere decir que el riesgo sea alto. Es por eso que hay que diferenciar estas dos variables.

En la siguiente Tabla 4.2, el sistema de categorización es:

Verde para un pozo sano o con problemas menores.
Amarillo es cuando se tiene una barra degradada y la otra está intacta.
Naranja es cuando ya se perdió una barrera y la otra está intacta o cuando las dos están degradadas.
Rojo es cuando ya se perdió una barrera y la otra esta degradada o no verificada o se perdieron las dos barreras (Tabla 4.2).

En Noruega se estable que los pozos **Verdes** y **Amarillos** están bajo el marco normativo los pozos **Naranjas** y **Rojos** están fuera del marco normativo. Esto es porque en el **Naranja**, aunque tengas barreras la regulación de la CEA en Noruega en el artículo 48 de "Activities regulation" y en el artículo 75 dice:
"En todas las actividades de perforación y pozos, perforación, terminación intervención, taponamiento, abandonamiento y producción deberá haber barreras de pozos probadas y verificadas e independientes entre sí, en caso de que una barrera falle en un pozo, ninguna otra actividad podrá desarrollarse o ejecutarse en ese pozo que no sea la de establecer las barreras de ese pozo".

Entonces cuando tienes un pozo **Naranja**, anclas el Activities Regulation y no se pueden hacer ninguna otra actividad que no sea la de recuperar barreras en este pozo y la recomendación automática por legislación es cerrar este pozo.

Categoría	Verde	Amarillo	Naranja	Rojo
Descripción	*Pozo sano con barreras intactas.	*Una barrera degradada, la otra está intacta.	*Una barrera falla y la otra está intacta.	*Una barrera falla y la otra se degrada.
Cumplimiento de las Normas	*Dentro de los reglamentos. *Ningún problema menor.	*Dentro de los reglamentos. *Pero necesita reparaciones menores.	*Según las regulaciones necesita reparaciones urgentes.	*Según las regulaciones no puede seguir operando.
	*El cemento está bien. *Todo está bien probado *Está listo para arrancar.		*No tenemos cemento primario ni secundario. *Un solo fallo puede conducir a una fuga a la superficie.	*Si la formación no es lo suficientemente fuerte para contener los fluidos del yacimiento entonces no tiener barreras. *Se corre el riesgo de que la fuga se valla al techo marino porque la formación no va a poder aguantarla.

Tabla 4.2. Barreras de un Pozo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de normativas en Noruega)

4.3.4. POZOS.

NORSOK D-0101 especifica que: "Habrá dos barreras de pozos disponibles durante todas las actividades y operaciones de pozos, incluidos los pozos suspendidos o abandonados, donde existe una diferencia de presión que puede causar una salida incontrolada del pozo al ambiente externo". Esto establece las bases de cómo operar pozos y mantener los pozos seguros en todas las fases del desarrollo. Este requisito también se menciona en la regulación de Actividades e Instalaciones de PSA e implica que los operadores deben adherirse a las dos filosofías de barrera de pozos y mantener una adherencia suficiente en todas las fases de sus operaciones.

En todas las actividades de perforación y pozos (perforación, terminación, intervención, taponamiento y abandonamiento) y producción deberá de haber barreras de pozo probabas (verificadas) e independientes299 entre sí.

En caso de que una barrera falle en un pozo ninguna otra actividad podrá desarrollarse o ejecutarse en ese pozo que no sea la de re-establecer las barreras.

4.3.5. DEFINIENDO LO QUE ES UNA BARRERA DE POZO.

Se le llama **Barrera de Pozo** a todo aquel componente calificado que impide que los fluidos broten fuera de control en la superficie o hacia otras formaciones. No solo es que llega a la superficie, no solo es que mata a los pececitos, sino que también evitar que te vayas a otras formaciones y que pueda dañar a otros pozos.

Sobre o Envoltura de Barreras de Pozo (Well Barrier Envelope): Una colección de elementos conectados con la barrera de pozo que, en conjunto constituyen una barrera física completa.

Las barreras pueden ser:

- **Activas:** Es una barrera que necesita ser activado como una alarma, necesita de una función para convertirse en una barrera.
- **Pasivas:** Es algo que por definición ya es una barrera. El cemento no necesitas activarlo para que sea una barrera.
- **Organizacionales:** Un curso puede ser una barrera organizacional, la transferencia de conocimiento.
- **Externas:** Son las normativas, el marco normativo, por eso se le llama marco, nada sale de este marco y es la última barrera.

Las barreras de pozos se usan para evitar fugas y reducir el riesgo asociado con las actividades de perforación, producción e intervención. Barrera de pozo: Envolvente de uno o varios elementos de barrera dependientes que evitan que los fluidos o gases fluyan involuntariamente desde la formación hacia otra formación o hacia la superficie [NORSOK D-010].

Los principales objetivos de una barrera de pozo son:

- Evite cualquier fuga importante de hidrocarburos desde el pozo hacia el ambiente externo durante la producción normal o las operaciones de pozos.
- Cierre el pozo con un comando directo durante una situación de parada de emergencia y, por lo tanto, evite que fluyan hidrocarburos del pozo.

Una barrera de pozo tiene uno o más elementos de barrera de pozo.

4.3.6. ¿CÓMO PUEDE FALLAR UN POZO SUBMARINO?

Las fallas son las mismas para un pozo productor o inyector.

Puede empezar por tener fugas por fallas en el cemento, puede haber comunicación entre el tubo y el espacio anular, se puede tener fuga a través del mandril de inyección de gas, se puede tener fue a traes de la válvula de seguridad del espacio anular, podemos tener fuga en la línea de control, podemos tener fuga en todos lados. El monitorear y administrar todas esas fugas es una de las tareas principales de la integridad de pozos.

Entre más componentes instalados se tengan en el pozo, más riesgos por fallas habrá. De ahí la importancia de la simplicidad de la terminación de los pozos submarinos. **Keep it simple !!!.**

Entre mayor sea el número de componentes en un pozo mayor es el riesgo que algo salga mal en la producción.

4.3.7. DEFINIENDO FALLAS EN INTEGRIDAD DE POZOS.

Los medios técnicos para evitar la pérdida de la integridad del pozo son buenas barreras. Como se definió anteriormente, NORSOK D-010 define una barrera de pozos como "una envoltura de uno o varios elementos de barrera dependientes que evitan que los fluidos o gases fluyan involuntariamente desde la formación hacia otra formación o hacia la superficie".

El mismo estándar define un elemento de barrera de pozo (WBE) como un "objeto que por sí solo no puede evitar el flujo de un lado al otro lado de sí mismo". Una barrera de pozo puede verse como un recipiente presurizado (envolvente) capaz de contener los fluidos del yacimiento. El principio de dos barreras se sigue en Noruega y en la mayoría de los países productores de petróleo. Este principio significa que debe haber al menos dos barreras de pozo en un pozo. Por lo tanto, un pozo puede considerarse como un sistema de dos o más recipientes presurizados (sobres) que evitan que el fluido ingrese al entorno.

Entre más componentes instalados haya en el pozo, más riesgos por fallas habrá. De ahí la importancia (Imagen 4.17).

- **Pozo Saludable:** Es la **Parte Verde** y es cuando el pozo no presenta problemas.
- **Falla en la Barrera del Pozo (Well Barrier Failure):** Es la **Parte Amarilla** y es cuando te falla una barrera estas un poco alerta.
- **Falla de Integridad de Pozo (Well Integrity Failure):** Es la **Parte Naranja** y en la literatura se le denomina falla de integridad y es cuando falla todo tu sobre o envoltura de barrera o varias barreras, para que tengamos una falla de integridad no necesariamente tiene que haber fugas.
- **Incidente de Integridad de Pozo (Well Integrity Incident):** este es de **Color Rojo** y es el más grave y es cuando ya no hay contención de algún brote. Para que pase esto primero tiene que fallar una barrera luego el sistema y después ocurre el incidente.



Imagen 4.17. Evolución de los Estados Conceptuales de Integridad de las Barreras de un Pozo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.3.8. ¿CÓMO PUEDE FALLAR UNA VÁLVULA?

Fallas comunes en una válvula (Imagen 4.18.).

- Falla al abrir.
- Falla al cerrar.
- Falla por el fluido de control.
- Falla por tiempo de cierre.
- Falla por el centro de control.

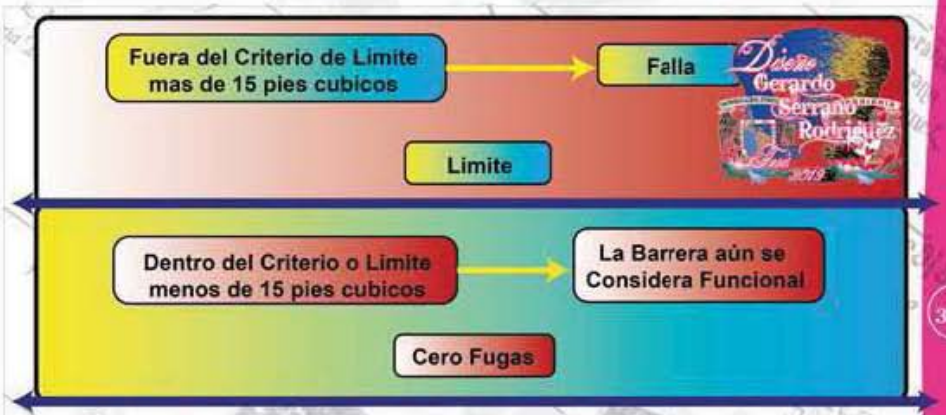
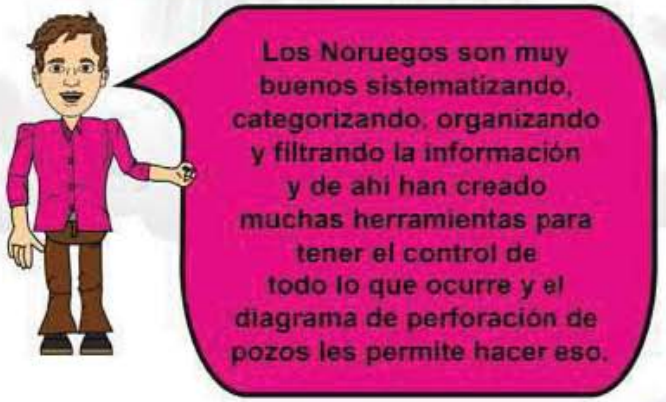


Imagen 4.18. Límites entre las Barreras. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



4.3.9. ¿CÓMO PUEDE FALLAR UN POZO INYECTOR SUBMARINO?

Los pozos productores no son muy problemáticos porque tu controlas la producción y buscas que el fluido llegue a la superficie y por lo tanto tienes sistemas arriba diseñados para poderla sacar, la ventaja es que el fluido está saliendo de la formación y se va a la superficie.

La falla en los pozos inyectores es completamente lo contrario es más difícil porque la capacidad de monitoreo está limitada al pozo y hay un problema mayor en los pozos submarinos, los pozos submarinos se pueden monitorear en el espacio anular, pero el árbol de válvulas no va conectado a un espacio anular, entonces no tienes idea de que es lo que pasa en los demás espacios anulares, desde el momento en que instalas el pozo hasta el momento en el que lo abandonas no sabes que es lo que ocurre, y esto es un problema de la industria en el mundo, ningún árbol de válvulas submarino está diseñado para poder monitorear los espacios anulares restantes, por eso es que los inyectores son algo agresivos porque una vez que tienes comunicación entre la tubería y el espacio anular, no sabes si se está saliendo de la TR de explotación o está inyectando a la sobre carga.

Si estamos inyectando a la sobre carga es lo mismo que si inyectáramos fluido a la roca, al tiempo se llena de fluido y se satura, cuando se satura de fluido entonces empiezan los stress o esfuerzos a funcionar y la roca se fractura, si sigues inyectando esta fractura se expande o se abre y sigues llenando los poros con fluidos, de repente pasan los años sin monitorear y creas un yacimiento de agua en la sobre carga y no solo un yacimiento de agua en la sobre carga, como venciste los stress o esfuerzos hay terremotos en la plataforma.

En el 2004 ocurrió un terremoto a causa de un pozo inyector en la plataforma continental de Noruega y fue porque se estuvo inyectando en un pozo sin barreras y como no se monitoreaba siguieron inyectando por años, crearon un yacimiento de agua, reventaron los stress o esfuerzos en la roca de la formación y todas las plataformas temblaron, todo el campo tembló, la CEA fue hacer la auditoria.

Por eso los inyectores desde el punto de vista de integridad son muy peligrosos y donde más estrictos hay que ser. Si se pierden barreras la recomendación inmediata es cerrarlo hasta que sepas que es lo que está pasando en la sobrecarga y que está pasando en todo el campo (Imagen 4.19.), (Imagen 4.20.).



Imagen 4.19. ¿Cómo Puede Fallar un Pozo Productor Submarino? (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



Imagen 4.20. ¿Cómo Puede Fallar un Pozo Inyector Submarino? (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.3.10. CATEGORIZACIÓN DE LAS BARRERA Y DE INTEGRIDAD DE POZOS EN NORUEGA.

Tenemos las **Barreras Primarias** y **Barreras Secundarias** y sus funciones y el sistema de categorización **(Imagen 4.21.)**.

- Auditoria de la PSA en 2006.
- Forum de Integridad de Pozos establecido en 2007.
- Directrices recomendadas de la asociación *Norwegian Oil and Gas* para Integridad de Pozos # 117: esta es una guía gratuita y viene explicado cada categoría y a que se refiere.
  - Entrenamiento en Integridad de Pozos.
  - Documentación para handover.
  - Los esquemas de barreras de pozo.
  - Categorización de Integridad de Pozos.
  - Sistemas de administración de la integridad de pozos.
  - Alta presión sostenida en el espacio anular.

Categoría	Descripción
Rojo	Una barrera con falla y la otra está degradada o sin verificar o, una fuga en la superficie a ocurrido.
Naranja	Una barrera con falla y la otra está intacta o, una sola falla puede producir una fuga en la superficie.
Amarillo	Una barrera degradada, la otra está intacta.
Verde	Pozo saludable, sin o con problemas menores

Barreras	Tipo
Líneas Rojas	Barreras Primarias
Líneas Azules	Barreras Secundarias

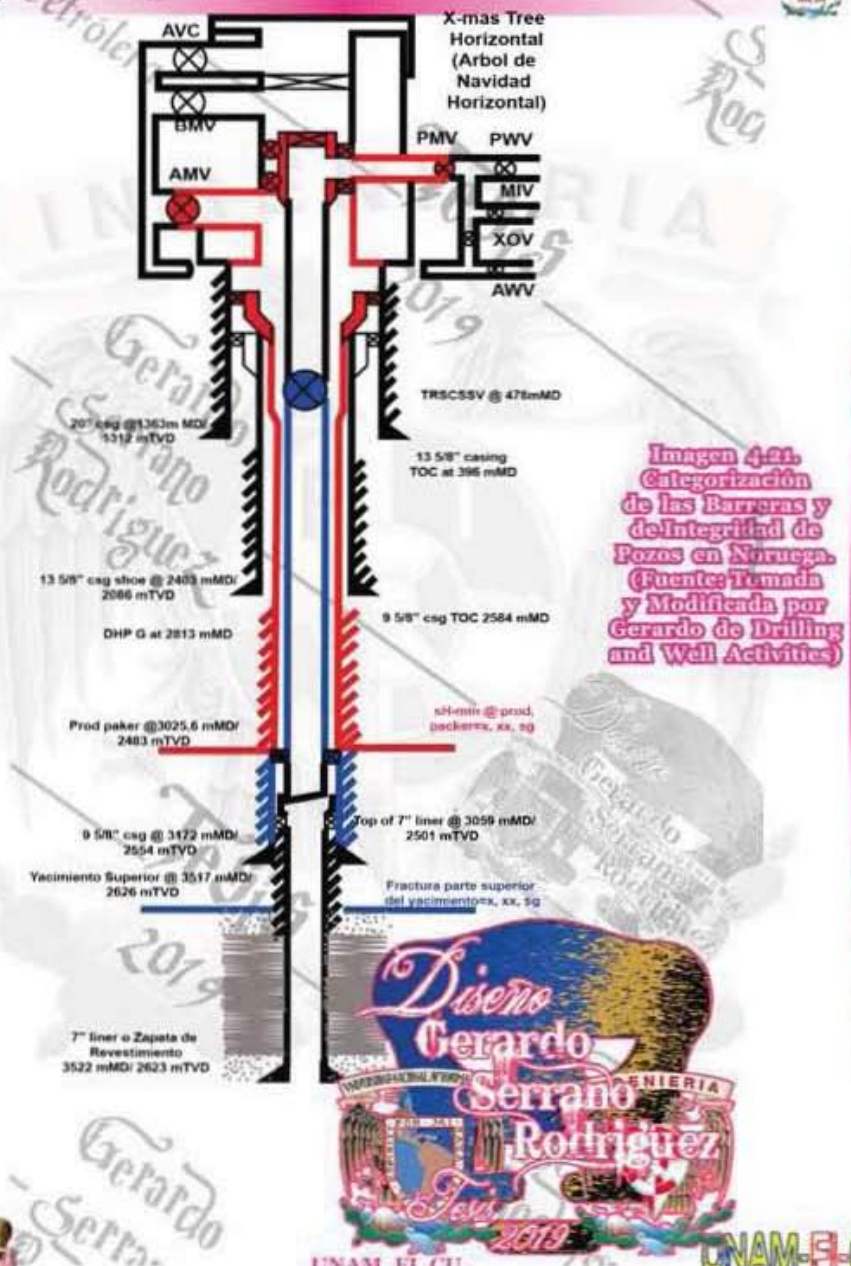
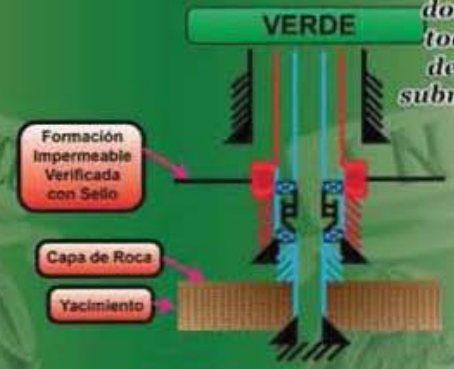


Imagen 4.21. Categorización de las Barreras y de Integridad de Pozos en Noruega. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.3.11. CATEGORIZACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE POZOS (EJEMPLOS).

Este es un ejemplo básico de **Pozo Verde** *donde el cemento está bien puesto todo está bien probado la válvula de seguridad el árbol de válvulas submarino y está listo para arrancar (Imagen 4.22.).*



Este es un ejemplo de pozo **Naranja** *y* **Rojo** *porque no tenemos cemento primario ni secundario, puede ser* **Naranja** *si y solo si la formación que tenemos debajo de la TR intermedia es lo suficientemente fuerte para contener los fluidos de yacimiento, entonces creas una envoltura o creas un sobre a partir de la TR y se hace una barrera.*

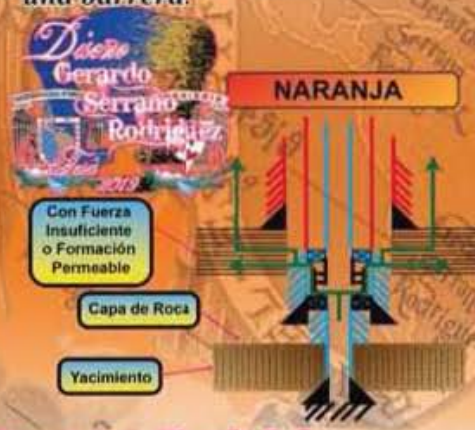
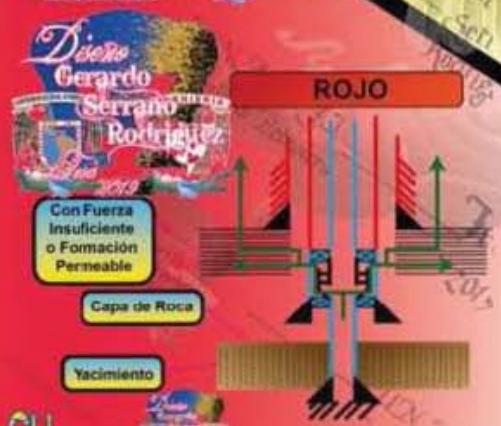


Imagen 4.23. Ejemplo de la Categorización para un Pozo Naranja y Rojo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



Imagen 4.22. Ejemplo de la Categorización para un Pozo Verde y Amarillo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



Pero si la formación no es lo suficientemente fuerte para contener los fluidos del yacimiento entonces no tienes barreras y el pozo es **Rojo** *y se corre el riesgo de que la fuga se valla al lecho marino porque la formación no va a poder aguantarla (Imagen 4.23.).*

4.3.12. EJEMPLO BÁSICO DE UN POZO VERDE / AMARILLO.

POZO NARANJA / ROJO.

VERDE | AMARILLO



Imagen 4.24. Ejemplo de la Categorización para un Pozo Verde VS un Pozo Rojo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

NARANJA | ROJO



Imagen 4.24. Ejemplo de la Categorización para un Pozo Verde VS un Pozo Rojo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.3.13. CASO EJEMPLO: POZO NARANJA VS. POZO ROJO.

Este ejemplo es un pozo donde:

- No hay cemento primario ni secundario.
- La fuga está debajo de la TR intermedia.
- Presión de yacimiento= 5000 psi.
- Gradiente de fluido de yacimiento= 0.5 lbs/gal.
- LOT al pie de la T.R. intermedia (13 5/8"): 15.6 ppg.
- Yacimiento a 9000 ftTVD.
- Zapata 13 5/8" a 6000 ftTVD.

La pregunta que nos interesa: **¿Es un Pozo Naranja o es un Pozo Rojo?**

Para esto hay que calcular la presión de formación y la presión de flujo de yacimiento a la altura de la zapata.

Se tiene que la presión de flujo del yacimiento a la altura de la zapata es 4,922 psi y la presión de formación es 4,867 psi, la presión de formación es menor a la presión de flujo a la profundidad de la zapata entonces el pozo es rojo por lo tanto hay riesgo de fuga hacia el lecho marino (Imagen 4.25.).

$$P = 0.052 * p * h$$

$$P_{Afluencia} = 5{,}000 - [0.052 * 0.5 * (9000 - 6000)] = 4{,}922 \text{ psi}$$

$$P_{Formacion} = 0.052 * 15.6 * 6{,}000 = 4{,}867 \text{ psi}$$

$$P_{formacion} < P_{Afluencia}$$

El pozo es **Rojo**



La regulación de Noruega dice que toda actividad de perforación debe tener dos barreras para poder operar. En el diagrama de perforación de pozos todo lo que está en azul son todas las barreras primerias de un pozo y lo que está en rojo son todas las barreras secundarias de un pozo.





Imagen 4.25. Diagrama de un Pozo Rojo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.3.14. ¿CÓMO SE CONSTRUYE UN ESQUEMA DE BARRERAS DEL POZO?

El esquema de barreras del pozo se construye con el estándar **NORSOK D-010** que establece los requerimientos básicos de los esquemas de las barreras del pozo:

- Un dibujo ilustrando en **Azul** las **Barreras Primarias** del pozo y en **Rojo** las **Barreras Secundarias.**
- La integridad de la formación cuando la formación es parte del sobre/envoltura de las barreras del pozo.
- Ubicación del yacimiento o de las zonas con potencial de explotación.
- Lista de todas las barreras (**Primarias** y **Secundarias**) en el pozo y sus pruebas de verificación iniciales.
- Todas las tuberías de revestimiento instaladas en el pozo y el cemento detrás de ellas (incl. la cima y longitud de dicho cemento).
- Los componentes deben estar dibujados en la posición y profundidad correctas.
- Información del pozo: Campo/instalación, nombre del pozo, tipo de pozo, estado del pozo, estado en el ciclo de vida, presión de diseño del pozo, no. De revisión del dibujo, fecha, quien lo preparó y quien lo revisó.
- Estados de las barreras del pozo (planeadas o finales).
- Cualquier falla o deterioro en las barreras deberá estar especificado (notas) incluyendo anomalías y/o desviaciones de los requerimientos.
- Clasificación de integridad de pozos (Ref. NoG 117).

El estándar **ISO 16530 – Well Integrity,** recomienda también dibujar las barreras de un pozo y sugiere los mismos requerimientos que **NORSOK D-010** a excepción de la clasificación de integridad de pozos **(Imagen 4.26.).**



Datos del Pozo

Instalación/Nombre del campo	Rig A/Field AA	
# de Pozo	17-F-24	Fecha de Termino
Tipo de Pozo	Aceite Productor	
Presión de diseño del pozo		
No. Revision		Fecha:
Estado del Pozo	Producción	
Ingeniero a Cargo	Federico Juarez	
Verifico		
Elementos de Barrera de Pozo	Tablas BAC	Verificación y Monitoreo de los Barreras Elementales
Barreras Primarias del Pozo		
Formación in situ (En la zapata de la tubería 9 5/8 ")	31	N/A despues de la verificación inicial
Tubería de 7 "hasta la TRSCSSV	25	Prueba de presión a WOF Supervisión continua de la presión del anillo
Empaque de Producción	7	Presión ensayada a máxima presión diferencial Supervisión continua de la presión del anillo
Cemento detrás de la tubería de producción de 9 5/8 "	22	TOC registrado N / A después de la verificación inicial
10 1/4" x 9 5/8" Revestimiento hasta la tubería de producción	2	Presión ensayada a máxima presión diferencial Supervisión continua de la presión del anillo
TRSCSSV	8	En el flujo ensayado a baja y alta presión diferencial en la dirección del flujo Cal. anillo - 13 Bar / ex mínimo Pruebas de fugas periódicas
Barreras Secundarias del Pozo		
Formación in Situ	31	Not discrete per la verificación inicial
Cemento detrás de la tubería de 9 5/8 "	2	TOC registrado en este mMD
10 1/4" x 9 5/8" Tubería por encima de la producción del yacimiento	2	Prueba de presión para diseñar presión de fuga para la sección o operación específica del agujero Supervisión continua de la presión del anillo
10 1/4" Tubería con el cinturón del sello	5	Prueba de presión para diseñar presión de fuga para la sección o operación específica del agujero Monitoreo continuo de la presión del anillo
Tubing hanger with seals	10	A prueba de presión a WOF durante 10 minutos y en la dirección en la que está diseñado para soportar la presión. Además, se realizará la prueba de overpull Supervisión continua de la presión del anillo
Tapa inferior de la corrida de la tubería	11	Presión probada hasta la presión diferencial máxima en la dirección del flujo Supervisión continua de la presión del anillo
X-mas Tree o Árbol de Navidad	31	Las válvulas deben ser sometidas a prueba de presión a baja y alta presión diferencial Mínimo 25 bar Prueba periódica de fugas de las válvulas

Notes:
La mayoría de las pruebas de alta presión se llevan a cabo cada 10 min pruebas de baja presión se mantienen durante 5 min

Well integrity status (NoG 117)

Imagen 4.26. Esquema de Barreras de un Pozo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.4. REPASO: PERFORACIÓN DE POZOS SUBMARINOS.

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

4.4.1. ¿QUÉ SE VA A PERFORAR?.

Para entrar a este tema es necesario saber que tipo de pozo a que profundidad, que formación, que tirante de agua etc. Como ya sabemos todas las formaciones se dividen en tres áreas que es el **Yacimiento, Aguas Someras** y la parte que en ingles le llaman **"Overburdeny"** en español es **"Sobrecarga" (Imagen 4.27).**

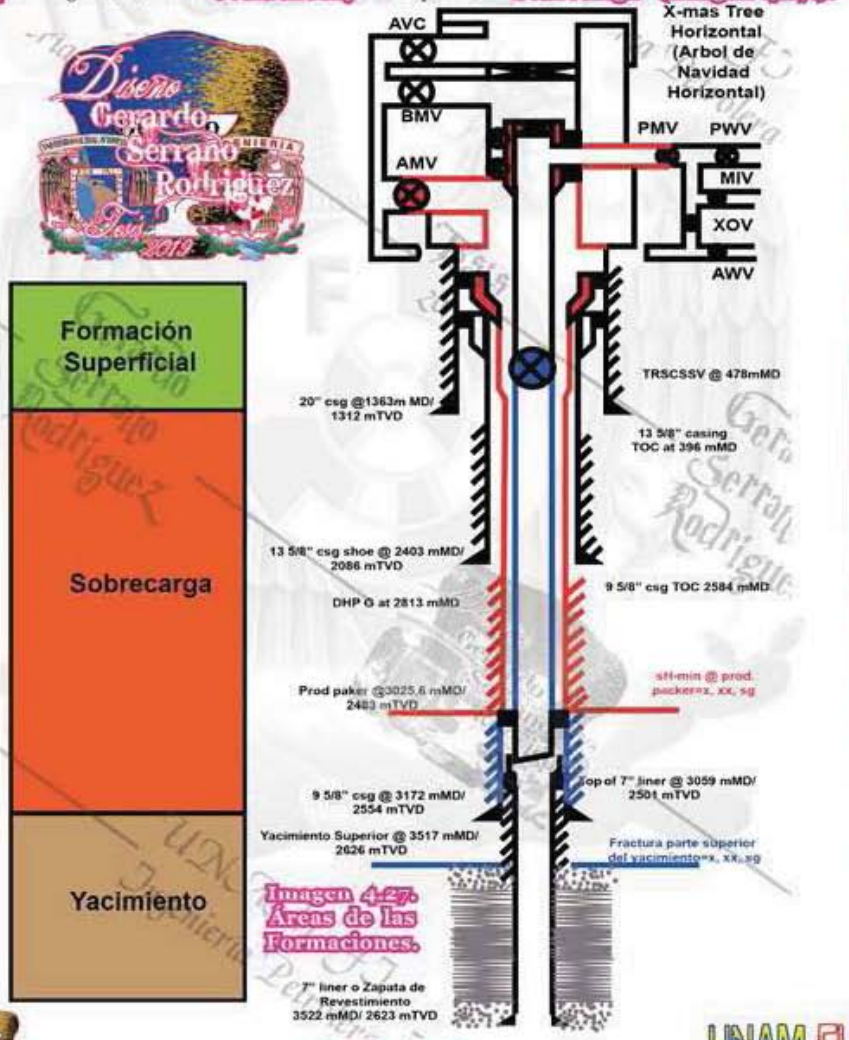


Imagen 4.27. Áreas de las Formaciones.

En Noruega los pozos submarinos son de la siguiente forma. Se empieza con la conductora de 30" a veces puede ser 30"x36" de ahí baja la superficial que es de 20", después baja la 13 3/8" o puede ser 13 5/8", sigue la 9 5/8" y termina con un liner de yacimiento.

En el dibujo se ve el liner de yacimiento, la TR de explotación, TR intermedia, la TR superficial y la TR conductora, es lo básico (Imagen 4.28.).



Imagen 4.28. Tamaño y Orden de Tuberías en Pozos Submarinos en Noruega. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

Hay otros que empiezas con la conductora de 30", sigues con la de 20" después pones un 13 5/8" luego un liner de 10 ¾ y de ahí vamos al yacimiento con otro liner 7 5/8 (Imagen 4.29).



Imagen 4.29. Tamaño y Orden de Tuberías en Pozos Submarinos en Noruega. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

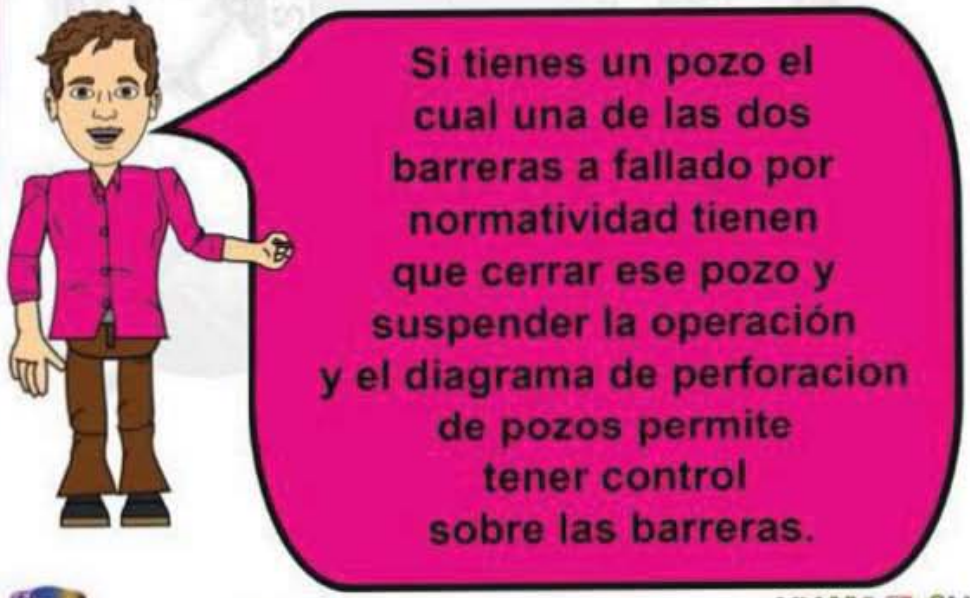
Este es otro diseño, entonces siempre es 30" 20" la intermedia, la de explotación de 13 3/8" y 9 5/8" (Imagen 4.30.).



Imagen 4.30. Tamaño y Orden de Tuberías en Pozos Submarinos en Noruega. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

Encontré diseños de pozos que se hicieron en los años 90s en donde tienen la TR de 30", luego la TR de 20", una TR de 9 5/8" y el yacimiento, ahora son un dolor de cabeza porque no se puede formar las dos barreras de pozo por lo tanto muchos pozos están operando fuera de la regulación.

En México la perforación de pozos en agua es en tirantes de 1,000 a 3,000 metros, profundidad total de 4,500 a 5,600 metros y aquí se mete una conductora de 36" una estructural de 28", superficial de 22", intermedias de 16" o 18" luego una TR de 11 3/4" y en algunas ocasiones se meten las de 13" ese es el diseño.

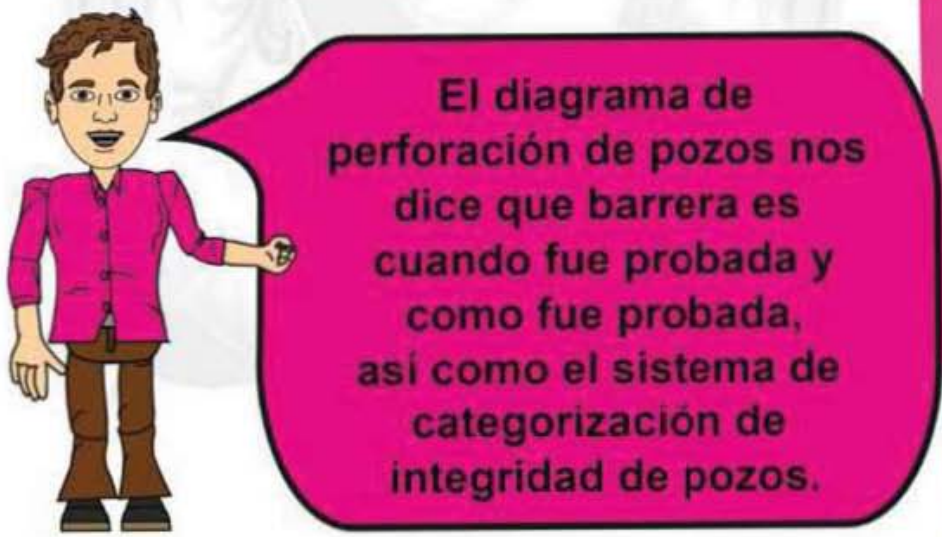


4.4.2. UN PROGRAMA TÍPICO DE PERFORACIÓN DE POZOS SUBMARINOS.

Un programa tipico de perforación de pozos submarinos en la Plataforma Continental de Noruega (PCN) es como el que se escribe a continuación:

- Perforar agujero de 36".
- Correr y cementar conductora de 30".
- Perforar agujero de 26".
- Correr y cementar tubería de revestimiento de superficie de 20" con cabezal de 18 3/4".
- Instalar preventor (BOP): Esto es porque cuando baja la superficial se instala el cabezal y el preventor se conecta al cabezal, sin cabezal no se puede entrar al pozo.
- Perforar agujero de 17 1/2".
- Correr y cementar T.R. de 13 3/8".
- Perforar agujero de 12 1/4".
- Correr y cementar T.R. 10 ¾" o 9 5/8".
- Perforar agujero de 8 1/2".
- Correr y cementar liner de 7".

Esto puede llevar hasta 100 días en un tirante de agua de la PCN.



4.4.3. EL EQUIPO DE PERFORACIÓN.

Este es un ejemplo de equipo de perforación una plataforma semi-sumergible, es a grandes rasgos (Imagen 4.31.).

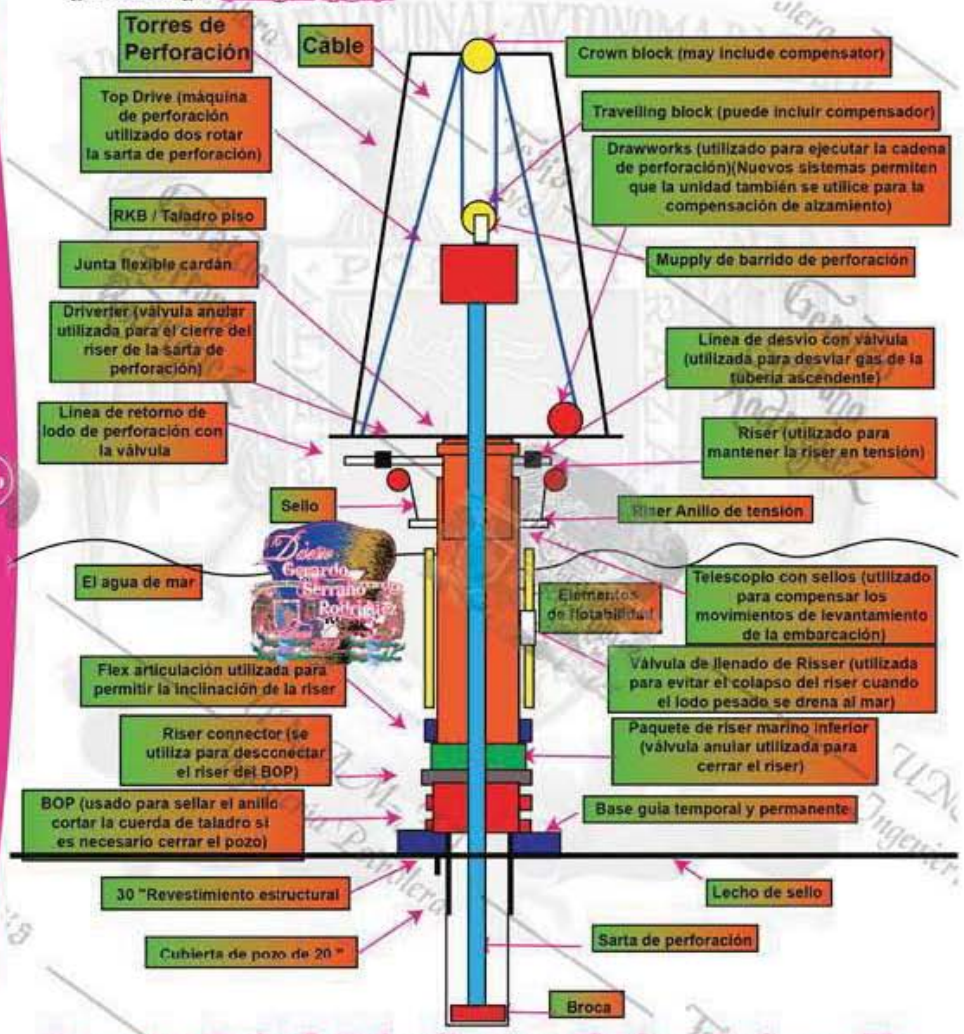


Imagen 4.31. Equipo de Perforación en una Plataforma Semi-sumergible. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.4.4. SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE MOVIMIENTO DURANTE LA PERFORACIÓN.

¿Por qué es necesario compensar al sistema?

- Por Oleaje.
- Por el Movimiento de la plataforma.

En aguas la plataforma siempre se va a estar moviendo por el oleaje para evitar lo más posible esto tenemos dos opciones (Imagen 4.32.).

1-. Bajar unas anclas al lecho marino y posicionamos la plataforma, las anclas tienen un límite que lo marca el tirante de agua y es aquí donde usas el otro sistema, las anclas son los pesos de color rojo que aparecen en la imagen.

2-. Este sistema se llama por sus siglas en inglés DP Dimanic Position, su función es poner unos ventiladores en las patas de la plataforma y le van dando balance para que no se mueva, este sistema también se pone sobre la sarta de perforación y la polea viajera para evitar que se esté moviendo todo el equipo.

Normalmente el sistema de compensación vertical es el más crítico

¿Qué se compensa?

- Sarta de perforación.
- Riser de perforación.
- Líneas guía de acero.

Tipos de sistemas de compensación:

1. Sistema pasivo.
   - Sin necesidad de corriente eléctrica.
   - Utiliza acumuladores de aire.

2. Sistema activo.
   - Utiliza corriente de poder.
   - Utiliza una unidad hidráulica para compensar por el movimiento.

3. Sistema semi-activo.
   - Combinación de 1 y 2. Reduce la utilización de energía.

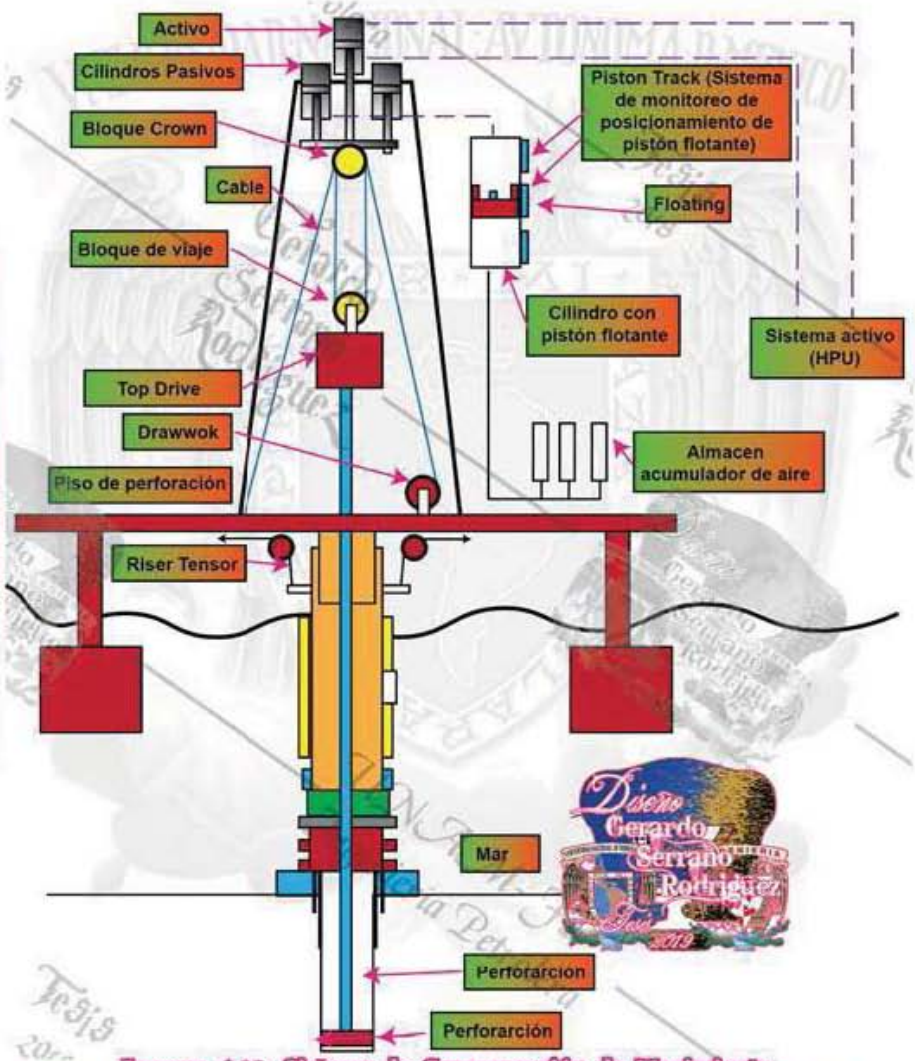


Imagen 4.32. Sistema de Compensación de Movimiento Durante la Perforación. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.4.5. EL PREVENTOR.

La imagen es un preventor submarino de cuarta generación que tiene tres líneas, la de matar, estrangulamiento y para limpiar el preventor, en ingles son Kill line, Choke line y Booster line (Imagen 4.33).

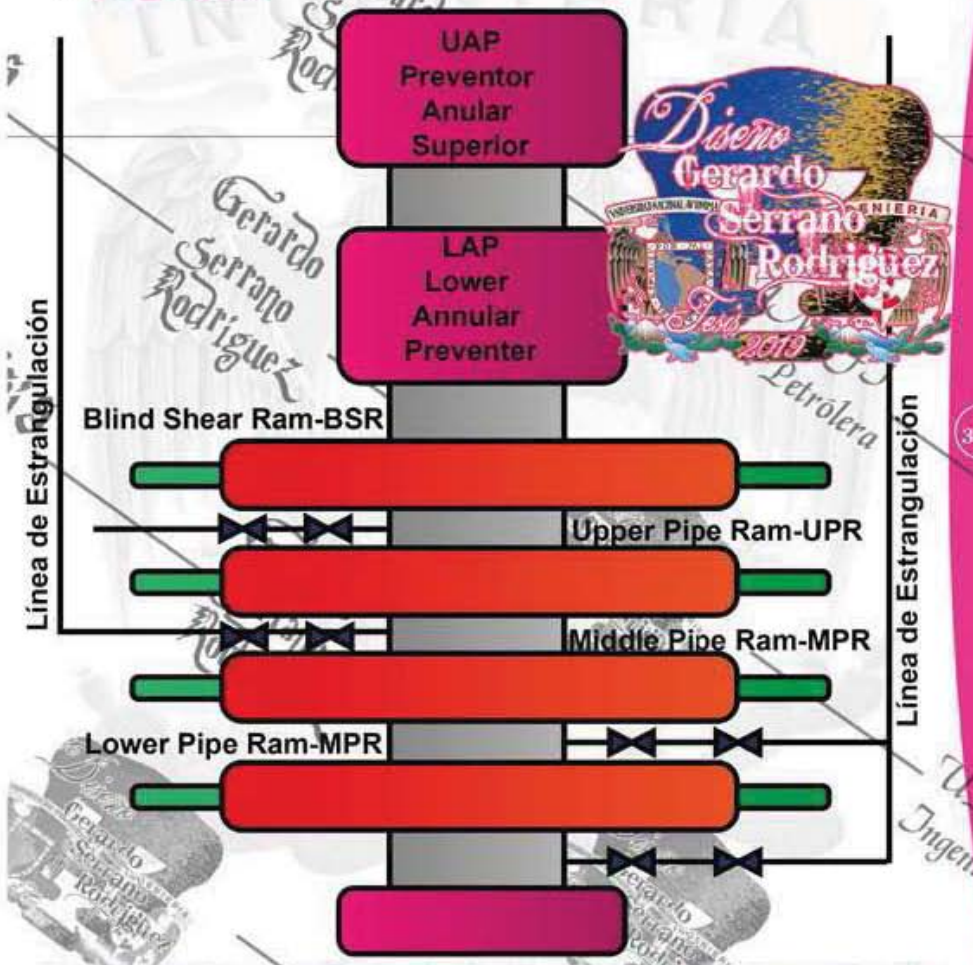


Imagen 4.33. Preventor Submarino de Cuarta Generación. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.4.6. ¿CÓMO SE PRUEBA UN PREVENTOR?

Se baja una herramienta de prueba y normalmente los preventores y arietes se prueban en la parte inferior no de la parte superior y esto es para no dañar los sellos como se ve en la imagen (Imagen 4.34).

La prueba va de acuerdo a Norsok-D010 y va hacia la máxima presión de diseño del equipo y la máxima presión de diseño del pozo que se va a ocupar el equipo se prueba a la máxima presión en la que esperas que ocurra lago en el pozo. La prueba se hace cada 14 días.

El preventor se prueba a dos presiones distintas (NORSOK D-010):

1) Max. presión de diseño del equipo (se hace en tierra o antes de instalarlo en plataforma)
2) Max. presión de diseño del pozo

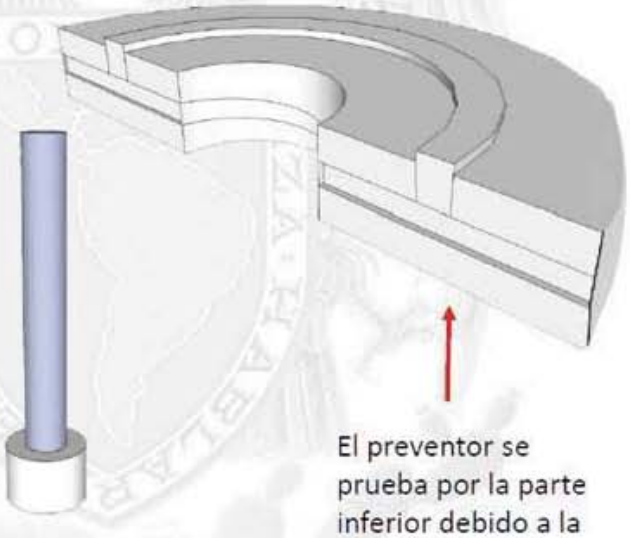


Imagen 4.34. Prueba a un Preventor. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.4.7. LODOS DE PERFORACIÓN.

Algo de las Universidades de Noruega es que no tienen laboratorios de Lodos de Perforación hacen el diseño de un Lodo de Perforación en solo una materia, la UNAM en cuestiones de Lodos de Perforación siempre se ha visto a detalle, tiene su laboratorio y tiene sus diseños.

En Noruega en los pozos se perforan las dos primeras secciones con lodo base agua (WBM) y cuando se instala el preventor, se usa el lodo base aceite (OBM), esto para la estabilidad de la sobre carga en la tabla siguiente se ven las ventajas de cada uno de ellos (Tabla 4.3).

La función principal del Lodo de Perforación es circular y acarrear los recortes de la formación durante la perforación.

Los lodos requieren de dos propiedades indispensables que son Viscosidad (Bentonita) y Densidad (Barita).

Lodo Base Aceite (OBM).	Lodo Base Agua (WBM).
Da mayor estabilidad a la formación o pared del agujero durante la perforación.	Es más económico que OBM.
Produce enjarres(filter cakes).	Evita formación de emulsiones.
Pueden usarse en altas temperaturas.	Es bajo en contaminantes.
	Reducen el daño la formación.

Tabla 4.3. Ventajas y Desventajas de los Lodos Base Agua y Base Aceite. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.4.8. FUNCIONES O TAREAS PRINCIPALES DE LOS LODOS DE PERFORACIÓN.

El objetivo es **Remover los recortes debajo de la barrena hacia afuera del agujero.**
Para lograr esto se requiere alta presión a la profundidad de la barrena (además de las propiedades tixotrópicas del lodo de perforación). Típicamente 50% de la presión de bombeo se utiliza en este punto, el otro 50% se pierde en pura fricción repartida entre la tubería de perforación y la pared del agujero.

Algunas de sus funciones son:

- **Reducir las caídas de presión por fricción.**
- **Mantener la columna hidrostática de presión.**
- **Funcionar como una barrera en el pozo.** Esto, se logra gracias al peso (densidad) del lodo.
- **Mantener la estabilidad del agujero.** Esto se logra a través de los distintos químicos e ingredientes que se utilizan en el lodo de perforación.

4.4.9. ADITIVOS COMUNES PARA LOS LODOS DE PERFORACIÓN.

- Control de pH.
- Bactericidas.
- Agentes de remoción de calcio.
- Inhibidores de corrosión.
- Agentes espumantes.
- Emulsificantes.
- Reductores de filtro.
- Floculantes.
- Sólidos (agentes pare reducir pérdida de fluidos).
- Agentes para liberar la sarta de perforación.
- Inhibidores de control para lutitas.
- Agentes de activos para superficie.

4.4.10. MARGEN DE OPERACIÓN PARA EL RISER DE PERFORACIÓN DURANTE LAS OPERACIONES.

Este **Margen de Riser** no solo se aplica a pozos submarinos sino también a pozos en tierra y aguas someras. Es un proceso sencillo, la imagen (**Imagen 4.35**) dice que tienes que compensar con el tirante de agua por ejemplo cuando estas en operación toda la tubería de color amarillo está llena de lodo o esta sobre balance al yacimiento, entonces el concepto de **Margen de Riser** dice que para cuando tu desconectes la presión hidrostática del tirante de agua más la presión hidrostática del lodo que quedo en el pozo tiene que permitirte estar sobre balance en el yacimiento por el periodo del tiempo que tu planeas abandonar el pozo, para que cuando regreses no tengas perdidas y tengas un brote al cual te puedas conectar. Este es el concepto del **Margen de Riser.** Este concepto es más difícil cumplir cuanto más crece el tirante de agua porque el peso del lodo se hace mayor y se desfasa con la presión hidrostática del tirante de agua. La presión del tirante del agua es fija e igual a 8.03.

Margen de Tubo Ascendente: Se define como la reducción de la presión del pozo debido a la sustitución de la columna de lodo del BOP en el piso de perforación (RKB) con agua de mar después de la desconexión del tubo ascendente de perforación.

Con el fin de perforar con el margen de subida, la presión hidrostática del agua de mar y el lodo en el pozo debe ser suficiente para equilibrar la presión de la formación de poros después de la desconexión de la columna ascendente.

Un aumento de la profundidad del agua normalmente disminuirá la resistencia de la formación.

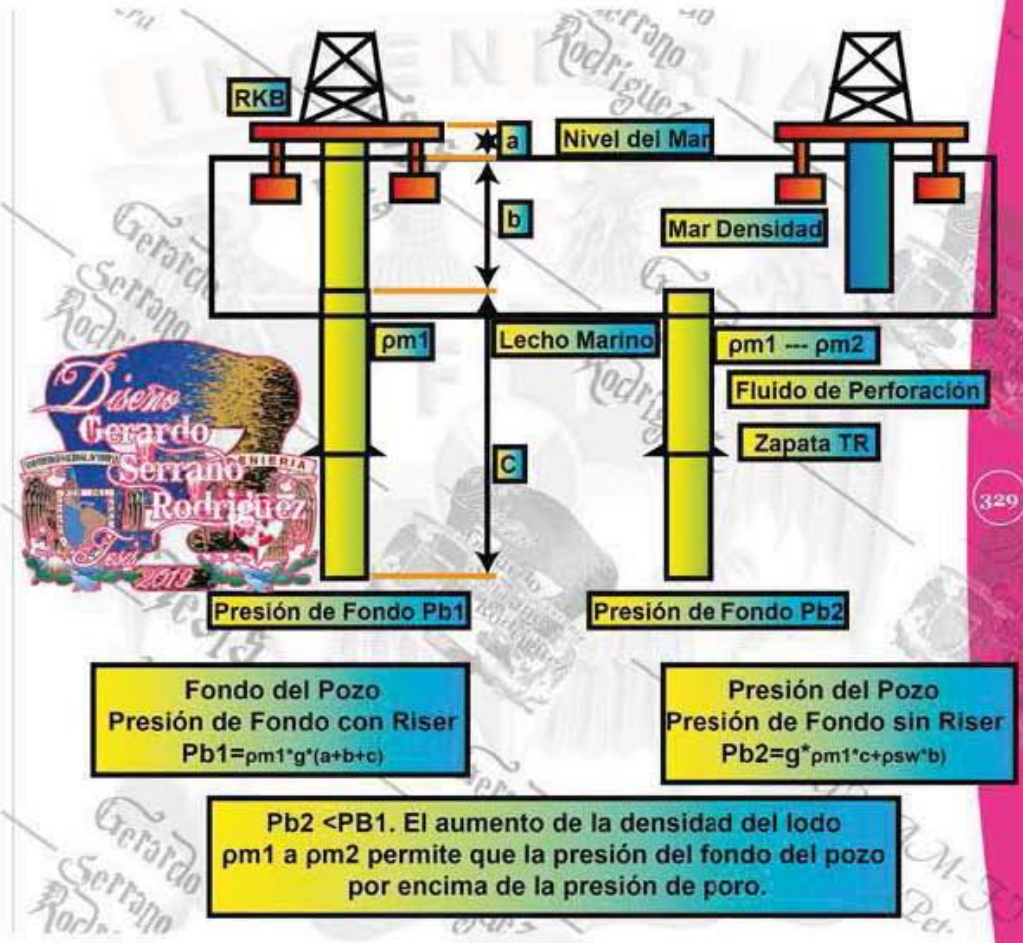


Imagen 4.35. Margen de Riser. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.4.11. PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN.

Estos problemas son muy importantes y son parámetros en los que debemos estar al pendiente.

Dos Tipos de Problemas:

Problemas de inestabilidad debido a factores mecánicos: Estos son indicadores de qué tipo de formación estamos teniendo, que tipo de pozo estamos viendo, la idea es interpretar a que nos estamos enfrentando. Los más comunes son colapsos, aperturas de pozos, que te quedes atorado por el enjarre de la formación.

- Debilidades en la formación (Imagen 4.36).
  - Fallas cruzando la pared del agujero.
  - Formaciones cruzadas (entre cruzadas).
  - Formaciones naturalmente débiles (conglomeraditos, areniscas libres, carbonatos naturalmente fracturados).
- Problemas debido a los Stress o Esfuerzos en la roca de formación (Imagen 4.37).
  - Cierre de la formación (formaciones que permaneces abiertas y expuestas por períodos largos de tiempo).
  - Desmoronamiento de la formación.
  - Colapso de la formación.

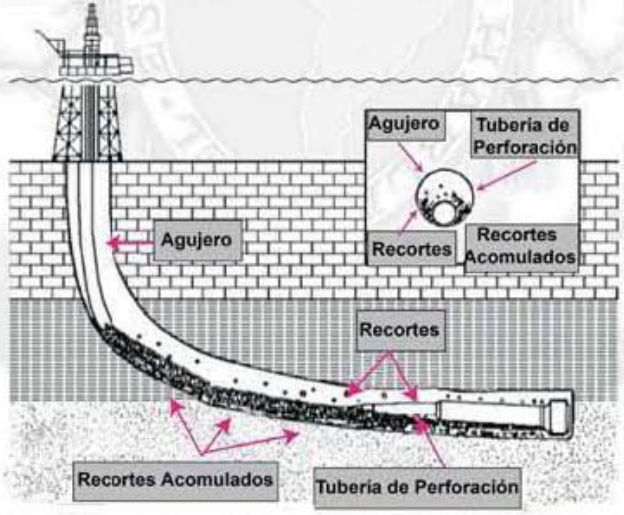


Imagen 4.36. Problemas Durante la Perforación (Debilidades de la Formación). (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

Problemas de Inestabilidad Debido a Factores Químicos.

- Hinchamiento de la formación (especialmente lutitas / shale).
- Erosión del agujero (se observa mucho en el Overburden).

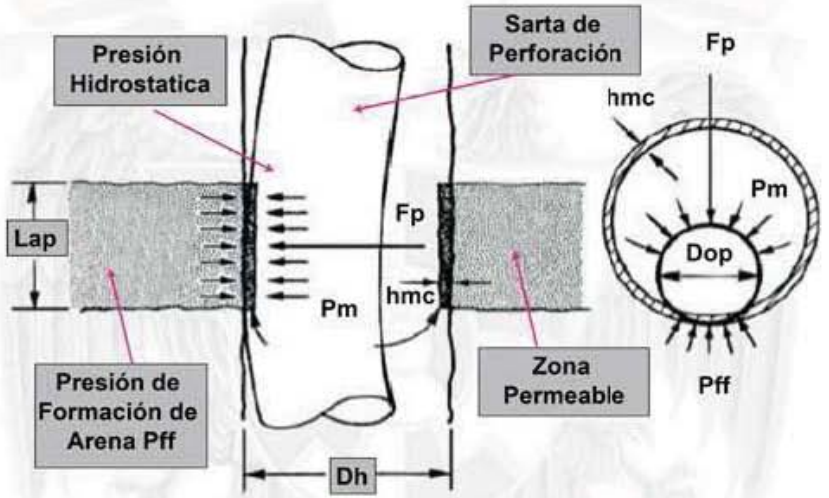


Imagen 4.37. Problemas Durante la Perforación (Stress o Esfuerzos de la Roca). (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



El nombre de este capitulo es "Perforacion y Pozos" que es una mala traducción ya que el termino en inglés es "Drilling and Well". Esto es porque cuando en ingles se dice "Drilling and Well Activities" engloba todo lo que es perforación, terminación, mantenimiento intervención taponamiento y operación de pozos. En español no se tiene ningún equivalente y es que este tema queda como "Perforacion y Pozos"

4.4.12. RESUMEN DE LA PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN DE UN PROYECTO DE PERFORACIÓN.

- Perspectiva de Desarrollo
- Colección de Datos
- Análisis Presión de Poro
- Predicción de la Fractura
- Selección de Ajustes Profundidad
- Selección de la Geometría del Agujero
- Planificación de la Finalización
- Planeación de Lodo
- Planeación de Cemento
- Diseño de Carcasa
- Diseño de Tuberia
- Diseño de la Secuencia de Perforación
- Dimensionamiento y Selección del Equipo
- Proyecciones de Tiempo de Perforación
- Estimación de Costos

Imagen 4.38. Planeación y Ejecución de un Proyecto de Perforación. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5. TERMINACIÓN DE POZOS SUBMARINOS.

En esta parte ya perforamos, ya metimos todas las tuberías, ya cementamos, todo está completamente probado, tenemos barreras perpetuas, Ingeniería de la integridad de pozos aprobó la operación y dijo **"Continúen"**.

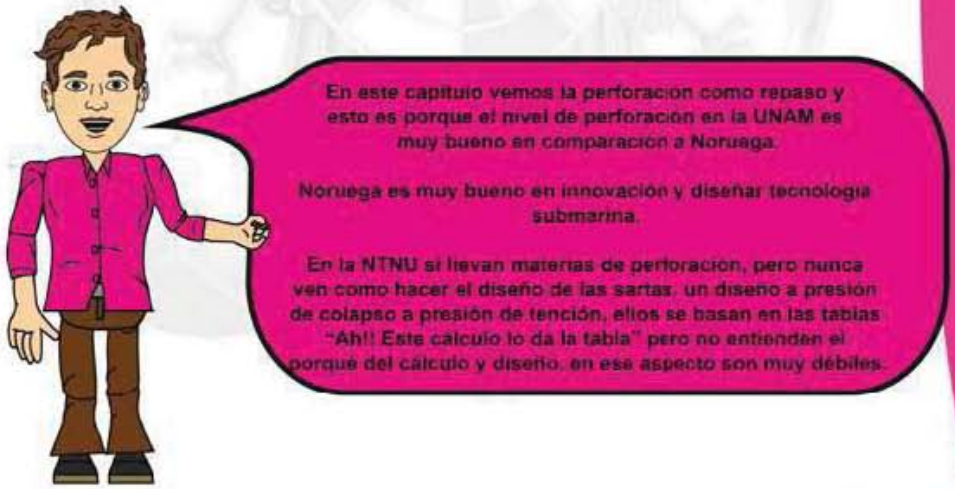


La terminación de pozos es la etapa que se realiza después de la cementación de la última tubería de revestimiento programada, esta operación consiste en convertir al pozo en un sistema operacional seguro y eficiente para poder controlar y producir los hidrocarburos del yacimiento o en el caso de pozos inyectores lograr la inyección de fluidos al yacimiento.

Las operaciones de terminación incluyen la instalación del aparejo de producción, lavado de pozo, instalación de las herramientas del aparejo de producción, estimulaciones, control de arena y operaciones de prueba del equipo, además dependiendo del tipo de terminación y las condiciones del yacimiento se requerirá realizar o no fracturamiento hidráulico y/o disparos. Siendo ésta la etapa final antes de comenzar la producción de un pozo productor en aguas profundas.

Por otro lado, la operación de terminación de pozos es el aspecto clave para lograr maximizar la producción en aguas profundas, siempre y cuando se realice una planeación en la cual se elija la mejor terminación o conjunto de terminaciones para cada pozo, considerando los aspectos del yacimiento y los fluidos a producir o inyectar.

Las técnicas de terminación son similares independientemente de la profundidad del agua, sin embargo en aguas profundas y ultraprofundas son limitadas las técnicas que pueden llevarse a cabo, además se requiere que la terminación seleccionada cumpla con la duración esperada para evitar reparaciones posteriores.



4.5.1. ¿CUÁL ES LA TERMINACIÓN DEL POZO? ¿CUÁNDO INICIA?

La **Terminación** empieza cuando el ultimo agujero de la perforación está completo esto en los casos de la **Terminación** de agujero descubierto, en la **Terminación** de agujero cubierto la **Terminación** empieza cuando pones la última TR o Liner y este se cementa y preparas para la próxima operación.

Terminación de pozos como su nombre indica es la última parte de la construcción de un pozo. El principal objetivo de la fase de finalización es para comunicar la zona productiva con la superficie y el transporte de los fluidos del yacimiento. Esto no implica el uso de una tubería. Dependiendo del pozo que sea un productor o un inyector, el objetivo de terminación se puede definir como:

- Para permitir el transporte de fluido eficaz y seguro de la zona de depósito a la superficie sin correr el riesgo en la barrera de integridad del pozo. El pozo puede producir, petróleo, gas, condensado y agua.

- Para permitir el transporte de fluido efectivo y seguro (por ejemplo, agua y / o gas) estimular la producción de otros pozos en el entorno. **(Imagen 4.39.).**

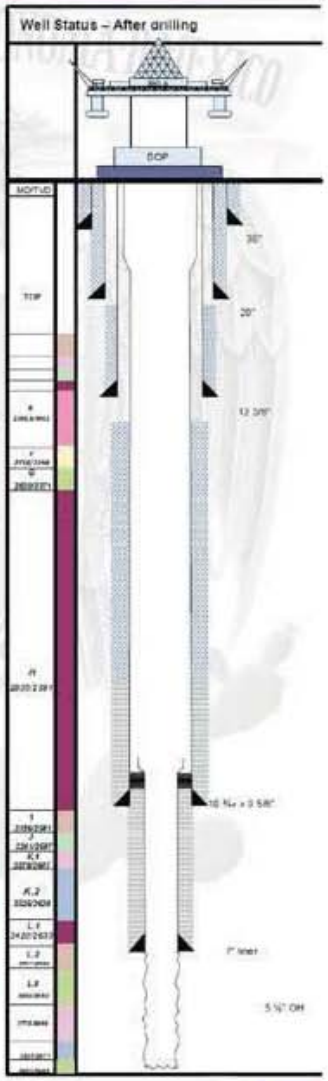


Imagen 4.39. Estatus del Pozo Después de la Perforación. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5.2. INGENIERÍA EN TERMINACIÓN LA CADENA ESTIMADA.

La **Terminación de Pozos** es una colaboración entre muchas disciplinas principalmente con las disciplinas como perforación, ingeniería de producción e integridad de pozos. El perforador es el que va a entregar el pozo, de perforación. La Ingeniería de Terminación va con el ingeniero en producción para preguntarle que se va a producir, que se va a sacar, cuantos barriles se van a sacar, con esta información empezamos a diseñar para hacer lo óptimo en un diseño. El ingeniero en integridad me va a decir todos los problemas que los pozos han tenido históricamente en el área, en caso de que no halla historia o data el ingeniero de integridad en pozos analizara el riesgo de las cosas que puedan salir mal con el pozo para así en terminación optimizar el diseño y así si algo puede salir mal saber cómo se podría solucionar.

Estas solo son algunas de las importantes, pero en terminación también vamos a colaborar con geólogos en intervención de pozos **(Imagen 4.40.).**

En la tabla vienen las habilidades importantes para un ingeniero en terminación de pozos submarinos, esta persona debe conocer de cementación, es importante que conozca de fluidos de graba, la diferencia de zonas productoras o yacimientos productores que conozca de logística, ser un buen administrador sobre todo para la parte de logística.

Área Técnica / Nivel de Habilidad	Nivel de Habilidad Requerido	Nivel de Habilidad Actual	Brechas identificadas
Diseño General de Terminación Submarina			
Operaciones Generales de Terminación			
Teoría del Control de la Arena			
Operaciones de Control de Arena			
Perforador			
Detalle del Equipo de Terminación			
Análisis de Estrés de Tuberías			
Empaques de la Barrera de Pozo			
Sistemas de Produccion Submarina			
QA/QC			
A través de la Intervención de Tubería			
WL Línea Reversa			
[illegible]			
[illegible]			
Producción Artificial			
[illegible]			
[illegible]			
[illegible]			
Producción/Química			
Biostimos [illegible]			
Metalurgia			
Inyección Química			
Modelado Multifásico			
Productividad del Pozo			
Formación de Parafinas			
Formación de Hidratos			
Asfaltenos			

0.- Sin experiencia
1.- Experiencia / Conocimiento General
2 a 4.- En desarrollo / Experiencia en aumento
5.- Totalmente competente y capaz de asesorar



Imagen 4.40. Colaboración de Otras Decuplicas con Integridad de Pozos.

4.5.3. COMUNICACIÓN Y PROCESOS DURANTE LA TERMINACIÓN DEL POZO.

El cómo funciona la organización es muy importante en la terminación de un pozo.

Lo que yo conocí es que funciona de dos formas:

Una es que durante la fase de planeación tiene dos áreas, una parte es en tierra y otra en aguas, aun cuando estas en planeación se debe mantener comunicación con la plataforma y la comunicación va a ser vía con el superintendente. También está el supervisor de ingeniería que controla a los ingenieros en terminación.

En offshore toda la comunicación va a ir vía al ingeniero y vía al súper intendente, regularmente nunca se comunican offshore y onshore, si no que se hacen estos canales vía superintendente (Imagen 4-41.).

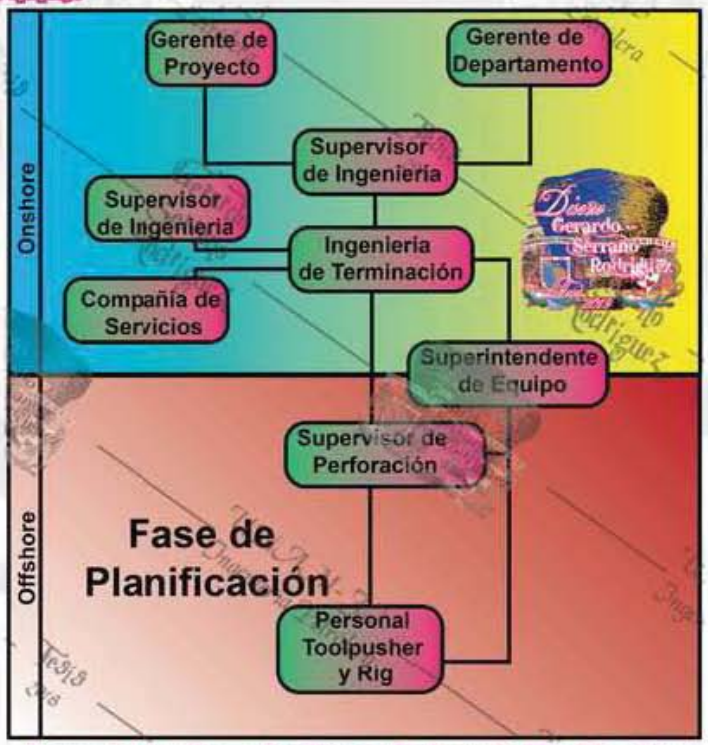


Imagen 4-41. Comunicación en la Fase de Planificación. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

El siguiente diagrama es la fase de ejecución y es distinto al diagrama anterior, en esta parte ya es más balanceado en tierra o onshore y offshore ya que el punto de comunicación es el encargado de logística y el superintendente.

Con estas personas se va a hablar para ver que se necesita y cómo va la operación (Imagen 4-42.).

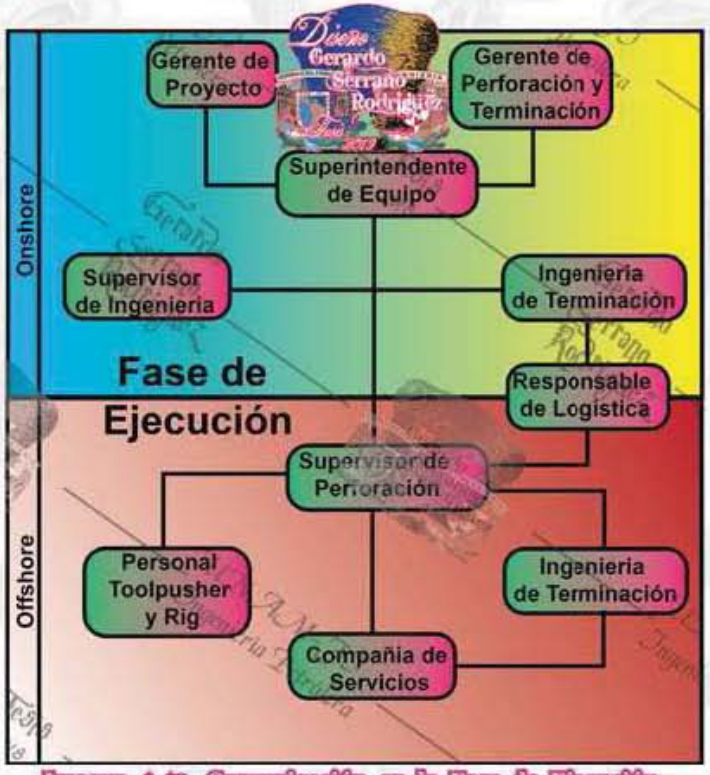


Imagen 4-42. Comunicación en la Fase de Ejecución. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5.4. PROGRAMA DE TERMINACIÓN.

El **Programa de Terminación** se puede definir como un plan estructurado y organizado para alcanzar un objetivo terminación deseada. En él se resumen las operaciones a realizar en un incluyendo además los pasos a seguir para cada operación con el fin de alcanzar el objetivo principal. Los pasos deben de venir bien estructurado.

El **Programa de Terminación** debe incluir la siguiente información:

- Equipo de perforación para ser utilizado.
- El equipo a utilizar temporalmente en la plataforma (por ejemplo, unidades de telefonía fija, la unidad de WOC, carretes umbilical).
- Equipo que se instala temporalmente en el pozo (por ejemplo, tapones mecánicos, cestos de basura).
- Equipo que se ha instalado de forma permanente en el pozo (por ejemplo, el equipo de terminación).
- La información de todas las personas involucradas en el proyecto en contacto con (operador, contratista de perforación y contratistas de servicios).
- Presupuesto para el proyecto.
- Duración estimada y el planificador de tiempo para cada operación.
- Riesgos identificados, incluyendo la mitigación y las medidas correctivas previstas (por ejemplo, la matriz de evaluación de riesgos).
- Breve descripción o borradores de los procedimientos operativos previstos.

4.5.5. PROCEDIMIENTOS DE TERMINACIÓN.

Procedimientos de Terminación se desarrollan y se escriben para describir paso a paso las instrucciones que deben seguirse durante cada operación con el fin de lograr el objetivo principal de su finalización. Una definición de procedimiento se da como sigue: una serie de instrucciones detalladas organizada cronológicamente para cumplir una operación.

Regularmente, el contenido de los procedimientos de terminación incluye:

- Nombre o título de la operación.
- Las empresas que participan en la operación.
- Descripción de los equipos y los preparativos para la operación.
- Instrucciones de funcionamiento o pasos.
- Esquemas de montaje y / o dibujos operativos relacionados.

4.5.6. DESEMPEÑO DE LA TERMINACIÓN.

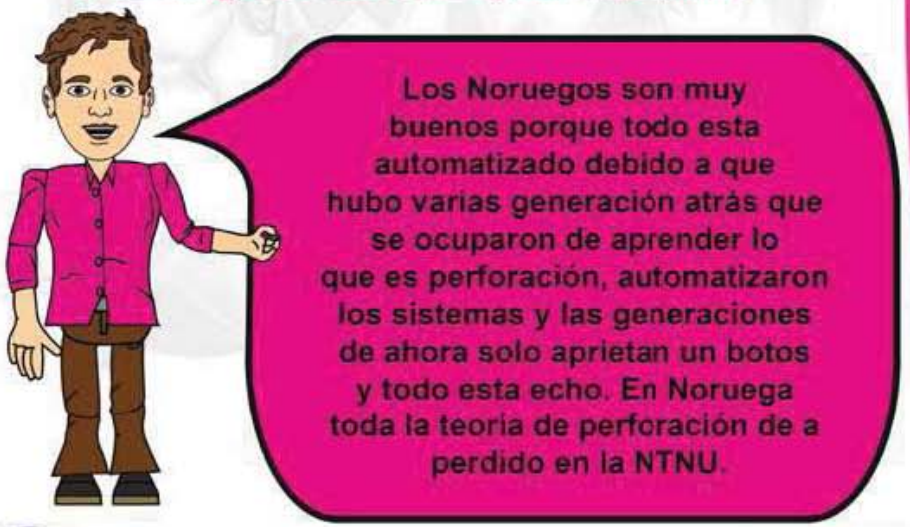
Este desempeño es muy básico y se miden en tiempos, cuando se hace el reporte se miden en dos áreas.

1-.Todas las cuestiones que son dependientes de tiempo.
2-.Todas las cuestiones que son independientes de tiempo.

Desempeño de la Terminación se puede definir como el grado de éxito de un pozo bien terminado y se compara con los requisitos establecidos, las normas, los costos, los recursos humanos y tecnológicos disponibles dentro de un marco de tiempo restringido. (Tabla 4-4).

Factores Dependientes del Tiempo (Factores TEM).	Los Factores Independientes de Tiempo (Factores TMI).
Costo del aparejo.	El rendimiento del equipo (por ejemplo empacador que hace sin definir).
Operaciones (por ejemplo, la terminación de marcha).	
Actividades fuera de línea.	

Tabla 4-4. Factores de Tiempo en la Terminación. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



4.5.7. INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO (KPI).

Cuando empiezas hacer el monitoreo de la terminación normalmente se ponen tres tiempos.

El Tiempo Planificado, El Tiempo Presupuesto, El Tiempo Actual o el que realmente ocupaste y estos tiempos los comparas en una gráfica.

Estos tiempos son importantes para saber planear pozos similares, nos sirve como referencia para la desviación estándar entre los tiempos planificados y los actuales, así como cuál es el tiempo promedio que finalmente se ocupa por operación **(imagen 4.43.)**.

$$t_{terminacion} = X^{entrega\ del\ pozo}_{condicion\ del\ pozo} t_{operacion} = t_{pozo\ limpio} + \ldots\ldots\ldots\ldots + t_i$$

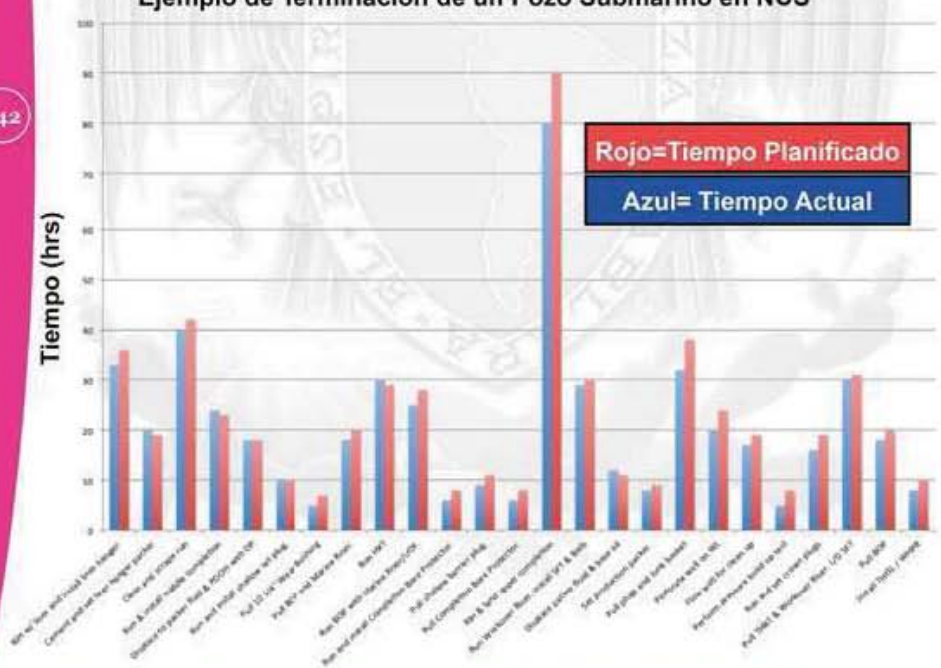


Imagen 4.43. Ejemplo de Terminación de un Pozo Submarino en NCS.

4.5.8. FACTOR OPERACIONAL.

Este factor es muy fácil sacarlo, es **El Tiempo Total Menos el Tiempo no Productivo o Tiempo Perdido** y a ese le vamos a quitar el tiempo que se perdió por el clima, esto es porque del tiempo perdido se desglosan dos tiempos, uno que se debe al tiempo del clima y otro que se debe a tiempo de operación. Esto se divide entre el tiempo total menos el tiempo del clima

El tiempo del clima (WOW).

$$Op_f = \frac{Tiempo\ Total - NPT - WOW}{Tiempo\ Total - WOW} = \frac{Tiempo\ de\ Actividad}{Tiempo\ de\ Actividad + Falta\ de\ Tiempo}$$

4.5.9. ANÁLISIS DE RIESGOS DURANTE LAS FASES DE PLANIFICACIÓN Y EJECUCIÓN TERMINACIÓN DE POZOS.

Los **Análisis de Riesgo** durante la terminación, es considerada por algunos ingenieros como una herramienta muy pobre para medir los riesgos, por ejemplo tenemos el riesgo de que el empacador quede atorado, la siguiente pregunta es **¿Cuáles serían las consecuencias de este riesgo? ¿Cómo mitigarías este riesgo? ¿Qué va a pasar después?** Y con esta información llenas tu tabla en la que el problema son los colores y las probabilidades.

Todo se hace con la pregunta: **"¿Qué probabilidad hay de que el empacador se quede aquí atorado?"** Y la respuesta seria: "Pues según la tabla es baja pero no está anclado en hechos comparados a pozos cercanos", por eso es que esta herramienta a muy poca gente le gusta.

Aunque esta parte del análisis de riesgo es importantísima durante la planeación, porque, aunque la herramienta no sea tan eficiente, te va a permitir ver y visualizar que puede salir mal y cómo vas a mitigar ese riesgo, en caso de que llegase a salir mal entonces cuál es tu plan "B" y que vas hacer en caso de que salga mal

4.5.10. VARIABLES.

Esta es otra forma de cómo se mide, van poniendo probabilidades y consecuencias de impacto, cuando se llegue al tema de integridad se hablará un poco de la definición en Noruega sobre el riesgo.

La definición de riesgo ya no es probabilidad por consecuencia el riesgo en Noruega se mide probabilidad por consecuencia por la calidad de la información en el momento que se tomó la decisión.

4.5.11. DISEÑO DE SECCIONES EN LA TERMINACIÓN DE UN POZO.

La terminación submarina se divide en cuatro etapas:
Desde la parte inferior (yacimiento) de la parte superior (fondo del mar) (Imagen 4.44.).

Imagen 4.44. Diseño de Secciones en la Terminación de un Pozo. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



4.5.12. EQUIPO COMÚN UTILIZADO DURANTE LA TERMINACIÓN INFERIOR.

También se lo conoce como la terminación del yacimiento.
Los componentes comunes de la Terminación Inferior dependen del yacimiento que se tenga, puede tener grava arena, puedes tener liner perforado, etc.
También se lo conoce como la terminación del yacimiento.

Consideraciones de Terminación Baja:

- La estabilidad del pozo (por ejemplo, la producción de arena)
- Tamaño de la sección de pozo.
- Longitud del pozo.

Equipo común usado en Terminaciones Inferiores:

- Trazadores de fondo de pozo.
- Revestimientos de yacimiento (líneas en blanco, revestimiento de pre-perforado, ranurado pre-revestimiento).
- Colgador de liner con empacador.
- Empaque de grava.
- Pantallas.
- Empacadores swell.
- Dispositivos de control de flujo de entrada.



Revisando los temarios de la UNAM comparados a la NTNU en la UNAM la perforación es muy fuerte. En este capítulo solo se menciona lo que necesitan saber para aplicarlo a aguas profundas. Este capítulo se enfoca a los temas que considero que no vienen explicados en el temario de la UNAM, básicamente Taponamiento, Terminacion e Integridad de Pozos.

4.5.13. TIPOS DE DISEÑOS EN TERMINACIÓN INFERIOR.

Los tipos de terminaciones inferiores en general se dividen en agujero abierto y agujero cubierto. El agujero cubierto tienes que cementar y perforar **(Imagen 4.45.)**.



Imagen 4.45. Tipos de Diseño en la Terminación Inferior. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5.14. LA TERMINACIÓN INFERIOR DE POZOS MULTILATERALES.

Hay dos formas de terminar estos pozos, una que sea de arriba hacia abajo y otra de abajo hacia arriba, en los pozos multilaterales es muy importante ir terminando por secciones de forma que se vallan aislando, **"Terminas Aíslas y Perforas"** esto para hacer el agujero más estable.

Entre más pozos multilaterales el riesgo es mayor y para mitigar el riesgo vas terminando los pozos conforme vas avanzando. Los multilaterales hay de seis niveles, esto quiere decir que son de seis agujeros. En Noruega si hay multilaterales de seis niveles, pero la mayoría son de nivel dos o nivel tres **(Imagen 4.46.)**.

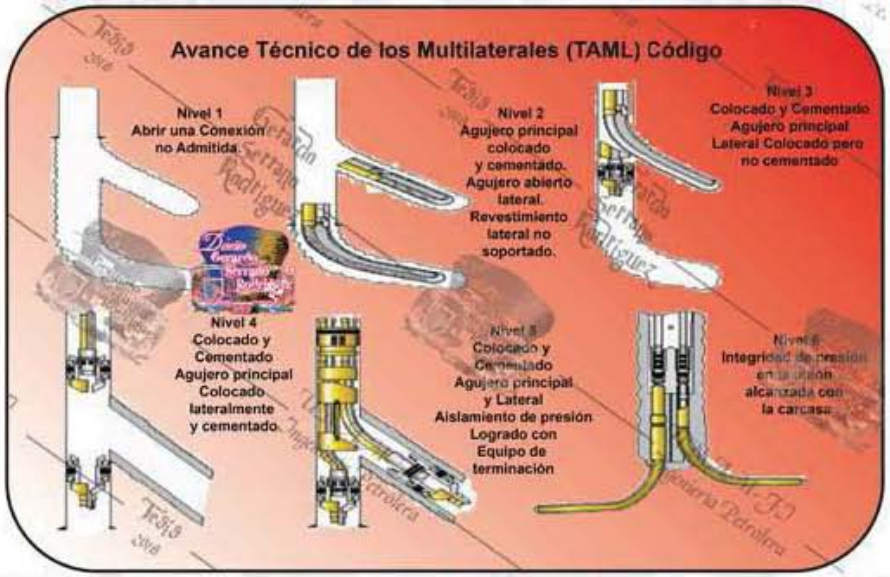


Imagen 4.46. Pozos Multilaterales de Distintos Niveles. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5.15. EQUIPO DE TERMINACIÓN INFERIOR.

Swell Packers (Empacadores que se Hinchan).

Son los empacadores que hinchan, se utilizan para aislar formación que no deseas producir y se pueden expandir por medio de fluidos base aceite o fluidos base agua, eso quiere decir que son por osmosis o por adsorción. Los más comunes son los de fluido base aceite, tienes el fluido base aceite en el agujero, bajas con el empacador y puedes operar con el empacador. Implementado para aislar las formaciones no deseadas y las zonas no productivas, junto con un tubo en blanco.
Contribuye a evitar que el flujo transversal, corta la irrupción de agua, reduce el flujo anular, y proteger las pantallas entre otros beneficios.
La hinchazón es activada por:

- Fluidos a base de agua (ósmosis).
- Fluidos a base de aceite (absorción).

La temperatura es el factor principal conducido después del contacto de fluidos (Imagen 4-47).



Imagen 4-47. Swell Packers (Empacadores que se Hinchan).

Sand Control (Control de Arenas).

Para controlar arenas se tiene el más común que es la graba que incluye utilizar filtros de arena o mallas para poder filtrar las partículas y aparte se le pone la graba para crear una especie de pared en el agujero y también funcione como una especie de filtro (Imagen 4-48).
Funciona como dos mecanismos contra la producción de arena:

- **Un filtro para la producción de arena** (partículas especialmente finas o muy grandes, que no puede ser filtrada por las mallas). La prevención de la arena para llegar a las mallas.
- **Como medio de pared artificial.** La producción de arena se debe a un colapso de la formación. La grava funciona como una pared de soporte e impidiendo que se colapse.



Imagen 4-48. Sand Control (Control de Arenas).

4.5.16. EQUIPO COMÚN UTILIZADO DURANTE LA TERMINACIÓN MEDIA.

Es básicamente el mismo equipo que se usa en la terminación superior. Es como sustituir a un tapón, es como una barrera, la razón del porque se pone la terminación media es para ahorrarse tiempo y evitar emulsiones.

Imaginemos que estamos terminando un pozo a 2,000 metros de tirante de agua y aparte ese pozo son 4,000 metros entonces bajar con un tapón y después quitarlo es mucho tiempo, entonces bajas con una terminación media con un tapón preinstalado, instalas toda la terminación y haces todo lo que tienes que hacer.

¿Por qué se tiene que instalar la terminación media? Es porque se va a instalar el árbol de válvulas. Cuando se instala el árbol de válvulas horizontal primero se instala la sección inferior y después se pone la terminación media luego el árbol de válvulas submarino horizontal y después se pone la terminación inferior.

Si se va a poner un árbol de válvulas vertical es distinto, bajas la terminación inferior y bajas la terminación superior, hay no tenemos la necesidad de una terminación media porque el colgador de la tubería de producción no va dentro del árbol de válvulas submarino vertical, ese va anclado al cabezal en un adaptador especial del cabezal y una vez que ya se baja la terminación superior entonces se baja el árbol de válvulas submarino vertical, esas son las diferencias entre el horizontal y el vertical, el acceso a la tubería de producción.

- Terminación Media es a menudo opcional.
- Común en pozos productores.
- Mismo equipo que en la terminación superior.

Estos son dos diagramas de un árbol de válvulas horizontal y como se vería con terminación media y sin terminación media.

Es un árbol de válvulas horizontal porque las válvulas están posicionadas de manera horizontal. El árbol de válvulas vertical se llama vertical porque las válvulas están verticalmente. El hecho de que las válvulas están posicionadas horizontalmente te permite que haya un agujero suficientemente grande para entrar al pozo y por eso se cuelga la tubería de producción en el árbol de válvulas horizontal. El árbol vertical como las válvulas están verticales y están dentro del árbol entonces tu acceso es limitado y no hay acceso al pozo y por eso se coloca el colgador en el cabezal (Imagen 4-49).

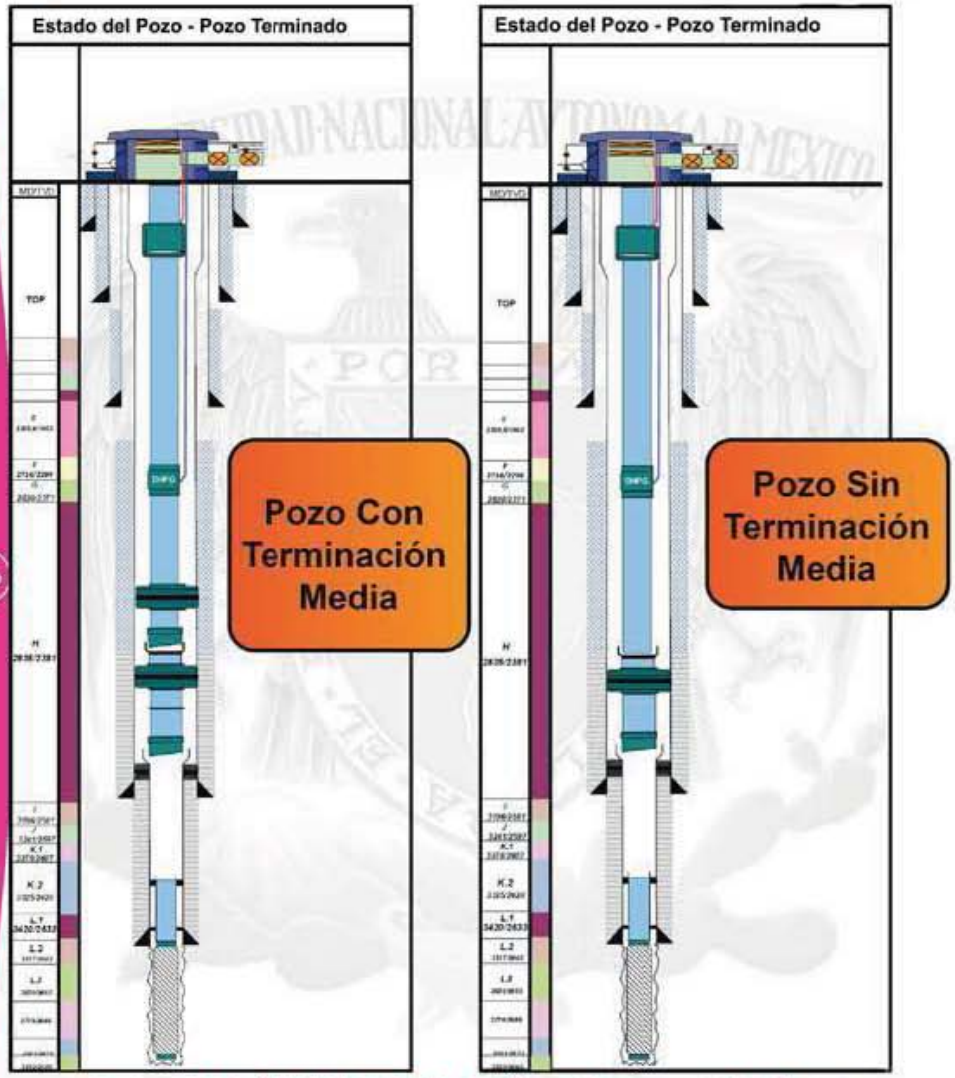


Imagen 4.49. Árbol de Válvulas Horizontal y como se Vería con Terminación Media y sin Terminación Media. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5.17. EQUIPO TEMPORAL UTILIZADO DURANTE LA FASE DE TERMINACIÓN.

En la terminación se ocupa mucho equipo temporal como tapones para hacer las instalaciones a los árboles, hay tapones muy novedosos como los tapones de vidrios que funcionan con ciclos de presión, pones el tapón después hace 20 ciclos de presión de 250 bares y cuando cumples 20 ciclos de re-presionar y desfogar el tapón tiene unos dispositivos que hace explotar el cristal y así tienes acceso al agujero y eso ahorra tiempo ya que no tienes que recuperar el tapón.

Tapones de aislamiento (Imagen 4.50.).

- Tapones recuperables (tapones mecánicos).
- Las válvulas de aislamiento (FBIV).
- Desaparición de tapones (tapones de vidrio) (Imagen 4.51.).

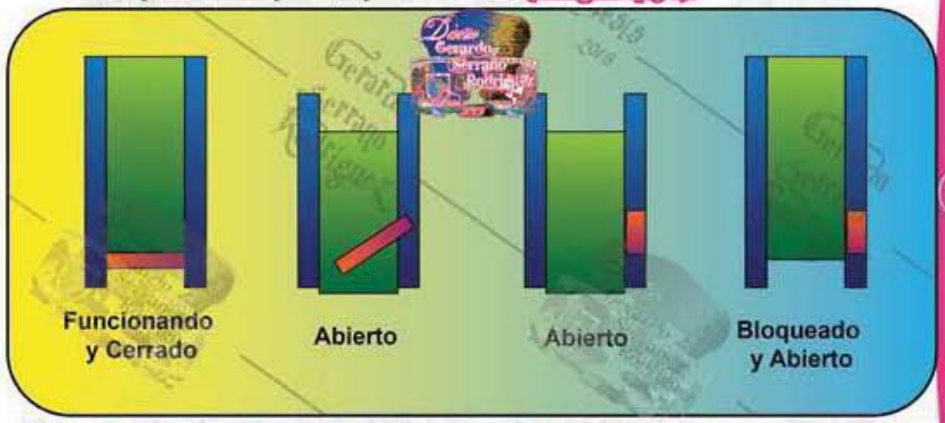


Imagen 4.50. Posiciones de los Tapones. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

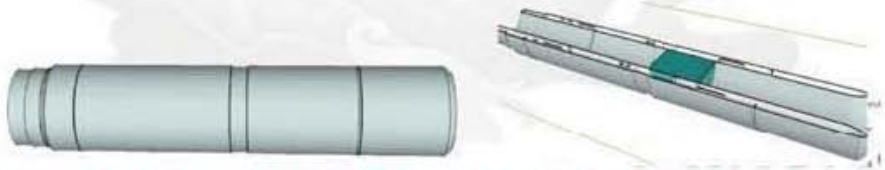


Imagen 4.51. Tapones de Vidrio. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5.18. EQUIPO COMÚN UTILIZADO DURANTE LA TERMINACIÓN SUPERIOR.

Terminación superior antes del Árbol de Navidad.

- Producción / empacador de inyección.
- Medidor de presión (por ejemplo, PBR).
- Válvulas de inyección química (CIV): Es para evitar problemas de producción, asfáltenos, parafinas, corrosión.
- Medidores de presión y temperatura (DHPG).
- La válvula de seguridad de fondo de pozo.
- La válvula de seguridad del gas (GLV).
- Válvula de seguridad del espacio anular (ASV).
- Las líneas de control y abrazaderas.
- La punta Viajera o PBR.

Producción /Empacador de Inyección.

Tenemos el empacador que hay de dos tipos, el permanente y el recuperable.

- La protección de la carcasa de la presión del pozo.
- La protección de la carcasa a partir de fluidos y flujo.
- Aislar las fugas en las zonas cubiertas, producción.

Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo.

Su principal objetivo es evitar cualquier tipo de fluido fluya hasta el tubo al nivel de los fondos marinos y / o a la superficie. La válvula está diseñada para cerrar automáticamente si la presión se pierde en la línea de control hidráulico que acciona la válvula. Se instala para evitar una liberación no controlada de fluidos de yacimiento en caso de emergencia. Por lo general son válvulas de charnela. Su diseño se basa en API RP 14B.

Dos tipos:

- Recuperable por la tubería (TRSCSSV).
- Recuperables por línea de acero (WRSCSSV).

El principio de funcionamiento es sencillo, tu re-presionas con la línea de control, presionas el resorte y abres la válvula, mantienes la producción, desfogas y cierras (Imagen 4.52.).

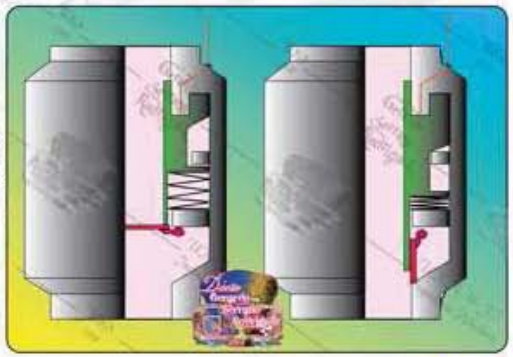


Imagen 4.52. Válvulas de Seguridad de Fondo de Pozo.

La Punta Viajera o PBR.

El PBR o Polished Bore Receptacle es parte de un dispositivo de expansión utilizado en muchos pozos submarinos. A menudo se utilizan para reducir las tensiones en los envasadores y los tubos, principalmente de los cambios térmicos. Su principal ventaja es que proporcionan un método fácil para realizar una operación de reparación, ya que permite tirar de la tubería (Imagen 4.53.).

- Permite el movimiento del tubo.
- Punto de fuga importante en los pozos de inyección.



Imagen 4.53. Punta Viajera o Polished Bore Receptacle (PBR) (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5.19. RETOS O PROBLEMAS DURANTE LA EJECUCIÓN DE TERMINACIÓN SUPERIOR.

- Bajar con la tubería.
- Espaciar en el PBR.
- La instalación de abrazaderas que son pinzas especiales para que las líneas de acero no se enreden.
- Torsión de las líneas de control.
- Espacio para equipos de a bordo.

4.5.20. LA TERMINACIÓN SUPERIOR DEL POZO.

Es el equipo que se instala esa profundidad del fondo marino para la terminación es:

- Arbol de Navidad (XT): Hay de dos tipos vertical y horizontal y su función principal es dar acceso al pozo y poder intervenir.
- Instalación de tubería.
- Los tapones (Imagen 4.54).



Imagen 4.54. Terminación del Agujero. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



Toda la Data que se muestra en estos temas fue sacada de la Comisión Nacional de Hidrocarburos que en Noruega se llama Norwegian Petroleum Directorate. En Noruega toda la Data es publica y su información es increible. Si tu realizas una investigación te vueles loco de la emoción ya que la información es basta y reciente.

4.5.21. COLGADOR DE LA TUBERÍA TAPONES CORONA.

Estos tapones se ponen arriba del colgador dentro del árbol de válvulas y es para sellar e acceso al pozo, cuando no tienes estos tapones el pozo está abierto entonces tienes que poner los dos tapones como la última barrera del pozo.

Propósito de los tapones es para dirigir el flujo de los fluidos producidos en la salida horizontal del colgador de tubería que permite acceder a la sarta de tubería después de que hayan sido retirados y recuperados.

Dos tapones corona:

- Tapón de tubería superior.
- Tapón de tubería inferior (Imagen 4.55).



Imagen 4.55. Tipos de Tapones de Corona. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.5.22. TERMINACIÓN INTELIGENTE.

Una **Terminación Inteligente** puede ser definida como un sistema de terminación capaz de recolectar, transmitir y analizar la producción de los pozos y el yacimiento, así como la inyección de fluidos, integrando todos los datos de la terminación ya sea de una o varias zonas productoras, permitiendo actuar a distancia para el mejoramiento del control del yacimiento y la producción del pozo. El objetivo primordial de las terminaciones inteligentes es proveer al operador junto con un método de terminación el poder de reconfigurar la arquitectura del pozo y la adquisición de datos en tiempo real sin la necesidad de realizar intervenciones. Se debe recalcar que las terminaciones inteligentes no se refieren a la capacidad del control u optimización automatizada, sino se basa en operaciones manuales para iniciar los comandos para el pozo. Las terminaciones inteligentes comprenden dos conceptos primarios:

- **Monitoreo Remoto:** se refiere a la habilidad del sistema para proveer datos obtenidos cerca o en el pozo, sin la necesidad de intervenir el pozo
- **Control Remoto:** implica que las instrucciones de comando sean transmitidos al pozo para alterar la posición o estatus de uno o más componentes para el control del flujo.

La **Terminación Inteligente**, es una tecnología que en los últimos años ha tenido un gran auge debido a que ayuda a maximizar la producción del yacimiento minimizando costos, con lo que la economía del proyecto mejora notablemente puesto que permite al operador el manejo activo del yacimiento. Este aspecto de manejar activamente el yacimiento es de suma importancia en yacimientos que requieren control de arenas, los cuales generalmente están ubicados en zonas geográficas lejanas o ambientes de operación extrema como son los campos de aguas profundas y ultraprofundas. La combinación de la tecnología para el control de arenas y las terminaciones inteligentes puede ser un reto importante, especialmente cuando se producen fluidos de múltiples zonas no consolidadas con alta productividad.

Hasta el 2002, el éxito de terminaciones inteligentes junto con el control de arenas se veía limitado a dos intervalos productivos con el control y monitoreo total de las dos zonas. Esta limitación era el resultado de la arquitectura de la terminación con empacadores de grava, la cual requería que las válvulas de control y los medidores de presión y temperatura estuvieran colocados por encima de la zona de interés. Es necesario tener mucho cuidado en el control de arenas, debido a que éstas pueden afectar notablemente el desempeño de las terminaciones inteligentes, llegando al punto en que dejen de funcionar.

4.5.23. ¿CÓMO LA TERMINACIÓN Y LA PERFORACIÓN SE COMPLEMENTAN ENTRE SÍ?

Terminación pone las barreras y perforación pone otras barreras.
Terminación pone los equipos como el empacador, la válvula de seguridad y el equipo de control.

Perforación pone las TR´s y el cemento.
Las combinaciones de los elementos instalados crean la filosofía de la barrera doble y el pozo puede entrar en operación **(Imagen 4.56.)**.



Imagen 4.56. Barreras de la Perforación y la Terminación. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.6. INTERVENCIÓN EN POZOS SUBMARINOS.

Las **Intervenciones en los pozos Submarinos** son intervenciones que se hacen para reparar cualquier problema que se tenga en los pozos.



4.6.1. INTERVENCIÓN EN POZOS SUBMARINOS.

Intervenciones en Pozos son actividades que se realizan en un pozo con la intención de:

- Reparar y restaurar elementos de barreras y sobres.
- Proporcionar medios de mantenimiento de pozos.
- Preparar un pozo para la producción / o reparación de pozos de inyección pesada.

Se le llama intervenciones pesadas a aquellas intervenciones donde se usa equipo como plataformas y sartas de perforación o algún otro tipo de tubería para realizar la intervención.

No necesariamente debe haber entrada al yacimiento, puede haber intervención pesada aun cuando no se trabaje en el yacimiento.

Los estudios han encontrado que es necesaria la **Intervención de Pozos Submarinos** después de más o menos 5 años después de que el pozo se ha completado.

La siguiente gráfica fue el resultado de un estudio que inicio en el 2006 donde se hizo un estudio de los pozos que existen en la plataforma continental de Noruega (**Imagen 4.57**).

Hay que considerar que la relación operador y regulador es de la siguiente manera, al finalizar el año en el mes de diciembre se le tienen que enviar en este caso a Petit toda la información de los pozos que como operador tienes, entonces Petit les pregunta cada año a las operadoras Texaco, Exxon, BP, Schell, etc. ¿Díganme cuantos pozos tienen y como está la salud de esos pozos? Y ¿Cuántos pozos taponados y abandonados tienen temporalmente y permanentemente? Y las operadoras tienen que presentar estos datos por un sistema de categorización, Integridad de pozos es el departamento encargado de reportarle a Petit.

Se les envía toda la información de los pozos, se les dice que categoría es ya sea **Roja**, **Naranja**, **Amarillo** o **Verde** y se les dice que es lo que falla en el pozo.

Entonces los primeros estudios se empezaron hacer desde el 2004 y en el 2006 se publicaron los primeros resultados, por lo tanto este es de los primeros estudios que se hizo de esa manera.

Se encontró en este estudio que la falla más común en los pozos era la tubería de producción y esta era la razón del porque se realizaban muchas intervenciones.

La idea de esta gráfica es ver las fallas que tienen los pozos a lo largo de los años y las razones del porque se intervienen o se abandonan. Se nota en la gráfica que cada cinco años los pozos son intervenidos.

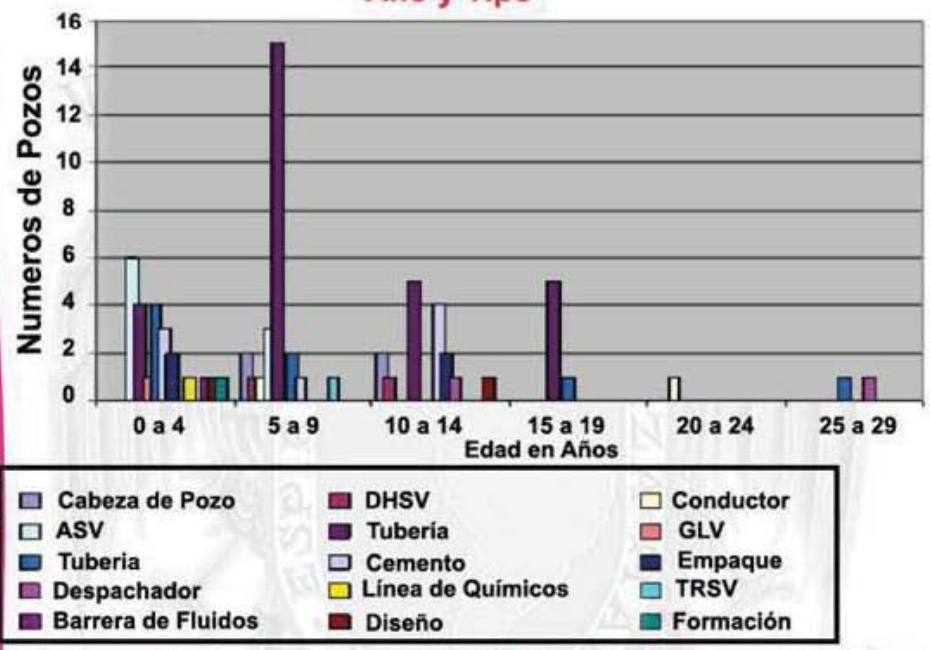
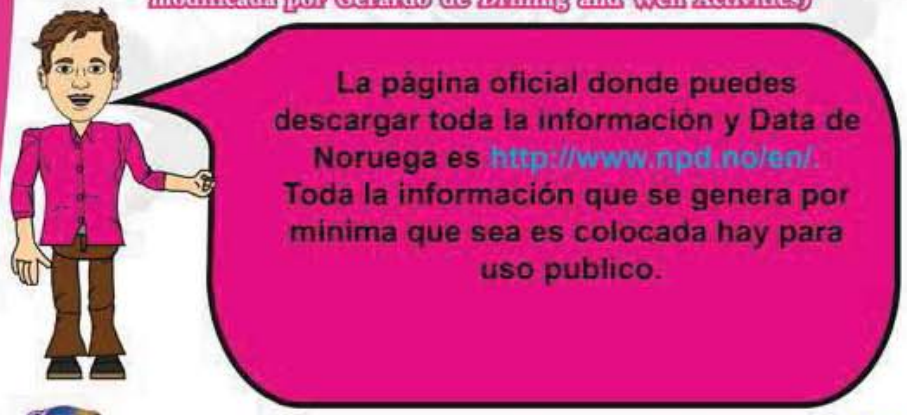


Imagen 4.57. Diferentes Fallas de Distintas Barreras. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



4.6.2. EQUIPOS DE INTERVENCIÓN.

En la industria submarina de petróleo y gas hay principalmente dos tipos de equipos de intervención:

- Coiled Tubing (CT) - Tubería flexible.
- Wireline (WL) - Línea de acero.

Coiled Tubing (CT) - Tubería Flexible.

Se utiliza habitualmente para:

- Limpieza fuera del agujero. Trabajos de reacondicionamiento y/o trabajos de fractura.
- En las operaciones de pesca.
- Perforación vía lateral, las operaciones de fresado.
- Apertura / Cierre de circulación.
- Detectar los tapones de cemento.
- Lavar los residuos fuera de los equipos de fondo de pozo.
- La puesta en marcha de matar pozos mediante el bombeo de nitrógeno.

La **Tubería Flexible** se puede utilizar para varios propósitos de intervención y ofrecen varias ventajas en comparación con los dos tubos de perforación y operaciones de línea fija, por ejemplo:

- Permite que circula fluidos continuamente a través de la tubería mientras la tubería está siendo bajada dentro y fuera del agujero.
- Se puede utilizar para trabajar en pozos vivos.
- Permite la realización de servicios de WL mediante la instalación de una línea Eléctrica dentro de la CT.
- Permite ejecutar las bombas de fondo de pozos.

En la siguiente imagen se ve como es el equipo en una plataforma donde se pone el preventor de la tubería flexible está el riel y también el árbol de válvulas submarino (Imagen 4.58.).

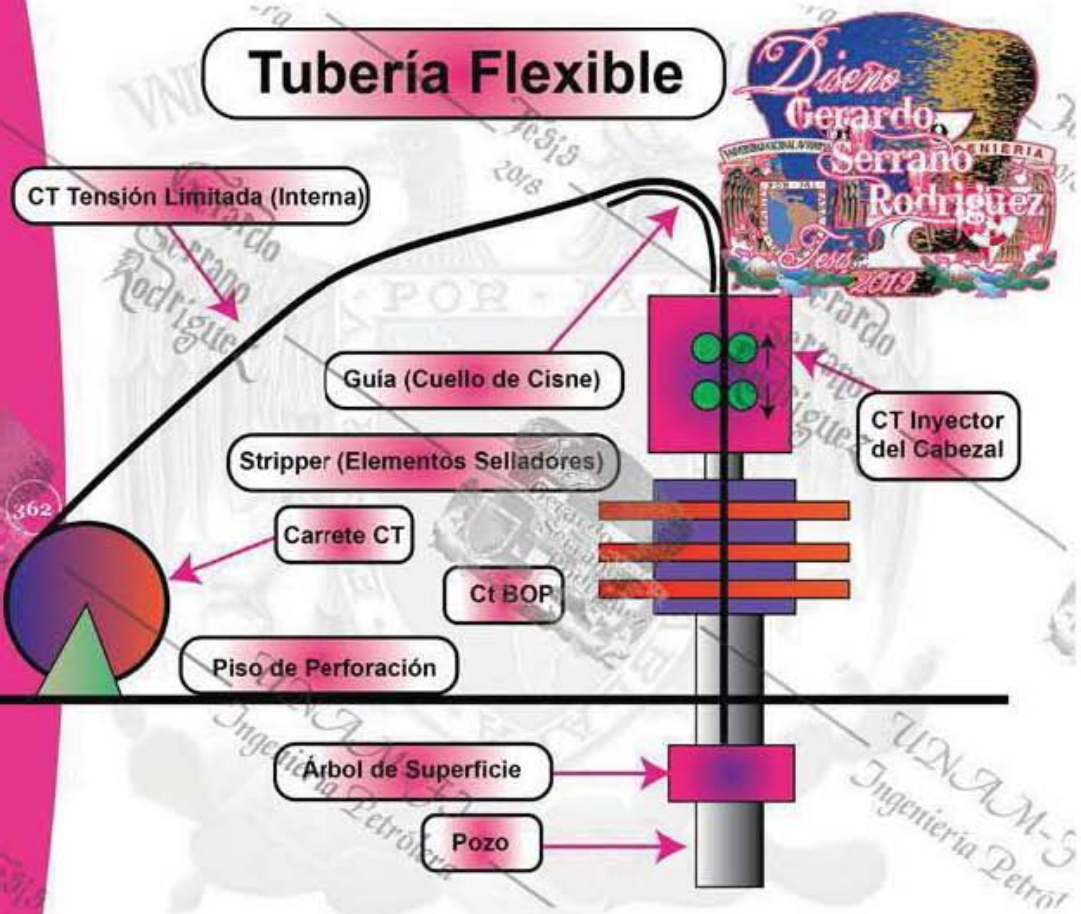


Imagen 4.58. Equipo de una Plataforma con Tubería Flexible. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

Wireline (WL) - Línea de Acero.

Las tareas típicas en las que se utiliza la unidad WL son:

- Retirado y colocado de tapones, válvulas de retención, DHSV y DHSV.
- Para detener el flujo de un pozo.
- Apertura y cierre de dispositivos de circulación.
- Comprobación de desechos en el interior de la tubería, la corrosión.
- Perforaciones de tubería.
- PLT (herramienta de registro de la presión).
- Ejecución de encuestas de temperatura y presión.
- Las medidas de profundidad.
- La pesca de objetos perdidos y los residuos (aunque no se puede utilizar para desechos ni de lavado hacia fuera).

Hoy en día no es común hacer intervenciones de **Línea de Acero** con la plataforma, se consideraría un desperdicio económico, hay barcazas especializadas que se dedican a eso, son las que se dedican a hacer puras intervenciones en línea de acero y es para optimizar.

Con la **Tubería Flexible** lo que normalmente se hace es limpiar los pozos, para ver qué producción o rentabilidad tiene cada zona **(Imagen 4.59.)**.



En Noruega no tienen laboratorios de lodos de perforación como en la UNAM, la NTNU ni siquiera tiene clases de lodos de perforación, en la UNAM si se ve a detalle tienen un gran laboratorio y es muy completo.

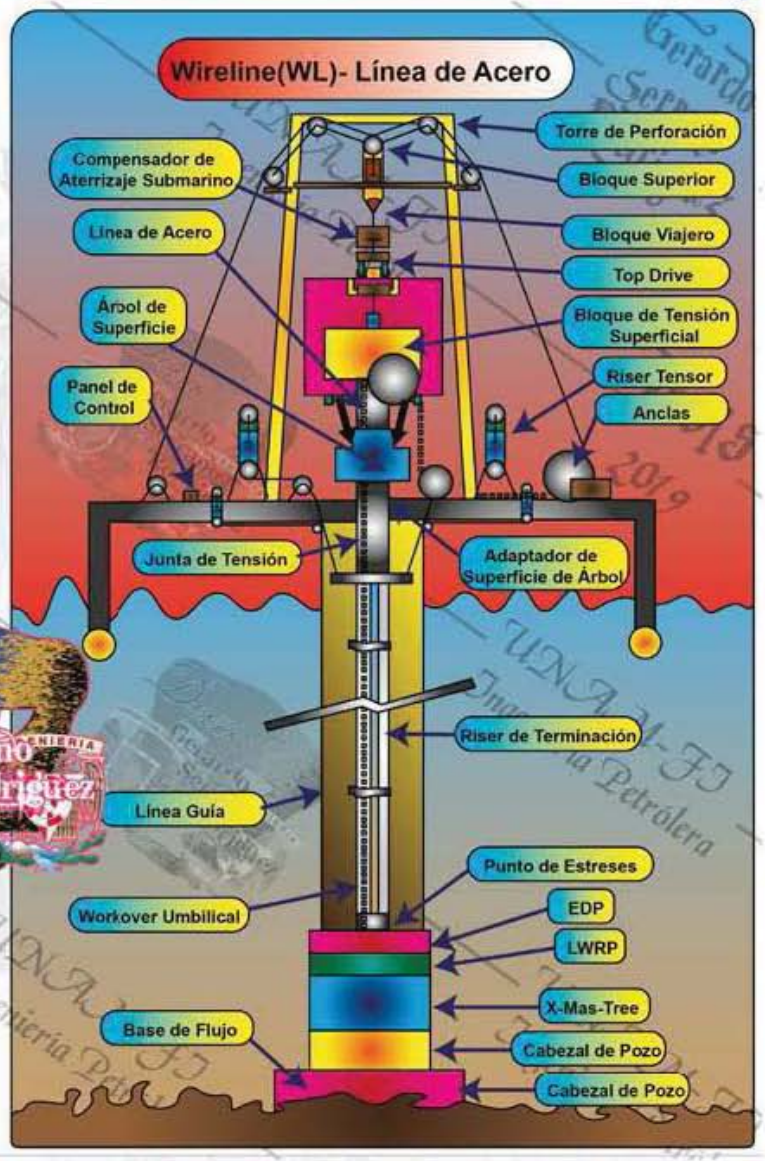


Imagen 4.59. Equipo de una Plataforma con Línea de Acero.

4.6.3. TIPOS DE SERVICIOS LÍNEAS DE ACERO (WL).

Línea de Acero o Slickline: Es solamente una línea que no está trenzada. Es solo una línea lisa que se puede romper fácilmente.

Línea Trenzada: Los tamaños comunes de : 3/16", 7/32", ¼" y 5/16". Esta línea es la as común y la más resistente por el trenzado que tiene.

Línea Eléctrica: Es una variación de la línea trenzada. Se trata de un cable eléctrico, que está aislado por una línea trenzada. Tiene la capacidad de resistencia de la línea trenzada combinado con conductividad eléctrica. Se usa cuando se tiene equipo especial que debe tener comunicación con la superficie.

Este cable se utiliza para operaciones especiales, que requieren señal eléctrica, tales como: la excavación de pozos o de las operaciones PLT. Hay mono-conductor y líneas multi-conductores disponibles (Imagen 4.60.).

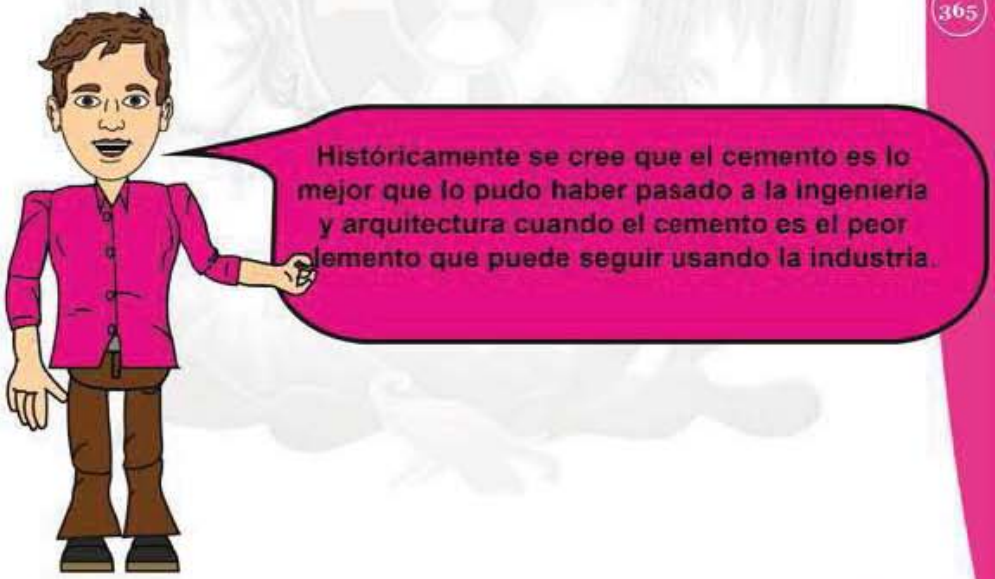


Imagen 4.60. Línea de Acero o Slickline y Línea de Acero Trenzada. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



4.6.4. COMPARACIÓN DE LOS EQUIPOS DE INTERVENCIÓN (PROS Y CONTRAS).

Estas tablas son una comparación de la tubería flexible vs Línea de acero.

Las más notorias son es que la tubería flexible es más robusta y te permite hacer más operaciones, aunque también es más pesada que la línea de acero, con la línea de acero no puedes cementar y con la línea flexible.

En la pesca con la línea de acero es muy limitado se recomienda la pesca con la tubería flexible.

La tubería flexible es más limitada no puedes recuperar debido a su debilidad y que se rompe (Tabla 4.5. y Tabla 4.6).

Tubería Flexible.

Ventajas.	Desventajas.
+Es posible que se empleen en ambos pozos desviados y horizontales. +Cualificado para las operaciones de recuperación (fresado, perforación, obstrucción de cemento, P & A) + Monitorización de datos real. + Ideal para limpiar de escombros que se necesita. + Se pueden utilizar herramientas de línea fija, al mismo tiempo, proporciona la protección del cable conductor. + La circulación de los fluidos del pozo posibles. + Solución patrón de su propio. Un tipo de bobina. + Alta ventana operativa de la fuerza de tracción.	-No rotación de la cadena, las altas fricciones. -Si Utilizado en pozos horizontales, hay un riesgo de pandeo del tubo, al empujar la bobina en el pozo. -La Mayoría de los métodos de intervención modificaciones necesidad disponibles en su equipo si la TC se va a utilizar. -Fatigue De la bobina después de algún uso.

Tabla 4.5. Ventajas y Desventajas de la Tubería Flexible. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

Línea de Acero

Ventajas.	Desventajas.
+ Se requiere un número relativamente pequeño de piezas de equipo para una operación de WL. + Plataforma corta y el tiempo de inactividad. + Disponible para RLWI sin modificaciones. + Se puede cortar por medio de una válvula de bola. +Las Operaciones son posibles en los pozos bajo presión. + Sin fatiga No hay problemas de fatiga en el cable después de su uso.	-Para Pozos desviados y horizontales, un tractor se va a utilizar. -Pulling vigor un límite. El cable puede romper. -sensible A la presencia de H2S. -No Se puede utilizar para las operaciones de recuperación (es decir, fresado, perforación, el aislamiento zona, espigas de cemento). -No Es posible el uso en la limpieza de pozo o escombros que se necesita. -No Solución estándar de su propia. Los diferentes tipos de cables para diferentes tipos de soluciones denotan poca fiabilidad.

Tabla 4.6. Ventajas y Desventajas de la Línea de Acero. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



4.6.5. MÉTODOS DE INTERVENCIÓN.

Hay tres tipos de métodos de intervención en pozos submarinos **(Imagen 4.61.)**.

Categoría A (Vaso-RLWI): Esta es la categoría ligera y se denomina así porque no utiliza Raiser de intervención y está limitada a líneas de acero y algunas barcazas tienen capacidad para tubería flexible pero no todas.

Categoría B (Equipo de Perforación-La Intervención luz Media-LWRP): Esta es para terminaciones medianas y pesadas, se les llama así por el equipo de preventores que utiliza, en la barcaza el equipo del preventor es muy ligero y no necesita raiser, para las medianas y las pesadas necesitas un raiser de intervención.

Categoría C (Equipo de Perforación-Una Fuerte Intervención-Full BOP+ LMRP): En esta categoría usas todo el preventor con el raiser marino y aparte tienes que meter el raiser de terminación.

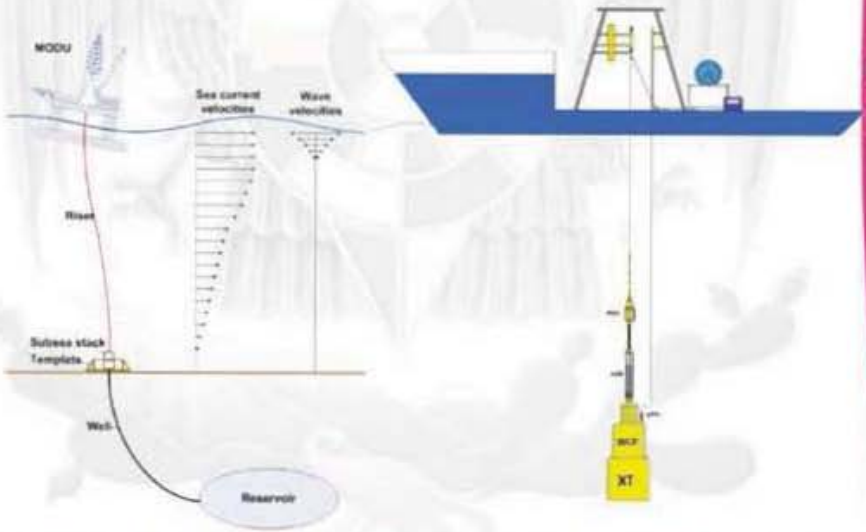


Imagen 4.61. Intervención en Pozos Submarinos. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.6.6. COMPARACIÓN ENTRE LA CATEGORÍA B Y C.

La intervención de la categoría C (BOP)	La intervención de la categoría B (PRL).
Ventajas.	**Ventajas.**
+ Puede ser utilizado para las operaciones de perforación, TTRD y fresado. + Permite en operaciones pesadas, la recuperación de árboles submarinos, líneas y montajes enteros. + Tiene la capacidad para cortar tanto WL y la TC del conjunto de cuerdas de aterrizaje. + Cualificado para las operaciones de P & A.	+ Menos tamaño y peso produce menos problemas de fatiga en boca de pozo y la tubería de revestimiento. + No requiere mucho espacio en la plataforma. + Menos plataforma y plataforma el tiempo de inactividad + Cuenta con una amplia ventana operativa para un escenario de desconexión rápida. + Se puede utilizar tanto en HXT y VXT.
Desventajas	**Desventajas**
-No Está calificado para la desconexión rápida cuando la situación de emergencia (ventana operativa estrecha). -Se Requiere un espacio importante plataforma y capacidad de manejo. -Exige Frecuencia de mantenimiento. -Sensible A las condiciones climáticas, sin compensación de movimiento vertical. -Es Sólo se puede utilizar en HXT.	-Incapaz de perforación de relleno ni TTRD sin modificaciones anteriores a la PRL (doble SSR es necesario). -Recertification De equipos, exige tiempo y costos elevados. -Su Única capacidad de corte se basa en la PRL.

Tabla 4.7. Métodos de Intervención de Pozos Comparación entre la Categoría B Y C. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.6.7. LA BARCAZA.

Así es como se ve la **Barcaza.** Que es un barco de más o menos 100 o 116 metros por 23 metros y en todo el patio que está en la imagen es donde se pone el equipo como los contenedores para la línea de acero, se pone el equipo de intervención, se ponen las oficinas para el control de las líneas de acero.

La parte en rojo es la parte principal del control de operación, es lo que normalmente se llama "La alberca de la luna" y por ahí se baja todo el equipo. El helipuerto que está en color verde casi ocupa el 25 % de la plataforma. Una de las desventajas de la barcaza es que es sensible al clima y eso ocasiona perdida en días de operación, por lo regular se les saca el mayor provecho entre los meses de mayo y agosto para así optimizar el verano y sacar las operaciones de manera eficiente y rápida.

La ventaja que tiene la **Barcaza** es que es como una casa rodante, si se te acaba el equipo lo único que haces es desconectar cerrar el pozo y te retiras a recoger equipo nuevo para regresar al pozo y terminas. La barcaza es completamente independiente.

La **Barcaza** dispone de un sistema de compensación de movimiento vertical activo situado en la torre del torno o la llamada torre de intervención de pozos.

El precio de la embarcación de intervención en 2014 fue de 300.000 USD / día y el tiempo medio de intervención fue de +/- 18 días **(Imagen 4.62.).**

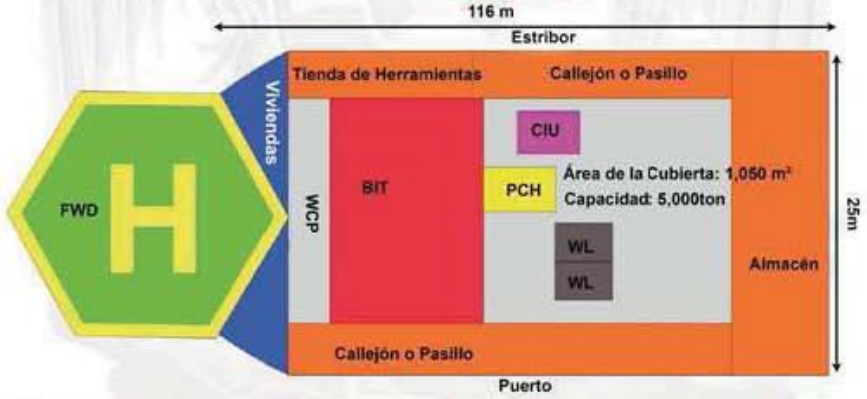


Imagen 4.62. Áreas de la Barcaza. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.6.8. LAS TAREAS COMUNES PARA RAISELES (RLWI).

Las tareas comunes son todos los trabajos de las líneas de acero, algunas tareas extras que han hecho es la de taponar y abandonar pozos. Como se había mencionado anteriormente, colocar o remover el árbol de válvulas submarino vertical, la ventaja que tiene es que se puede retirar sin necesidad de que se retire la tubería de producción.

También puedes retirar arboles de válvulas submarinos verticales, para el vertical primero se tiene que recuperar la tubería y eso la barcaza no tiene capacidad de hacerlo, puede abandonar temporalmente un pozo, puede matar un pozo.

4.6.9. PRINCIPALES RETOS DURANTE LAS OPERACIONES RLWI.

Los principales riesgos operativos son:

- Herramienta atascada.
- Daños en el sistema LUB (bombas de depósito del lubricador). La pérdida de la umbilical.
- La pérdida de potencia.
- Espacio de la cubierta limitada.
- Operar fuera de situación.

Los estudios han demostrado que el TNP total de los buques de intervención puede elevarse hasta el 20% del tiempo total utilizado por la intervención pozo submarino mientras que el tiempo de producción mínimo es del 57% (el resto está a la espera del clima).

4.6.10. MÉTODOS PARA MATAR UN POZO.

Esto es algo que se mencionó muy poco en el tema de terminación, pero tiene que ver más intervención. En perforación hay dos métodos principales para controlar un brote que es el **"Método del Perforador"** y el **"Método de Peso"**.

En terminación e intervención también existen métodos para matar un pozo que son:

1-. Forward Circulation: La circulación va de tubería al espacio anular "A".
2-. Reverse Cirsulation: También es un método de circulación, pero en sentido contrario, vas del espacio anular "A" a la tubería.
3-. Bullheading: Es bombear fluidos a alta presión sin circular. Se usa mucho entre las barcazas, como las barcazas no tienen capacidad de circulación, ni unidad de cementación, ni presas de lodo, el único fluido que usan es agua de más que conectan directamente a la manguera a uno de los costados del preventor y de ahí de conecta al pozo y empiezan a bombear a alta presión.
4-. Lube and Bleand: Lo único que haces es lubricar y desfogar una y otra vez, este método se usa mucho para matar espacios anulares que no se puede circular porque a lo mejor tienes baches de cemento que no te dejan circular. Es muy tardado por las repeticiones.

4.7. TAPONAMIENTO Y ABANDONAMIENTO DE POZOS SUBMARINOS.

Este tema es una parte muy apasionante y nuevo en la ingeniería petrolera porque es en estos años donde se empieza a abandonar pozos y este el Boom de abandonar pozos.

Hay muchos retos, no hay mucha tecnología, es un tema nuevo, encontraremos cosas muy apasionantes y emocionantes que se tienen que resolver y que no se han resuelto antes porque no se habían pensado.



Actualmente en Europa y el Reino Unido la idea ya no solo es perforar si no también abandonar y desasirse de las cosas.

En conferencias se ha confesado que se pensaba que los pozos eran eternos y por lo tanto no había necesidad de pensar en un abandono y ahora que se tienen que abandonar se tienen problemas porque los diseños de los pozos no están adecuados para abandonar.

Por esto se hacen preguntas como ¿Qué es adecuado? ¿Qué no es adecuado? ¿Tenemos que cortar el cabezal? Etc.

La terminación de pozos en Noruega es requisito de Norsok cortar todo el equipo, esto quiere decir que en el lecho marino no quede absolutamente nada, así como te lo di así me lo regresas. En el Reino Unido es igual de hecho Reino Unido es más estricto que Noruega porque piden cortar a cierta profundidad la conductora y la de superficie que son 5 o 10 metros lo que te piden, en Noruega lo único que te piden es "Conque no se vea está bien".

La regulación de USA es la más holgada de las tres, en USA te piden solo que cortes el cabezal si está en un tirante de agua es inferior a 800 metros, si es mayor no se pide nada puedes dejar todo hay y no preocuparte.

Cada ser vivo tiene su propio ciclo de vida: nacimiento, crecimiento y muerte. Esto también aplica para los pozos de hidrocarburos. Empezando por la perforación del pozo, la producción de fluidos del yacimiento, y finalmente el **Taponamiento y Abandono del Pozo.**

Si bien hay divergencias en el marco legal entre país y país, en líneas generales se llama **"Pozo Abandonado"** aquel que está inactivo y sobre el cual, por razones técnicas o financieras, no se harán tareas de explotación. El **Abandono** puede ser temporal, en esos casos, se emplean tapones de fondo y cementación que evitan la actividad del pozo, aunque con los mecanismos establecidos para una posible reactivación en el futuro. Pero también puede ser definitivo, instancia en la que la empresa responsable debe aplicar cemento sobre la capa que producía petróleo, con el fin de crear un sello total. Los propósitos de este **Taponamiento** implican prevenir que los fluidos salgan de la zona de inyección hacia fuentes subterráneas de agua potable, evitar el movimiento de líquido desde la superficie hacia el fondo del pozo y hacia las mismas fuentes y proteger los recursos naturales en la zona inferior al punto de inyección del pozo.

4.7.1. ¿QUÉ ES EL TAPONAMIENTO Y ABANDONAMIENTO DE POZOS?

Esta es la parte final del ciclo de vida de los pozos y es **"El Taponamiento y Abandonamiento de Pozos"** que es la muerte y funeral de los pozos.

Taponarlo es matarlo y **Abandonarlo** es el funeral.

En el diagrama muestra las barreras del pozo cuando se perfora y abandona. Como hemos mencionado en este tema el **Color Azul** ejemplifica la **Barrera Primaria** y el **Color Rojo** ejemplifica la **Barrera Secundaria**, el requisito para **Taponamiento y Abandonamiento** es el mismo que en operaciones, dos barreras por zona de hidrocarburos.

El **Taponamiento y Abandono** de pozos es una de las etapas primarias en el programa de abandono de una instalación. Un procedimiento efectivo de **Taponamiento y Abandono** es crítico para el sello apropiado de un pozo para asegurarlo en caso de una futura fuga a la superficie. Las técnicas usadas para lograr este proceso están basadas en la experiencia de la industria, investigación y en conformidad con las normas y requisitos.

En muchas regiones existen normas y reglamentos vigentes que constituyen los requisitos para el abandono de pozos. En las áreas en las cuales las autoridades reguladoras no proporcionan las regulaciones mínimas, los operadores tienden a guiarse por sus propias normas internas. La mayoría de estas reglas son similares porque muchas de ellas se originaron en el Mar del Norte, en donde los objetivos de protección del medio ambiente tienen una gran influencia sobre las operaciones. La síntesis de conocimiento práctico, tecnología actual, y requisitos regulatorios da como resultado el **Taponamiento y Abandono** más efectivo posible en un pozo.

Cuando un operador determina la necesidad de **Taponar y Abandonar** los pozos en una instalación dada, comienzan una revisión del diseño del pozo de acuerdo a con los registros pasados de trabajo, desempeño pasado del pozo, condiciones geológicas y de yacimiento. El operador investiga todos los elementos que se puedan relacionar con asuntos de salud y seguridad así como requisitos regulatorios. Después el operador diseña un programa basado en las condiciones existentes del pozo y del yacimiento. Esto permitirá al operador planear un programa de abandono que alcanzara la meta de asegurar el pozo de futuros derrames y preservar los recursos naturales.

Es un hecho que los campos submarinos están alcanzando el fin de su vida productiva en el Mar del Norte, en donde la industria del gas y el aceite se han movido a aguas lo suficientemente profundas como para requerir plataformas flotantes, equipos de perforación y de producción adecuados. Como consecuencia, y debido a los requisitos ambientales y a las agencias regulatorias, las operadoras se ven forzadas a implementar el abandono en un número substancial de pozos en ambas regiones en los próximos años.

El aumento de las necesidades de **Taponamiento y Abandono**, está convirtiendo el tema en una industria multimillonaria para las compañías que prestan servicios en costa afuera.

En el sector del Reino Unido, en el Mar del Norte, está estimado que más de 500 estructuras con 3000 pozos están programados para el abandono en un futuro cercano.

En el sector Noruego del Mar del Norte, más de 350 plataformas y más de 3700 pozos deberán ser eventualmente abandonados; Adicionalmente, hay más de 200 estructuras programadas para ser removidas en mar adentro, en Holanda, Dinamarca, Irlanda, España y Alemania.

Las bases de las operaciones de **Taponamiento y Abandono** varían poco, independientemente de si el pozo se encuentra en tierra firme o en un área marina.

Los operadores remueven los componentes de la terminación del pozo, colocan tapones e inyectan cemento en forma forzada en los espacios anulares, a profundidades especificadas, en las zonas productivas y acuíferas, para que actúen como barreras permanentes para la presión proveniente de arriba y abajo, además de proteger la formación contra la cual se coloca el cemento finalmente se remueven los cabezales.

Los organismos reguladores de nuestros días están exigiendo cada vez más que los operadores remuevan las secciones de tubería de revestimiento de modo de poder colocar un tapón de cemento que sea continuo a lo largo de todo el pozo, en una configuración que se conoce a menudo como "roca-roca."

El sellado correcto de un pozo resulta mucho más fácil si se planea desde el comienzo, incluso si el costo inicial aparente es más alto. Se debe considerar el abandono del pozo en las etapas iniciales de diseño ya que la calidad de las cementaciones primarias entre el revestimiento y las formaciones es un factor clave en el éxito del abandono del pozo años más tarde.

Tanto en tierra como costa afuera la decisión de **Taponar y Abandonar** pozos depende del factor económico; Una vez que la producción declina y alcanza el límite económico conviene abandonar el pozo.

En el pozo del diagrama tiene cuatro barreras, esto quiere decir que el yacimiento tiene hidrocarburos y la zona de sobrecarga se confirmó que tiene hidrocarburos de alta presión y por lo tanto se le colocan dos barreras para sellar la zona, la última que es el tapón de superficie, la función de este tapón no es mantener presión, estos tapones tienen que diseñarse para aguantar presión y lo puedes colocar donde quieras (**Imagen 4.63**).

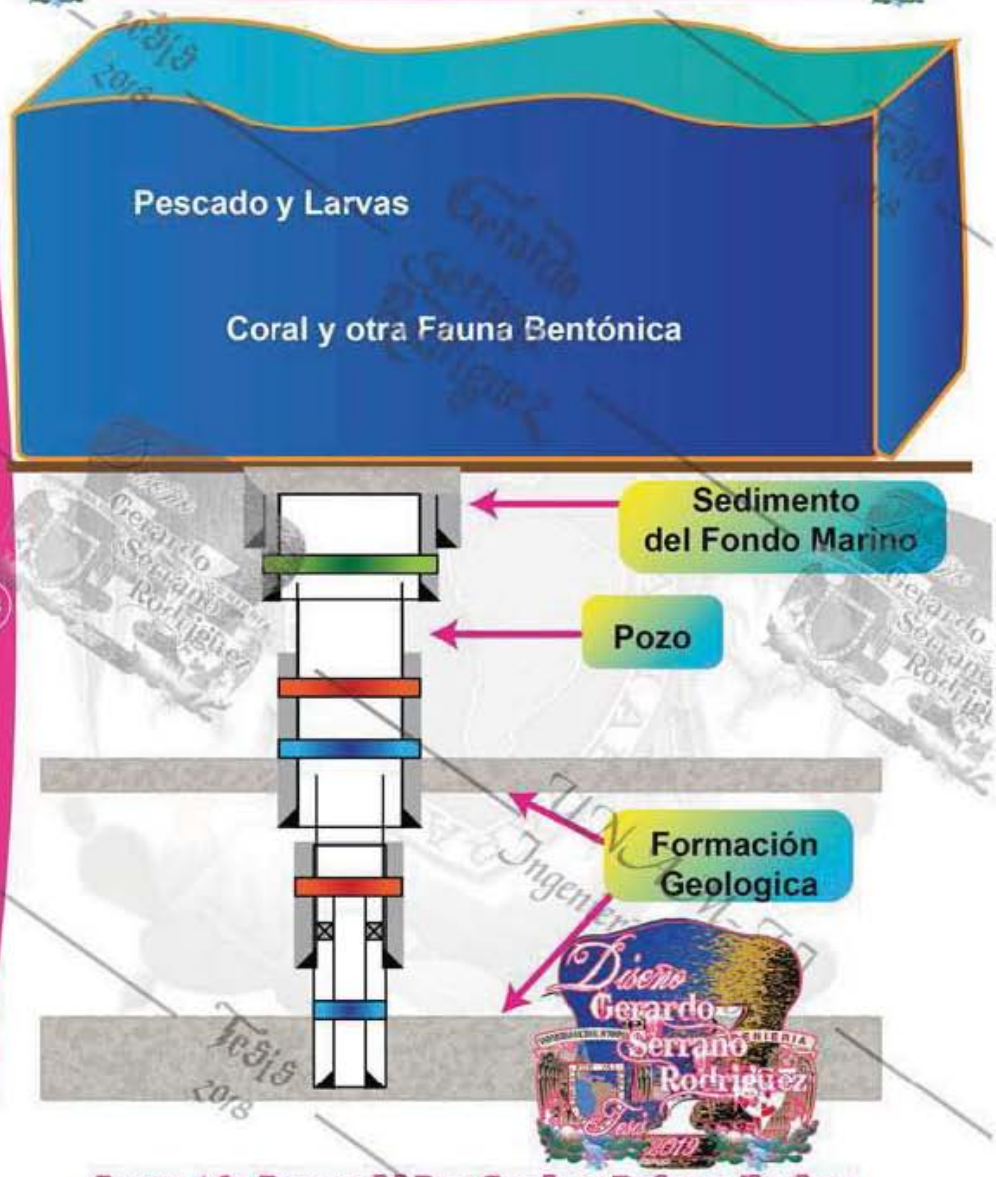


Imagen 4.63. Barreras del Pozo Cuando se Perfora y Abandona.

4.7.2. ¿CUÁNDO Y PORQUÉ SE TAPONA Y ABANDONA UN POZO?

Existen dos razones por las cuáles se tapona y abandona un pozo: Por la caída de producción. El pozo ya produjo lo que pudo y la producción de ese pozo ya no es rentable.

Y, la razón más importante por la cual se tapona y abandona un pozo es: La falta de e imposibilidad de establecer barreras en el pozo para garantizar la producción de una manera segura y limpia.

En algunos casos en que se considera la reparación de pozos, puede que mucha reserva quede sin explotar, pero el costo de reparar un pozo puede ser mayor que la producción potencial de dicho pozo reparado.

Por otra parte, en algunos pozos costa afuera, los ingenieros tienen la posibilidad de taponar por debajo de la terminación, removiendo uno o más revestimientos intermedios, colocando finalmente una cuña de desviación que permitirá en un futuro perforar el mismo agujero.

Los pasos requeridos para que las operadoras califiquen sus pozos como candidatos para el abandono varían en gran manera con la regulación jurídica, por ejemplo, el abandono de un pozo en Noruega, es más costoso que abandonar un pozo en medio oriente porque cumplir con las normas establecidas por reguladores en el primer caso requiere operaciones más costosas que en el segundo caso.

Como consecuencia de los altos costos de las operaciones en aguas profundas, las operadoras prudentes consideran los costos de abandono permanente de pozos y su correspondiente infraestructura durante las etapas de planeación. Abandonar pozos submarinos puede costar millones de dólares por pozo, particularmente cuando la tarea se lleva a cabo desde una plataforma de perforación en aguas profundas. Al final las operadoras al planear el abandono de un pozo se debaten entre el peso de la seguridad y/o el factor económico.

La incapacidad de recuperar el 100% de todo el petróleo y el gas entrampado en las rocas de las formaciones se debe en parte a los aspectos económicos y en parte a las restricciones impuestas por la tecnología y la geología. En todos los casos, siempre quedara sin producir un cierto volumen de hidrocarburos porque el costo de llevarlo a la superficie es mayor que el precio que se obtendrá en el mercado; petróleo y gas remanentes en el yacimiento nunca serán recuperados porque hasta las tecnologías tales como la inyección de agua, que se utilizan para impulsar los hidrocarburos hacia el pozo una vez agotados los mecanismos de empuje naturales, con el tiempo se volverán ineficaces o antieconómicas.

Cuando los operadores abandonan un pozo, están obligados a dejarlo en condiciones tales que se protejan tanto el ambiente de fondo de pozo como el ambiente de superficie a perpetuidad. En todo el mundo, a veces sucede que numerosos organismos reguladores con responsabilidades superpuestas definen los procedimientos y las condiciones del abandono

permanente de un pozo. Por ejemplo, en el Golfo de México, dependiendo de la distancia a la costa y del tirante de agua (profundidad del lecho marino), puede suceder que los operadores tengan que satisfacer los requisitos establecidos por los organismos de jurisdicciones federales y estatales. A pesar de las disparidades existentes entre los organismos reguladores de todo el mundo, el objetivo de todas las operaciones de T&A es lograr lo siguiente:

- Aislar y proteger todas las zonas de agua dulce y casi dulce.
- Aislar y proteger todas las zonas comerciales futuras.
- Prevenir a perpetuidad las pérdidas desde o hacia el interior del pozo.
- Remover el equipo de superficie y cortar la tubería hasta un nivel estipulado por debajo de la superficie.

Las operaciones de T&A ofrecen soluciones permanentes para los pozos que han dejado de ser rentables o han desarrollado problemas que no pueden ser resueltos económicamente. No obstante, en las áreas marinas, es práctica común entre los operadores abandonar permanentemente las zonas de un pozo antes de terminar y hacer producir otras. Además, los planes de desarrollo de áreas marinas a menudo requieren que las secciones inferiores de los pozos agotados sean abandonadas permanentemente para liberar una boca en las plantillas y las plataformas submarinas, a través de la cual pueda perforarse otro pozo hasta una sección no explotada del yacimiento. Esta práctica se conoce como recuperación de bocas (slots).

Para cumplir con las obligaciones de T&A, la industria del petróleo y el gas ha desarrollado métodos, procedimientos y materiales diseñados para proporcionar asilamiento zonal en el largo plazo, aun cuando las condiciones de fondo de pozo cambien con el tiempo. En los siguientes capítulos analizaremos la normatividad aplicable tanto en E.U.A y Noruega, los métodos, procedimientos y materiales para llevar a cabo el taponamiento y abandono de pozos en aguas profundas.

Es una intervención pesada en la que quitas, pones, bombeas y matas el pozo.

Regularmente se hace combinando categorías de intervención durante distintas fases de la intervención.

4.7.3. OBJETIVO DEL TAPONAMIENTO Y ABANDONAMIENTO DE POZOS.

La función principal para diseñar el taponamiento de pozos es:

- Aislar formaciones de alta presión y/o con hidrocarburos con potencial de producción sellando el pozo evitando que, fluidos fluyan indeseablemente hacia la superficie poniendo en riesgo al medio ambiente y a la humanidad.
- Evitar una pérdida de contención de fluidos del subsuelo.

Las claves de un buen taponamiento y abandonamiento de pozos:

- Posicionamiento de las barreras en el pozo. Que sean transeccionales, hay que asegurarse donde van a estar las barreras para asegurarse que no se tenga flujo para minimizar el riesgo.
- Verificación de la integridad e independencia de las barreras.
- Documentación de las actividades.

Cuando se Tapona o se cierra un pozo ocurre por etapas, cuando se cierra un pozo hay un abandonamiento temporal, del abandonamiento temporal sigue el abandonamiento permanente. Cuando se cierra un pozo y se define que el pozo está cerrado y no suspendido quiere decir que podemos monitorear las barreras continuamente y que las podemos probar, porque cuando un pozo está activo y todavía no está taponado por normatividad los pozos se tienen que probar.

NORSOK D-010 dice que para todas las barreras nuevas se tienen que hacer primero 3 pruebas por mes durante 3 meses, después de los resultados positivos en esas pruebas se cambia a hacer la prueba cada 3 meses, si la prueba de cada 3 meses salió positiva entonces se cambia a 2 pruebas por año, así que en Noruega las barreras se pruebas 3 pruebas al mes, 1 prueba cada 3 meses y 1 prueba cada 6 meses y esta es la normatividad de NORSOK D-010.

NORSOK también nos dice que si haces un análisis de riesgo en el cual se concluye que el riesgo por no probar la barrera dos veces al año es mínimo y puedes cambiar las barreras o probarlas una vez al año, entonces puedes argumentarlo y mover el intervalo de prueba, esa es otra tarea de perforación y pozos.

Podemos decir -La normatividad dice que debo probar cada día, pero ¿Cuál es el riesgo de que la pruebe cada tercer día? - con eso empiezas a analizar los pros y contras si concluyes que son positivos entonces puedes mover el intervalo (Imagen 4.64).

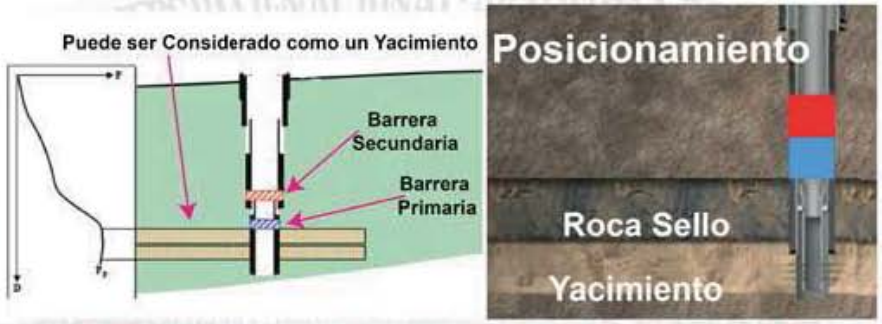
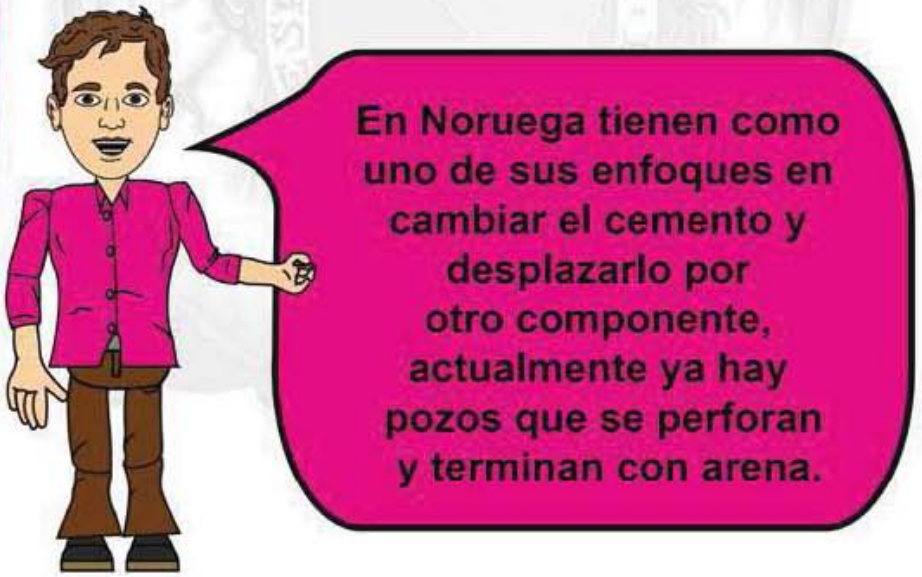


Imagen 4.64. El Principio para Decir que un Pozo está Cerrado o no, está en que lo Puedes seguir Probando y Monitoreando. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



4.7.4. PRUEBA DE LOS TAPONES BARRERA EN UN POZO.

Los tapones se tienen que probar y se recomienda que se prueben a un gradiente diferencial arriba de la máxima presión que se va a ver en el yacimiento.

Cuando taponas tú vas con la gente de administración de yacimientos y le preguntas ¿Cuál es la máxima presión que vamos a tener en este yacimiento? Y ellos contestan- Pues la presión máxima que vamos a tener en el yacimiento va a ser la presión inicial del yacimiento, es el peor escenario que puedes esperar y es el peor escenario que puede ocurrir de aquí a un millón de años cuando la tierra se recupere de toda la extracción de hidrocarburos, por lo tanto tu planeas para esta presión que es la presión inicial de yacimiento y aparte le vas a poner un gradiente (en el caso de la imagen son 60 bar) arriba de esa presión para probar los tapones y para verificar que el cemento o el tapón o el material está aguantando la presión (Imagen 4.65.).

Ejemplo de prueba de los tapones barrera en un pozo.

$$P_{test}=(\rho_{Fractura}*g*h_{tapones})+\text{Margen de Seguridad}$$

$$P_{test}=(\rho_{fracture}*g*h_{plug})+\text{margen de seguridad}$$

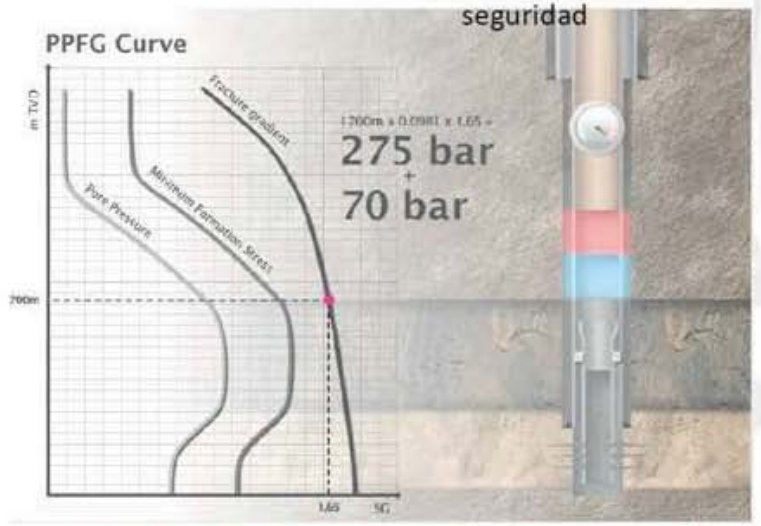


Imagen 4.65. Prueba de Tapones en las Barreras de Pozo. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.7.5. ABANDONO TEMPORAL.

Estado del pozo en donde se encuentra abandonado y/o el equipo de control es removido, con la intención que la operación se reanudará dentro de un marco de tiempo específico (Puede ser desde días hasta varios años).

Se dice que un pozo se encuentra abandonado temporalmente cuando se remueve el cabezal y el intervalo productor es aislado con un tapón y la tubería de revestimiento se tapona por debajo del fondo marino.

4.7.6. NORMA NORSOK D-010 REFERENTES AL ABANDONO TEMPORAL DE POZOS.

Las Normas NORSOK son desarrolladas por la industria Noruega de petróleo para garantizar la seguridad adecuada, valor agregado y efectividad de costo para desarrollos y operaciones de la industria del petróleo. Además, las Normas NORSOK son en la medida de lo posible destinadas a sustituir las especificaciones de compañías petroleras y servir como referencia en las regulaciones de las autoridades.

Las Normas NORSOK se basan normalmente en el reconocimiento de normas internacionales, adicionando las provisiones consideradas necesarias para cubrir las necesidades generales de la industria petrolera noruega.

Las Normas NORSOK son publicadas y preparadas con el apoyo de Asociación de la Industria Petrolera de Noruega (OLF) y la Federación de industrias manufactureras Noruegas (TBL). Las Normas NORSOK son administradas y publicadas por Normas Noruegas.

- Con Normas NORSOK debe garantizarse la integridad de los materiales usados para el abandono temporal planeado en dos periodos.
- Con Normas NORSOK una barrera mecánica del pozo puede ser aceptable para el abandono temporal, sujeto a tipo, periodo planeado de abandono y ambiente subsuperficial.
- Los cabezales submarinos y plantillas temporalmente abandonados deberán estar protegidos de cargas externas en áreas con actividades de pesca, u otras actividades en el fondo marino etc. Por consiguiente para pozos de aguas profundas, puede omitirse la protección temporal del fondo marino si hay una confirmación de que no hay tales actividades en el área y a la profundidad de las instalaciones abandonadas en el lecho marino.
- La presión en tubería y en el espacio anular arriba de la barrera de pozo del yacimiento deberá ser monitoreada si un pozo submarino terminado se planea abandonar por mas de un año. Una alternativa aceptable si es que el monitoreo no es factible puede ser instalar un tapón colocado en el fondo del pozo como barrera del pozo.
- Para pozos terminados en superficie, será posible monitorear la presión en el espacio anular y en el último tubo que fue instalado (TP, TR).

4.7.7. ABANDONO PERMANENTE.

Es conocido como el estado del pozo en donde el pozo o parte de éste, será taponado y abandonado permanentemente, y con la intención de nunca ser usado o volver a entrar.

4.7.8. NORMA NORSOK D-010 PARA EL ABANDONO PERMANENTE DE POZOS.

A continuación se muestra la parte correspondiente a la normatividad aplicada al abandono permanente de pozos perteneciente a la norma NORSOK en la sección D-10:

- Los pozos taponados permanentemente deberán ser abandonados con la perspectiva de que se abandonan para siempre, es decir, con el propósito de evaluar el efecto sobre las barreras del pozo instaladas después de que cualquier fenómeno químico y geológico previsible ha tomado lugar.
- Deberá haber por lo menos una barrera del pozo entre la superficie y una potencial fuente de afluencia, a menos que sea un yacimiento (contiene hidrocarburos y/o tiene potencial de flujo) donde dos barreras del pozo son requeridas.
- Cuando se tapona un yacimiento, la debida atención a las posibilidades para acceder a esta sección del pozo (en caso de colapso, etc.) e instalar con éxito un elemento de barrera del pozo específico debe ser pagada.
- La última sección de agujero descubierto de un pozo no deberá ser abandonada permanentemente sin instalar una barrera permanente en el pozo, independientemente de la presión o flujo potencial. El pozo deberá estar completamente aislado.

4.7.9. TAPONAMIENTO TEMPORAL Y PERMANENTE.

Un tapón, es un volumen de cemento diseñado para llenar una longitud específica de tubería o longitud del agujero, proveyendo un sello contra una posible migración vertical de fluidos o proporcionar una plataforma o soporte para el des de la trayectoria del pozo.

Cuando se requiere abandonar un pozo y prevenir la comunicación entre zonas y la migración de fluidos que pueden contaminar los mantos acuíferos, se colocan varios tapones de cemento a diferentes profundidades. Los pozos productores depresionados también se abandonan con tapones de cemento. (Imagen 4.66).

Los tapones de abandono de pozos se colocan generalmente frente a zonas potenciales de alta presión. Se pone un tapón en la zapata de la tubería de revestimiento anterior (algunas veces con algún tapón puente mecánico) y se colocan todos los necesarios hasta la superficie.

Si se planea abandonar intervalos grandes de agujero descubierto, entonces se requiere la colocación de varios tapones de cemento dentro del agujero.

Se debe utilizar arena sílica cuando la temperatura del agujero exceda los 100 °C para prevenir la regresión de la resistencia del cemento (incremento en la permeabilidad y perdida de esfuerzo compresivo). Los aditivos de cemento deben ser mínimos, las lechadas extendidas tienen relativamente baja viscosidad y bajo esfuerzo compresivo y son usadas pocas veces como tapón de abandono.

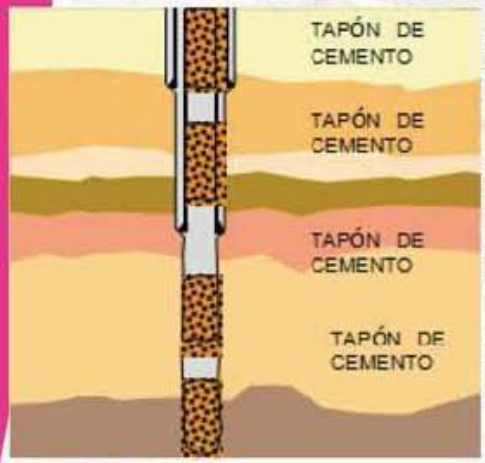
Hay diferentes métodos para colocar estos tapones dentro del pozo. El método utilizado dependerá de las condiciones del pozo, además, de las normas y estándares de regulación.

Se bombea el cemento (como fluido) dentro del pozo y se coloca a la profundidad deseada. Debido a la temperatura y a la presión, en un periodo de tiempo (horas) el cemento fragua.

Los procedimientos para el taponamiento de pozos internacionalmente, requieren de 3 tapones de cemento. El primero se coloca en la zona antiguamente productora, para aislarla y evitar influjos hacia el pozo. El segundo se coloca generalmente a la profundidad media del pozo, o cerca de una zapata, sirviendo también como refuerzo y protección. Finalmente se colca un tapón por debajo del lecho marino (mudline) a unos 200-300 pies.

La mayoría de los tapones tiene una longitud de 100-200 pies. Se pueden colocar más tapones dependiendo de las condiciones del pozo.

TAPONAMIENTO TEMPORAL Y PERMANENTE



Para NORSOK el pozo que se suspenda o abandone temporalmente se debe cementar como se recomienda para el taponamiento permanente, con excepción del tapón superficial.

Se debe anclar superficialmente un tapón mecánico recuperable, en el interior de la tubería de revestimiento de menor diámetro o un tapón de cemento de 50 metros con cima de 50 metros abajo de la superficie. Para pozos lacustres y marinos la cima será referida al lecho marino.

Se debe dejar identificable, localizable y protegida la infraestructura de cabezales y árboles en condiciones para una posible intervención futura.

Imagen 4.66. Tapón de Abandono.

4.7.10. BARRERAS DURANTE EL TAPONAMIENTO Y ABANDONAMIENTO (T&A) PERMANENTE.

Las barreras primarias y secundarias se deberán poner por cada formación permeable y/o de alta presión que contenga hidrocarburos.

Aun cuando la formación no es de alta presión, pero es permeable y contiene hidrocarburos deberá entonces aislarse con una barrera primaria y secundaria (Imagen 4.67), (Tabla 4.8).

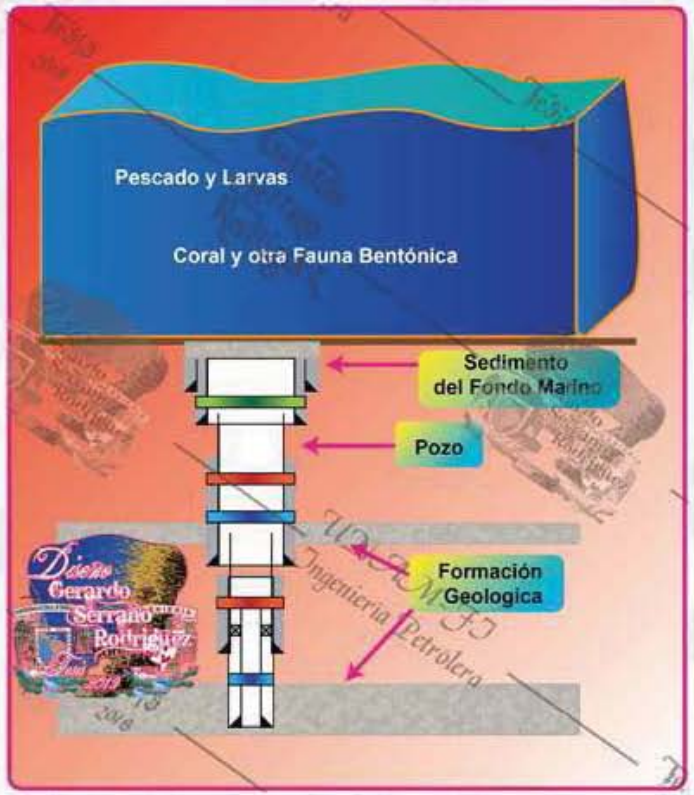


Imagen 4.67. Barreras de un Pozo. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

Nombre	Función	Propósito
Barrera primaria del pozo	Primera barrera del pozo contra el flujo de fluidos de la formación a la superficie, o para asegurar un último agujero abierto	Para aislar una fuente potencial de entrada desde la superficie
Barrera secundaria del pozo, yacimiento	Respaldo a la barrera primaria del pozo	El mismo propósito que la barrera primaria de pozo, y se aplica cuando la fuente potencial de entrada es también un yacimiento (con potencial de flujo y / o hidrocarburos)
Orificio abierto a la barrera del pozo de superficie	Para aislar un agujero abierto de la superficie, que se expone mientras se tapa el pozo	Una barrera de pozo "a prueba de fallos", donde se expone una fuente potencial de flujo de entrada después de, p. un corte de la carcasa.

Tabla 4.8. Funciones y Propósitos de las Barreras de un Pozo.

Las **Barreras Permanentes** del pozo deberán extenderse a través de la sección transversal completa del pozo, incluyendo todo el espacio anular y sellar ambos verticalmente y horizontalmente. Por lo tanto, un elemento de barrera de pozo (EBP) colocado dentro de la tubería de revestimiento, como parte de una barrera permanente del pozo, deberá estar colocado en un intervalo de profundidad donde hay un EBP con calidad verificada en todo el espacio anular. **(Imagen 4.68.).**

- Una barrera permanente debería tener las siguientes propiedades:
- Impermeable.
- Integridad a largo plazo.
- Sin encogimiento.
- Dúctil – (no quebradizo) - capaz de resistir cargas/ impacto mecánico.
- Resistencia a diferentes químicos/sustancias (H_2S, CO_2 e hidrocarburos).
- Humedecimiento, para asegurar la adhesión con el acero.

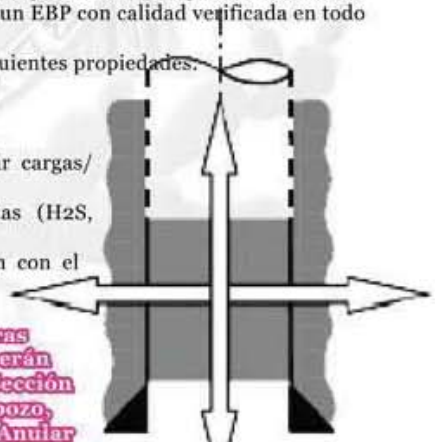


Imagen 4.68. Las Barreras Permanentes del pozo Deberán Extenderse a Través de la Sección Transversal Completa del pozo, Incluyendo todo el Espacio Anular y Sellar ambos Verticalmente y Horizontalmente.

El tubo de acero no es un EBP aceptable a menos que este soportado por cemento, o un material de taponamiento con propiedades funcionales similares como las enlistadas arriba, (adentro y afuera).

Los sellos de elastómero usados como componentes de sellado en EBP's no son aceptables para barreras permanentes del pozo.

La presencia e integridad del cemento de la TR deberá verificarse para valorar la integridad de presión a lo largo del agujero del EBP. El cemento en el espacio anular no califica como un EBP a lo largo del pozo. **(Imagen 4.69.).**

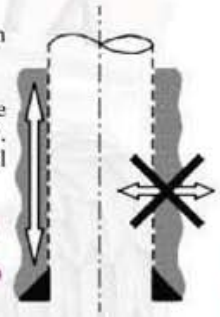


Imagen 4.69. El Cemento en el Espacio Anular no Califica como un EBP a lo Largo del Pozo.

Los tapones de cemento para agujero descubierto pueden ser usados como barrera del pozo entre yacimientos. Deberían, tanto como sea prácticamente posible, también ser usados como una barrera primaria del pozo.

El cemento entre la cima del liner y la zapata de la TR anterior (en la solapadura), que no ha sido sometido a la prueba de goteo desde arriba (antes de que un posible empacador en la cima haya sido colocado) no se considerara un EBP permanente.
Los cables y líneas de control deberán removerse de áreas donde se instalan barreras permanentes del pozo, debido que pueden crear trayectorias de fuga vertical a través de la barrera del pozo.

Cuando se deja tubería de terminación del pozo y son instalados los tapones permanentes a través y alrededor de la tubería, deberán establecerse métodos confiables y procedimientos para instalar y verificar la posición del tapón dentro de la tubería y en el espacio anular de la tubería.

4.7.11. RETOS DURANTE EL TAPONAMIENTO Y ABANDONAMIENTO DE UN POZO SUBMARINO.

Los retos son muchísimos y esto depende de la formación que se tenga, los pozos son como los dedos de una mano, todos son diferentes y va a depender del campo en el que te encuentres o de la sobre carga que tengas, lo más común es tener la erosión en la tubería después de años de inyección o producción, hay depresiones, etc.

- Fugas y/o Colapsos en las tuberías.
- Erosión de las tuberías.
- Erosión del cemento en los espacios anulares.
- Agotamiento del yacimiento.
- Flujo cruzado entre formaciones.
- Flujo de fluidos del Overbuden.
- Depresión del suelo marino o formación de bultos.
- Decomisionamiento de las instalaciones.

Cuando nosotros perforamos y terminamos un pozo y se lo damos a producción pues se saca el petróleo, construimos la economía nacional la economía global, se crean empleos etc. Este pozo produce por 10 años, 15 años, como este pozo se perforaron 15 pozos productores en este año.

Lo que pasa cuando sacas fluido del yacimiento y no lo reemplazas se cae la presión, cuando se cae la presión cierras el área de flujo y cuando cierras el área de flujo ocurre la compactación y la subsidencia. Esta parte de compactación y subsidencia es una parte que normalmente en producción representa el mayor problema en un yacimiento, aun cuando se esté inyectando es el mayor problema, el hundimiento de la tierra mientras extraes los fluidos.

Aunque inyectes fluidos si sacas más producción, pero el daño a la roca no es reversible, la roca tiene una notabilidad de aceite, cuando tú le quitas esa mojabilidad a la roca y la sustituyes por otro tipo de fluidos la roca tiene que adaptarse a ese tipo de fluido y no lo hace de un día para otro entonces la compactación continua, la inyección lo único que hace es en lugar de mantener la presión la reduce, pero por cuestiones de mojabilidad de la roca la compactación continua.

4.7.12. RETO PRINCIPAL DEL TAPONAMIENTO Y ABANDONAMIENTO DE POZOS.

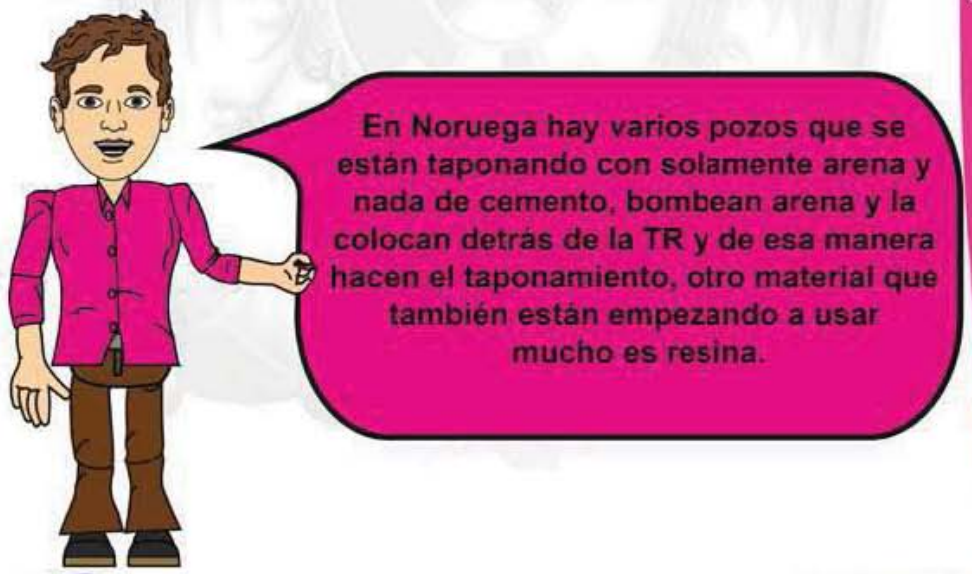
Para Noruega el **Reto Principal del Taponamiento y Abandonamiento de Pozos** es contener los fluidos en el subsuelo para siempre (perspectiva perpetua).

Hasta ahora no se conoce en la historia de la humanidad alguna estructura que sea perpetua, las construcciones humanas más longevas son las pirámides, pero no son perpetuas.

Vamos a decir que ya no es perpetua, pero vamos a decir que son 500 años, ¿Cómo diseñas una prueba para comprobar que el tapón te va aguantar 500 años? ¿Cómo le dices a la autoridad y le firmas que te va a durar 500 años?.

El reto es cómo vas a definir el tiempo, y si son 500 años la pregunta de gobierno con todo su derecho es ¿Por qué 500 años? ¿Estás diciendo que México no va a existir dentro de 500 años? ¿estás diciendo que en 500 años el problema va a ser mío? Y es donde el gobierno debe buscar el balance legal con el balance técnico para que se cumplan la mayoría de los requisitos, aunque sean sin sentido.

Pero lo que si debe haber es una conciencia, así como nos entregan el suelo marino para perforar y producir yo lo devuelvo y eso es un compromiso social y de conciencia.



4.7.13. ANÁLISIS DE RIESGO DURANTE LA PLANEACIÓN DEL TAPONAMIENTO Y ABANDONAMIENTO DE POZOS SUBMARINOS.

El **Análisis de Riesgo** es muy distinto para cada uno de nosotros. La percepción de riesgo se vuelve personal, el factor humano es el más difícil y el más negativo en la toma de decisiones.

Puedes tener toda la información delante de ti y ser una persona condescendiente en el riesgo, y aunque tengas toda la información y te digan es que esto va a explotar, tú crees que te va a salir bien.

En el riesgo tiene que ver mucho el factor humano, con que frialdad vas a analizar las cosas, conque frialdad vas a tomar las decisiones, conque frialdad vas a ver todos los pros y contras que se te presentan y es ahí donde viene el análisis de riesgo (**Imagen 4.70.**).

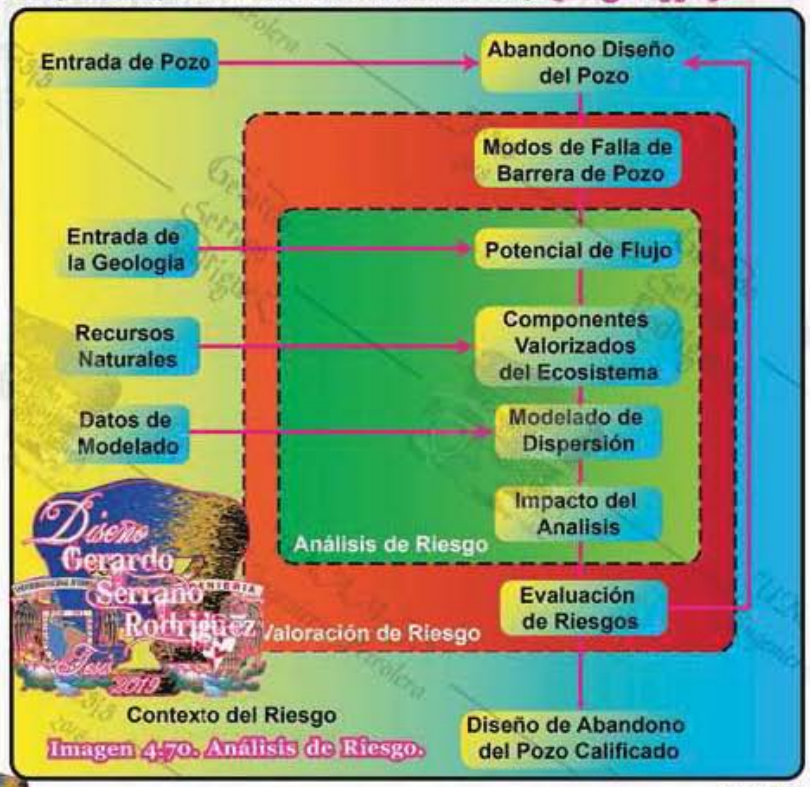


Imagen 4.70. Análisis de Riesgo.

4.8. LA FICCIÓN DEL CEMENTO.

Decir en Mi Tesis que la creencia que tenemos sobre el cemento es una ficción es como decir que la tierra gira alrededor del sol y no al revés como antiguamente se pensaba en la época de Galileo Galilei,

En pocas partes del mundo se tenía la creencia de que las ventajas del cemento han sido incontables en el resto aun lo comparan con la Imprenta Moderna invención del alemán Johannes Gutenberg, la realidad es que se quedaron estancados y no han querido mejorar por comodidad o intereses corporativo y político del mercado actual.

Antes de explicar por qué la teoría de "La Ficción del Cemento" hablare sobre un tema que no se ve a fondo que son los Stresses o Esfuerzos, dos temas que han permanecido vírgenes y nadie se ha atrevido a cuestionar en la en la Honorable Facultad de Ingeniería de la UNAM ni en ninguna institución que se de la carrera de Ingeniería Petrolera no solo en el país, puedo asegurar que en toda América.

4.8.1. ¿CÓMO OCURRE LA PERFORACIÓN? ¿POR QUÉ ES POSIBLE? STRESS O ESFUERZOS.

Esta es una parte importante para perforar ya sea en aguas profundas o aguas someras e incluso en tierra. Para Noruega es un tema importante al perforar cualquier pozo. Es un tema elemental en cualquier disciplina de la perforación.

Para los **Stress o Esfuerzos** necesitamos conocer la **Ventana Operacional (Imagen 4.71.).**

La **Ventana Operacional** que conocemos es el santo grial del perforador ya que nos dice la clave de cómo se va a perforar, el peso de lodo que voy a poner etc.

En la Facultad por lo regular nos enseñan que hay dos variables, la presión de poro y la presión de fractura.

La presión de poro es aquella a la cual está la roca y el fluido mientras que la presión de fractura es la que nos dice hay ya se rompe, si te pasas de la ventana de fractura rompiste tu roca **(Imagen 4.72.).**



Imagen 4.71. Stress o Esfuerzos. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

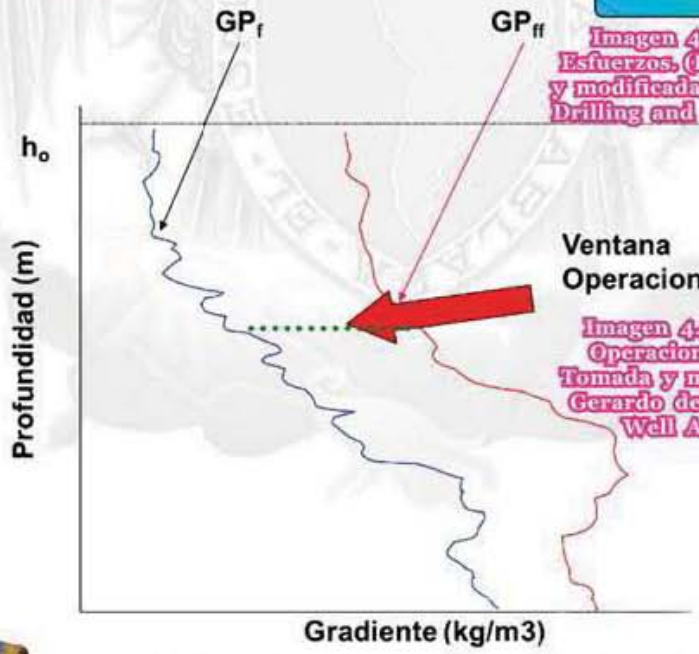


Imagen 4.72. Ventana Operacional. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

Entre la presión de poro y la presión de fractura hay tres esfuerzos de sobrecarga que son la de los **Stress o Esfuerzos.**

Los **Stress o Esfuerzos** lo que nos dice es que todo cuerpo en forma tridimensional está sometido a tres tipos de **Stress o Esfuerzos** que son dos horizontales y uno vertical:

- El **Stress o Esfuerzo** vertical.
- El **Stress o Esfuerzo** horizontal máximo.
- El **Stress o Esfuerzo** horizontal mínimo.

El más importante es el **Stress o Esfuerzo Horizontal Mínimo** que es la primera curva que se dibuja en la siguiente imagen **(Imagen 4.73.).**

Este **Stress o Esfuerzo Horizontal Mínimo** se ejemplifica con $\sigma_{h\,min}$ y es **La Perforación Perfecta** en la Ingeniería Petrolera. **La Perforación Perfecta** no es entre la presión de poro y en la presión de fractura, **La Perforación Perfecta** esta entre la presión de poro y el mínimo **Stress o Esfuerzo.**



Imagen 4.73. Stress o Esfuerzos en la Ventana Operacional. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

En esta ventana la perforación ideal es muy pequeña, tal vez de aquí que en las clases de perforación se le incluya un factor de seguridad a nuestro gradiente de fractura y listo, aunque la realidad el factor de seguridad es un factor que si no sabemos muy bien de donde sale, no va a representar el comportamiento de la roca.

¿Por qué es importante el mínimo Stress o Esfuerzo? Es importante porque es la mínima presión a la cual empiezas a inyectar, cuando tu fracturas una roca o se atraviesas la presión de fractura se dice que se tiene un problema irreparable y lo mejor es terminar. Cuando la realidad es que el problema es reparable, tu puedes seguir perforando, pero lo que tienes que hacer es limitar tu presión al mínimo **Stress o Esfuerzo**.

El **Mínimo Stress o Esfuerzo:** Es la presión mínima a la cual tu puedes inyectar a través de una fractura. Para inyectar a través de una fractura tiene que superar el **Stress o Esfuerzo Mínimo de la Roca,** mientras tu no superes el **Stress o Esfuerzo** mínimo de la roca por definición no estas inyectando en una roca, aunque este toda fracturada.

Puede ser que pasen años y la roca ya cerro, todas las heridas cierran, tu regresas empiezas a perforar y te aseguras de no reabrir las fracturas manteniéndote abajo del **Stress o Esfuerzo Mínimo** si vuelves a superar el **Stress o Esfuerzo Mínimo** la roca se volverá a fracturar aun cuando halla sanado. El **Stress o Esfuerzo Mínimo** es el factor de seguridad.

La siguiente grafica es **"La Grafica de Elicof"** en el punto **"LOP"** se ve la desviación, es donde se fractura la roca y debemos de parar, pero hay veces que el intendente de perforación dice "No importa, sigue bombeando y vemos que pasa" y el ingeniero sigue la orden, el ingeniero sigue bombeando y sigue abriendo hasta que se expande la roca, la roca se fractura y es la parte donde baja la gráfica, aquí ocurre una caída de presión en **"FIT"** la curva de la gráfica sigue bajando hasta que cierra la fractura, la presión a la que cierra la fractura en **"FPP"** es el **Stress o Esfuerzo Mínimo (Imagen 4.74.).**

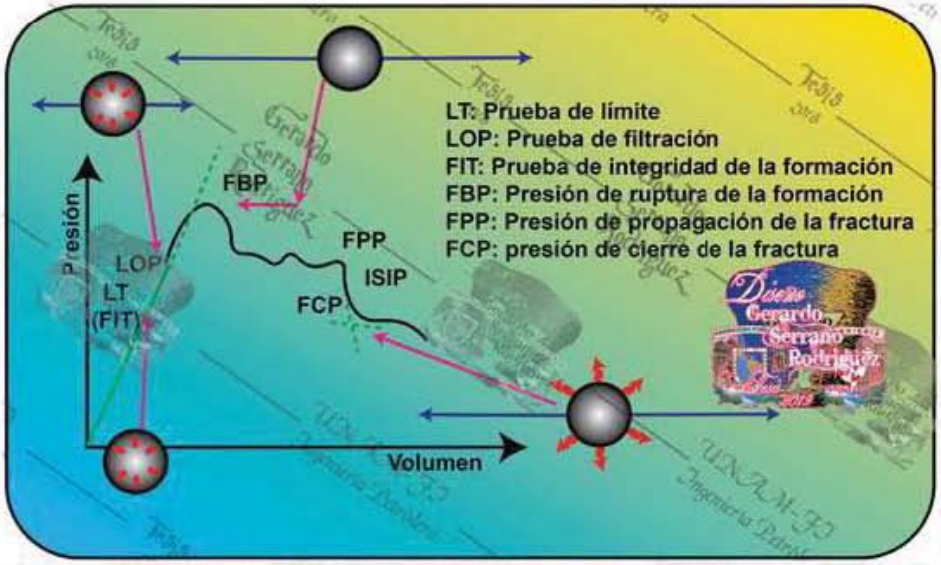
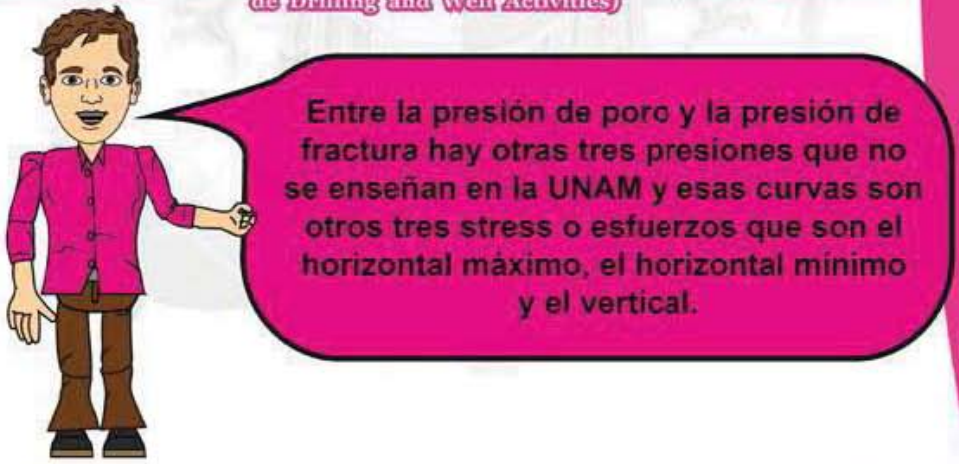


Imagen 4.74. La Grafica de Elicof. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

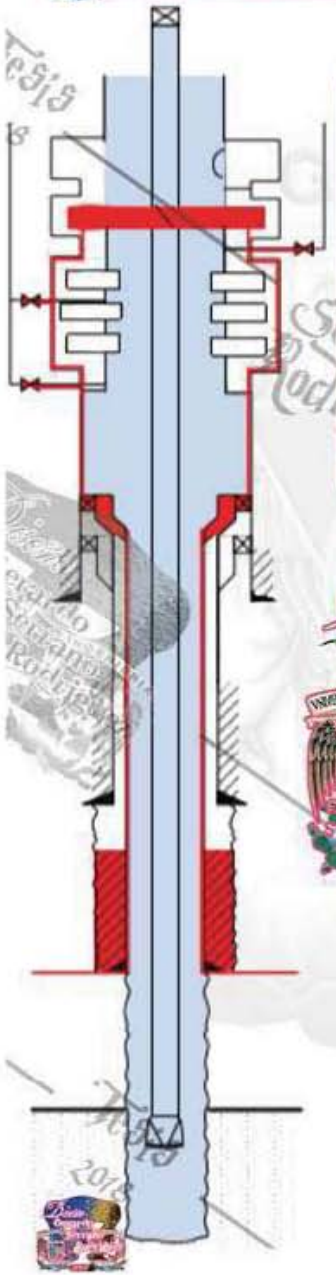


La manera más segura de probarlo y hacerlo antes de ir al campo es en un laboratorio.

Como buen ingeniero en perforación esto es una ley, **Toda operación debe tener dos barreras para poder operar**. En uno de los temas de **Mi Tesis** se habla sobre las fallas del pozo Macondo y lo que los artículos consultados mencionan en pocas palabras lo que paso es que se perdieron las dos barreras de protección, no había dos barreras probadas, verificadas y monitoreadas en todo momento, cuando se pierde la primer barrera el superintendente tomo la decisión de continuar confiando en la barrera secundaria sin haberla verificado.

En la perforación la barrera primaria es el fluido de perforación o lodo de perforación y la barrera secundaria es la que se forma con el preventor **"BOP"**, aunque en Noruega se considera que la barrera secundaria es formada por todo el "Sopre" y para formar el Sopre se necesita la TR, el cabezal, se necesitan los sellos del cabezal, se necesita una buena cementación, se necesita una buena zapata y se necesita un buen preventor para cerrar.

En la tabla de la imagen en la columna **"EAC"** refiere al estándar de Noruega que es **Norsok**, este es el primer estándar de integridad de pozos, estas son tablas donde **Norsok** recomienda o sugiere como probar, como verificar, bajo que presiones y que significa monitorear a cada una de estas barreras, entonces cuando tú tienes tu documento y tienes el numero dos estas diciendo que refieres a la tabla número dos de **Norsok D-010** para asegurar que la barrera está probada y verificada, en la columna de monitoreo solo pones comentarios de que día lo hiciste, como lo hiciste etc. **(Imagen 4.75.)**.



Elementos de Barrera de Pozo	Tabla EAC	Verificación y Monitoreo
Barreras Primarias del Pozo		
Columna de Fluido	1	
Barreras Secundarias del Pozo		
Formación In-Situ	51	
Cementación de la Tubería	22	
Tubería	2	
Cabeza de Pozo	5	
Riser de Alta Presión	26	
BOP de Perforación	4	



Imagen 4.75. Estándar Norsok Perteneciente a Noruega. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

4.8.2. RETOS DEL CEMENTO.

En un tema anterior de Mi Tesis mencione que para Noruega el reto principal del taponamiento y abandonamiento de pozos es contener los fluidos en el subsuelo para siempre (perspectiva perpetua).

Hasta ahora no se conoce en la historia de la humanidad alguna estructura que sea perpetua, las construcciones humanas más longevas son las pirámides, pero no son perpetuas. El cemento es un problema a nivel mundial. Que no quede duda de lo que menciono en Mi Tesis. Cualquier profesor ingeniero o aficionado que me diga lo contrario simplemente le preguntaría ¿Que estructura a base de cemento hecha por el hombre sigue de pie después de 2000 años de antigüedad?. En la regulación noruega los pozos deben abandonarse eternamente, por la posteridad. Esto es mucho más que 2000 años.

Vamos a decir que nuestra estructura de Taponamiento y Abandonamiento ya no es perpetua, pero vamos a decir que son 500 años, ¿Cómo diseñas una prueba para comprobar que el tapón te va aguantar 500 años? ¿Cómo le dices a la autoridad y le firmas que te va a durar 500 años?.

El reto es cómo vas a definir el tiempo, y si son 500 años la pregunta de gobierno con todo su derecho es ¿Por qué 500 años? ¿Estás diciendo que México no va a existir dentro de 500 años? ¿estás diciendo que en 500 años el problema va a ser mio? Y es donde el gobierno debe buscar el balance legal con el balance técnico para que se cumplan la mayoría de los requisitos, aunque sean sin sentido. Se comete un error al seguir usando el cemento debido a que no se tiene ni la remota idea de por dónde se va y por los datos que arrojan los registros de pozos al decir que se está midiendo el cemento cuando en realidad se está midiendo la formación pegada a la tubería u otra cosa.

Pero lo que si debe haber es una conciencia, así como nos entregan el suelo marino para perforar y producir yo lo devuelvo y eso es un compromiso social y de conciencia.

Los retos del Cemento hasta hace algunos años en Noruega eran:

- Garantizar la perpetuidad de la barrera.
- Fisuras y fracturas (impermeable).
- Ductilidad y maleabilidad. Que se adhiera a las paredes de la tubería y de la formación.
- Sello en todos los planos (horizontal y vertical).
- Capaz de soportar Stress o Esfuerzos, cargas mecánicas, cambios en la formación.
- Que no dañe las tuberías (ejem. Corrosión).

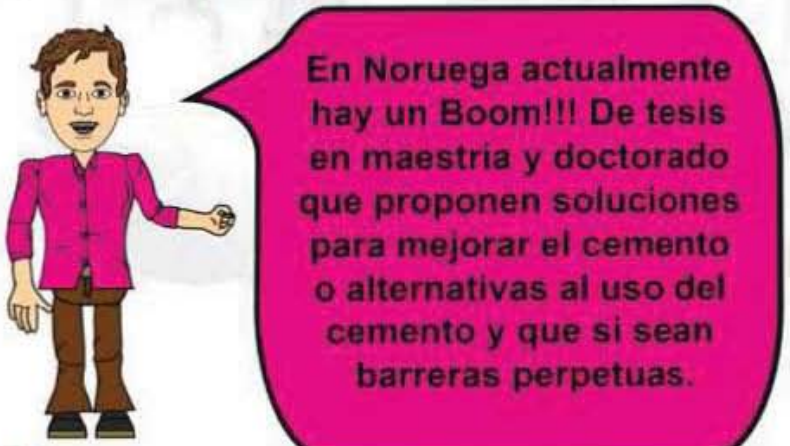
En México así como en otros lugares se tiene la creencia que el Cemento es lo mejor que le pudo haber pasado a la Ingeniería Petrolera, en Noruega ven el Cemento como lo peor

que le pudo haber pasado a la Ingeniería Petrolera, en Noruega están convencidos de que el Cemento no es una barrera perpetua, no es una barrera de largo alcance, no tienen ni idea de por dónde se va, uno de los puntos en los que se basan es que los registros para ver la zona no están midiendo si es Cemento o no es Cemento, lo único que miden es seco, puedes tener la formación pegada a la tubería de revestimiento y decir que es un buen Cemento.

En Noruega se cree que el Cemento es malísimo y que ni siquiera sella en todas las direcciones, el Cemento solo está diseñado para cementar en la dirección de los Stress o Esfuerzos verticales no horizontales, si se presiona el Cemento de manera horizontal se rompe. Actualmente el enfoque en Noruega va dirigido a cambiar el Cemento o desplazar el Cemento por otros componentes, actualmente ya hay pozos que se perforan y terminan con arena o resina, buscan la manera de evitar el Cemento.
En Noruega hay ya bastantes tesis de licenciatura, maestrías y doctorado enfocadas a cómo mejorar el Cemento y buscar otros materiales para desplazar el Cemento con otros materiales que sean barreras perpetuas.

Si en este momento recordamos las precticas de laboratorio y nuestras clases de cementación en las que hablamos de la presión del Cemento, recordaremos también que la presión del Cemento era vertical y nunca se probó horizontalmente esto debido a que el Cemento no está diseñado a aguantar el Stress o Esfuerzo horizontal, si tu agarras un mazo y le das de lado al Cemento lo quiebras más fácilmente, el Stress o Esfuerzo mínimo es horizontal y el Stress o Esfuerzo máximo es vertical. Estas pruebas en Noruega se cuestionan ya que son pruebas diseñadas para pasar la materia y engañar al profesor y alumno de que el Cemento está bien.

El estándar Norsok dice que las pruebas se tienen que hacer en la dirección del mínimo soporte, para decir que un elemento un componente o un Cemento paso una prueba es porque ya la probaste de la pata que más cojea y como la pata que más cojea me aguanto la presión a tal Stress o Esfuerzo entonces por definición todos aguantan la presión.



4.8.3. ALTERNATIVAS DEL CEMENTO.

Hay distintas alternativas al cemento como material de sellado. En si son nueve alternativas las que se tienen analizadas como son: Thermaset, Sandaband o arenas, barita sedimentada, Ultra seal, cenizas, escoria a alta temperatura granulada, sílice condensada, piedra caliza y CannSeal. En esta parte solo comentare las mas confiables en la industria. Antes de profundizar sobre los materiales de sellado, se mencionaran las propiedades de los materiales que los hacen adecuados para su uso como material de sellado.
Los requisitos impuestos al material de sellado no son solo las propiedades establecidas, sino también las propiedades de la lechada de cemento que permiten que el material se coloque en el pozo. Agregó que las consideraciones durante esta etapa de fluido bombeable incluyen las siguientes características, y la clave es que estas deben ser alterables para que coincidan con los requisitos del pozo.

Reología: El fluido debe ser lo suficientemente delgado como para ser bombeable, pero lo suficientemente grueso como para que los sólidos arrastrados permanezcan en suspensión.

Tiempo de Bombeo: La cantidad de tiempo que el material permanece bombeable. Normalmente, las temperaturas más altas del fondo de pozo hacen que los materiales cementosos convencionales se fijen más rápido que a temperaturas más bajas, lo que agrava el problema del tiempo de bombeo.

Tiempo de Transición: cuando cementa a través de zonas de gas a alta presión, es deseable que la transición de lodo a sólido se produzca rápidamente, con el fin de minimizar el tiempo entre la pérdida de la carga hidrostática y el desarrollo de la resistencia.

Pérdida de Fluidos: Es una medida de la capacidad de los materiales pastosos para retener su fase líquida durante el proceso de colocación. La pérdida excesiva de fluido en las formaciones a través de las cuales se bombea la suspensión da como resultado la deshidratación de la suspensión y la pérdida de capacidad de bombeo.

Densidad: la densidad del fluido debe ser alterable para controlar los fluidos de fondo de pozo. Si la densidad es demasiado baja, las presiones en el anillo del pozo pueden caer por debajo de la presión de los fluidos contenidos en la formación, permitiendo que el pozo fluya prematuramente y ocasione la pérdida de control del pozo.

Compatibilidad con otros Fluidos en el Pozo: la incompatibilidad puede dar como resultado la falta de logro de propiedades deseables o la incapacidad de colocar el cemento de manera adecuada.

Además de las propiedades requeridas mientras el material es líquido o en suspensión, se requieren otras propiedades después de que el material se haya endurecido en el pozo

Resistencia a la Compresión: Históricamente, este fue el aspecto principal de la resistencia que se consideró en el diseño de lodos de cemento. Estudios recientes han demostrado que la resistencia a la compresión, si bien es importante, es solo una de varias características importantes del material sólido.

Resistencia a la Tracción: Cada vez más, se reconoce que el cemento falla en tensión en el pozo, lo que resulta en agrietamiento y generación de canales de migración de fluidos. La resistencia a la tracción en el cemento Portland es notoriamente baja, y la industria de la construcción compensa la falta de resistencia a la tracción con varillas de refuerzo de acero u otros elementos dúctiles que soportan tensión. En los pozos de petróleo y gas, las opciones de refuerzo son limitadas, por lo que el nuevo material debe tener altos niveles de resistencia a la tracción.

Resistencia: Esta es una medida del material de cemento para absorber las tensiones sin fallas. De nuevo, el cemento Portland es notoriamente frágil, por lo que su capacidad para deformarse sin fallas es bajo. El material de cementación del pozo ideal sería suficientemente dúctil para deformarse bajo carga sin fallar.

Resistencia al cizallamiento: Los materiales de cementación del pozo deben unirse no solo a la tubería de acero sino a una variedad de formaciones que se encuentran en el pozo. Este comportamiento de unión es el mecanismo principal por el cual el material de cementación sella los fluidos del pozo en su lugar.

Además de los requisitos anteriores, el material de sellado elegido debe:

No reaccione con contaminantes, agua subterránea o materiales geológicos.
Tener una conductividad hidráulica comparable o inferior a la del material in situ.
Forme una unión firme con la pared del pozo y la carcasa.
Ser resistente al agrietamiento y / o encogimiento.
Tener suficiente resistencia estructural para resistir las presiones subsuperficiales.
Ser capaz de ser colocado a la profundidad apropiada.

El cemento es un material bien conocido con propiedades bien documentadas. Sin embargo, algunas de estas propiedades no son ideales para enfrentar problemas de integridad relacionados con fugas de presión y fluidos. Estos son: Contracción del cemento, migración del gas durante el fraguado, fractura después del fraguado y degradación a largo plazo por exposición a la temperatura y sustancias químicas en el pozo. (Imagen 4.76).

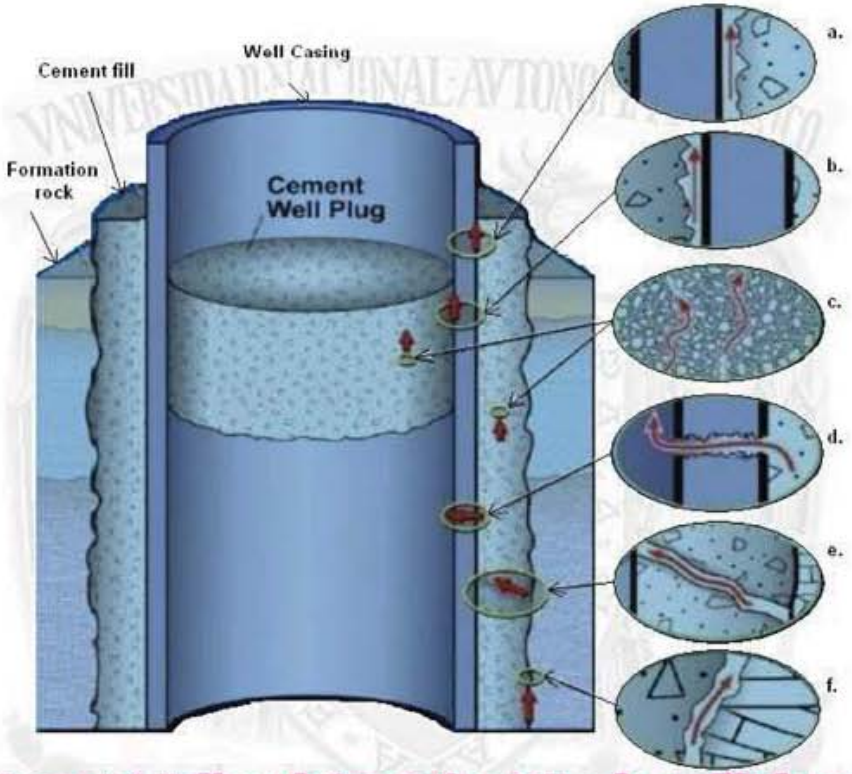


Imagen 4.76. Problemas de Cemento. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

La Imagen muestra varios de los problemas con el cemento. a), b) yf) muestra las vías de fuga que se han producido debido a la mala unión entre el cemento y la carcasa / formación. c) Muestra cómo los fluidos pueden migrar debido a la fractura del cemento, haciéndolo permeable. d) Muestra cómo pueden producirse fugas debido a fallas de la carcasa y e) muestra cómo se puede crear una ruta de flujo en el cemento debido a la migración del gas durante el endurecimiento.

4.8.4. THERMASET.

ThermaSet es un sellante a base de resina que se establece cuando se expone a una temperatura predeterminada durante un cierto período de tiempo. En su forma líquida, ThermaSet puede bombearse e inyectarse fácilmente en pequeñas aberturas como líneas de control, ya que no contiene partículas en su forma ordenada.

Comparado con el cemento, ThermaSet tiene ventajas cuando se trata de resistencia mecánica. ThermaSet tiene una resistencia a la compresión más alta que el cemento, y también una resistencia a la tracción significativamente más alta, aproximadamente 60 veces mayor que el cemento. Junto con una resistencia a la flexión aproximadamente 5 veces mayor, esto hace que ThermaSet sea más adecuado para cargas variables que el cemento. Estas cargas variables podrían ser causadas por ciclos de presión y temperatura que hacen que la carcasa se expanda y contraiga, ejerciendo una fuerza sobre el material anular.

ThermaSet puede usarse en muchas de las mismas áreas que el cemento, incluso como cementación de revestimiento primario. ThermaSet tiene aproximadamente 5 veces más fuerza de unión al acero que el cemento clase G ", y por lo tanto es una alternativa fuerte al cemento para el soporte de la carcasa. Ya se utilizó como soporte de revestimiento en Arabia Saudita, donde las propiedades mecánicas fueron fundamentales para elegir ThermaSet. ThermaSet también puede utilizarse como relleno del revestimiento sobre el cemento primario para el aislamiento zonal y la preparación para un futuro abandono. Se bombea al frente del cemento, se bombea en el exterior de la carcasa o se perfora a través de perforaciones en la carcasa. es una muy buena solución para el taponamiento por compresión, debido a sus propiedades como líquido. La baja viscosidad y el bajo contenido de sólidos hacen que sea fácil bombear a través de pequeñas perforaciones. Esta ventaja también podría usarse para reparar tapones de cemento con grietas o microestrías Para el taponamiento desviado / horizontal, ThermaSet también aparece como una mejor solución, debido a su apariencia uniforme de resina. La gravedad no afectará el lugar. y la calidad de ThermaSet de la misma manera crítica que para el cemento.

Sin embargo, el área de uso más importante para ThermaSet estaría en pozos con condiciones especialmente desafiantes. En pozos con altas variaciones de temperatura, como HPTH, ártico, inyección de vapor y pozos geotérmicos, ThermaSet parece ser el mejor material de obturación, debido a su alta resistencia, tanto a la compresión como a la resistencia a la tracción.

4.8.5. SANDABAND O ARENA.

Sandaband es un producto patentado, desarrollado por **Sandaband Well Plugging (SWP)**, que ofrece un método único de taponamiento y abandono (P & A) eficiente y respetuoso con el medio ambiente. En 1999, NPD (Norwegian Petroleum Directorate) alentó a la industria a desarrollar mejores técnicas de P & A debido a la creciente preocupación por la cantidad de pozos abandonados en el NCS que se observó que tenían fugas. Aunque el cemento ha sido durante mucho tiempo el material estándar para enchufar permanentemente pozos, tiene algunas deficiencias. Comparado con las propiedades deseadas de una barrera permanente para pozos en NORSOK, el cemento no tiene dos propiedades completas; no es ni encogible ni dúctil. Como resultado de esto, se desarrolló un nuevo material de obturación dúctil llamado **Sandaband.**

Hasta ese momento, el único material utilizado en este proceso era el cemento, pero los antiguos pozos abandonados ya empezaban a mostrar signos de acumulación de presión insegura.

A diferencia del cemento, **Sandaband** no se prepara después de una reacción química. En cambio, **Sandaband** tiene la reología de un material plástico de Bingham. Los fluidos plásticos de Bingham se caracterizan por el hecho de que necesitan un cierto esfuerzo de corte mínimo para comenzar a fluir, pero tienen una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la tensión cortante. Este proceso no depende del tiempo, lo que significa que la lechada formará rápidamente un cuerpo rígido cuando se detenga el bombeo, sin tener que esperar como el cemento. Además, si el pozo experimenta cargas dinámicas que causan tensiones en el material, simplemente se deformará y se ajustará al entorno en lugar de fracturarse como lo haría un material quebradizo.

Aunque NORSOK D-010 no especifica **Sandaband** u otras alternativas de cemento individualmente, sí se abre para el uso de materiales alternativos siempre que estos pasen por un proceso de calificación y se realice una descripción general de los criterios de aceptación de elementos de barrera del pozo (WBEAC).

Otra diferencia entre cemento y **Sandaband** es cómo se puede verificar su ubicación. Una vez que el tapón de cemento se ha endurecido, su ubicación puede confirmarse aplicando peso en la parte superior del tapón, pero dado que **Sandaband** no se solidifica, es necesario un método alternativo. El método utilizado es colocar en la tubería ligeramente un tapón y hacer circular la parte inferior desde debajo de la parte superior teórica calculada de **Sandaband.**

Sandaband es un material hermético e incompresible. Es líquido como bombeado y sólido en reposo. Además, no se contrae, no se fractura, no se segrega, es termodinámicamente estable y químicamente inerte. También es ambientalmente seguro, no presenta riesgos para la salud y no daña el depósito.

4.8.6. REQUISITOS DE LAS BARRERAS PARA TAPONAR Y ABANDONAR UN POZO SUBMARINO EN LA PCN.

Los requisitos están establecidos por el estándar **NORSOK D-010.**

Estos requisitos se distinguen básicamente por el tipo de material y la normativa es muy flexible en ese aspecto. La normatividad dice que no se necesita que sea de un material específico pero que si cumplan con las características que se mencionan adelante **(Imagen 4.77).**

Una barrera permanente (y que permanecerá eternamente debajo del subsuelo) debe tener las siguientes propiedades:

a) Impermeable.
b) Integridad a largo plazo/perpetua.
c) Incogible.
d) Resistente a impactos mecánicos y cambios en los **Stress o Esfuerzos** en la formación en todos los planos.
e) Resistente a químicos sustancias a las que se planea exponer (H_2S, CO_2, hidrocarburos).
f) Adherible a las tuberías (al metal) y a la formación.

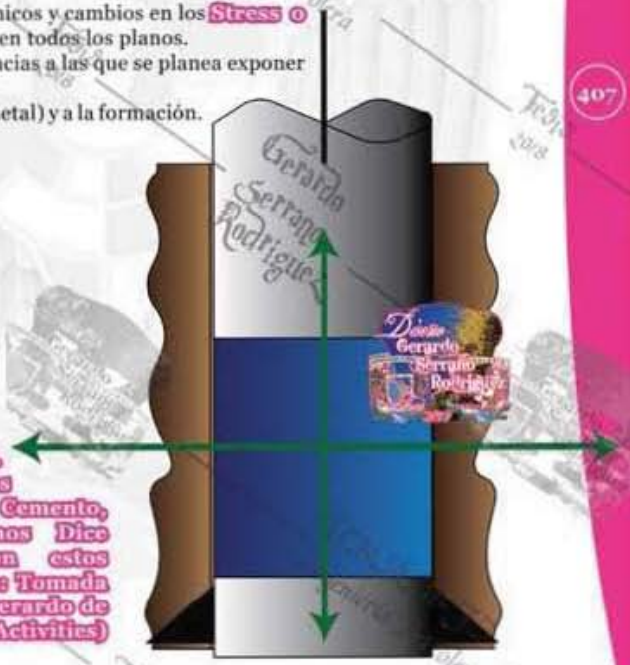


Imagen 4.77. NORSOK no nos Pide que Usemos Cemento, lo Único que nos Dice que Cumpla con estos Requisitos. (Fuentes: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

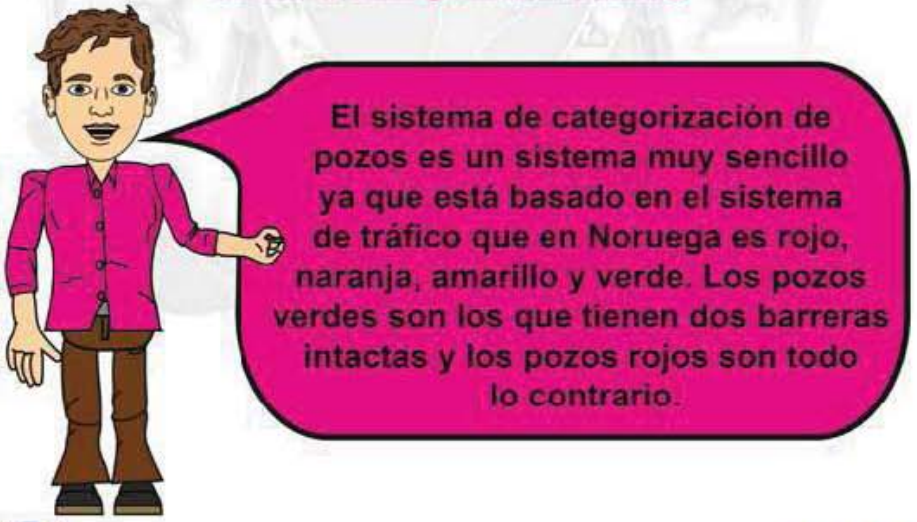
4.8.7. COMPARATIVA ENTRE LOS TRES MATERIALES PARA LAS BARRERAS DE POZOS.

Al menos en la PCN Plataforma Continental de Noruega se usan los siguientes materiales:

- Cemento (Clases A a la H).
- Arena.
- Resina (Thermaset – Wellcem).
- ¿Otros? (Imagen 4-78.).



Imagen 4-78. Sandaband o Arena. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)



La siguiente tabla (Tabla 4-9.) es una comparativa de los pros y los contras de usar estos materiales, principalmente el Cemento. De estos materiales el que menos se recomienda para trabajar es ThermaSet y es porque a pesar de que es una resina y es medio flexible si se bombea es muy difícil de posicionar y a veces no aparece en los registros, todos los registros que tuve la oportunidad de ver tienen fuga y lo que leí de literatura es un material que a la larga tiene fugas entonces no lo recomendaría, el Cemento en Noruega se evita mucho aunque a veces no se puede, la Resina es un poco flexible pero el Cemento una vez que se queda fijo no es flexible, no se puede mover y es muy fácil de fracturar, el que sí es muy bueno pero que todavía no se ha desarrollado es la Arena, el único problema de la Arena es bombear la lechada, el equipo que se necesita en superficie para hacer la lechada o bombear la lechada que es como un gel con la Arena, esta lechada no tiene muchos químicos es pura Arena que se hace lechada o gel y después se bombea, la gran ventaja de la Arena es que si tu pusiste un tapón mal y algo paso con la operación como una fuga u otra cosa entonces puedes quitar la Arena y la puedes limpiar, si no te gusta el tapón que pusiste entonces cepillas, lavas y quitas toda la Arena y lo vuelves a intentar y eso es algo que ni la Resina ni el Cemento nos permiten hacer, eso es una gran ventaja, por eso en Noruega muchas compañías están apoyando a la compañía Sandaband para desarrollar este producto, sus retos con la Arena han que los tapones de Arena sean muy buenos a grandes profundidades por la compactación, la Arena debe estar bien compactada a presiones profundas, si la Arena no está compactada hay fugas, ese es el problema de la Arena, debe estar bien compactada para poder contener fluidos.

Lo increíble de esto es que es solo Arena bien compactada lo único que se le agrega es un gel para poderla bombear pero no para hacerla dura. La colocas en el lugar y de ahí haces ciclos de alta presión durante dos horas para compactarla lo más rápido posible, después hay un periodo de una semana en la que no debes hacer nada en el pozo para asegurar que quedo re presionado y compactado hasta que quede dura como en las playas.

Requisitos NORSOK	Cemento	Arena	ThermaSet
Requisitos Generales de Barreras de Pozo			
Posicionamiento	Verificado mediante etiquetado o registro	Necesita una base sólida para ser colocada. Verificación por circulación o tala.	Se puede registrar o iniciar sesión en verificar la posición
Resistencia a la carga / presión	Buena.	Dependiendo de la cabeza hidrostática, el punto de fluencia y el área de contacto.	Más fuerte que el cemento.
Resistencia a las condiciones ambientales	Cuestiones relacionadas con el ciclo de la temperatura y los ambientes corrosivos	No afectado por el ciclo de la temperatura y la corrosión.	Mejor adaptado para el cemento de curtido térmico.
Propiedades del Material Deseado para Barreras Permanentes			
Impermeable	La permeabilidad depende del tipo de cemento y de la calidad del cemento	La estanqueidad al gas se verifica a través de pruebas, dependiendo de la composición adecuada y de la cabeza hidrostática.	La estanqueidad del líquido se verificó mediante la prueba API V3. Ensayo de estanqueidad al gas
Integridad a largo plazo	Cuestiones relacionadas con el ciclo de la temperatura y los ambientes corrosivos	Partículas no degradables	Probado para la integridad a largo plazo
Sin encogimiento	Contracción inicial durante el curado, pero existen aditivos para evitar el encogimiento	Muy bueno	Inicialmente encogido, regulado por adición de relleno o curado bajo presión
Dúctil	Frágil	Capaz de volver a dar forma y adaptarse a los ambientes a través del comportamiento plástico de Bingham.	Significativamente más flexible cemento
Resistencia a productos químicos (H_2S, CO_2, Hidrocarburo)	Corrosivo, degradación mecánica en contacto con gases ácidos	No reactivo	Componente con problemas eliminados del diseño
Capacidades de humectación / adhesión	Podría tener problemas con respecto a la eliminación de barro y la mala limpieza del agujero	Propiedades humectantes similares a la arena. No se adhiere al acero. Sin embargo, la gravedad lo mantiene en su lugar.	5 veces la resistencia de unión del cemento al acero. Algunos problemas relacionados con la eliminación de barro / limpieza de orificios

4.8.8. RETO PRINCIPAL DE LA BARRERA DE AISLAMIENTO EN EL ESPACIO ANULAR.

En la siguiente imagen se puede ver como se hacen los cortes transversales cuando recuperan todo el equipo y como está el cemento, este es otro de los problemas porque cuando bajas con el registro y empiezas a registrar el cemento, el ingeniero de los registros dice -Mira que buen cemento es un buen trabajo- y de repente sacan la tubería y si tú lo ves, efectivamente el registro no mintió está completamente aislado pero te engaño, en la imagen no está aislado, el reto es diseñar una herramienta que te diga que está completamente aislado, no solo lo que quieres ver, ese es el reto de la ingeniería petrolera y del área de perforación de pozos, tener las herramientas adecuadas y el conocimiento adecuado para poder analizar las cosas y poder entender que está pasando.

Hay discusiones donde inician diciendo:
En el espacio anular hay 2,000 psi de presión, seguramente es un efecto térmico porque el registro dice que hay cemento en todo el intervalo. ¿Cómo es posible que se tengan 2,000 psi de efecto térmico? No es lógico, es cuestión de criterio y no solo de criterio si no de desarrollar mejores tácticas y mejores herramientas y mejores productos que nos ayuden a solucionar los problemas que tenemos en perforación en intervención en taponamiento en terminación y en producción (Imagen 4.79.).



Imagen 4.79. Barreras de Aislamiento en el Espacio Anular. (Fuente: Tomada y modificada por Gerardo de Drilling and Well Activities)

Tabla 4.9. Comparativa de los Pros y los Contras de Usar Cemento, ThermaSet y Arena.

4.9. ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE POZOS SUBMARINOS.

Esta es una materia relativamente nueva en el campo de la Ingeniería Petrolera, nuestras tuberías siempre serán expuestas a distintas condiciones que tendremos que prever.



Primero, la integridad del pozo se define en NORSOK D-010 (2007) como: "aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizativas para reducir el riesgo de liberación incontrolada de fluidos de formación a lo largo del ciclo de vida de un pozo".

Finalmente, Norsk olje og gass (2011) definió la integridad del pozo como una condición de un pozo en operación que tiene funcionalidad completa y dos sobres de barrera de pozos calificados. Cualquier desviación de este estado es un problema menor o mayor de integridad del pozo. Los problemas comunes de integridad a menudo están relacionados con fugas en tubos o válvulas, pero también pueden estar relacionados con los problemas del yacimiento como pérdida de control zonal. Cualquier factor que conduzca a una falla funcional es la pérdida de la integridad del pozo. El desafío es, por supuesto, definir todos los escenarios posibles.

La industria del petróleo es una de las que mayor riesgo conllevan; no sólo para el personal que realiza los trabajos desde la superficie, sino para el medio ambiente donde se realiza su explotación. Por esto es fundamental establecer los parámetros que afectan a la integridad de los pozos y definir soluciones orientadas a reducir el riesgo de vertidos no controlados de fluidos del yacimiento a lo largo de la vida del pozo.

Muchos tipos diferentes de fallas pueden conducir a la pérdida de la integridad del pozo. El grado de severidad también varía.

Durante muchos años la gestión de la **Integridad de Pozos** se limitaba a definir y realizar aquellas actividades necesarias para detectar el deterioro de los equipos basadas en la aplicación de estándares, los cuales no consideraban el impacto de los fallos durante el mantenimiento del equipo o en la operación. Las anteriores limitaciones promovieron el cambio del enfoque y el desarrollo de una metodología para la definición de los planes óptimos, cuyo propósito fuera considerar tanto el grado de confianza de los equipos como el riesgo que éstos representan para las instalaciones, los procesos y medio ambiente.

La pérdida de la integridad del pozo es causada por fallas mecánicas, hidráulicas o eléctricas relacionadas con los componentes del pozo o por la aplicación incorrecta de un dispositivo. Un ejemplo de esto último es no cerrar el BOP durante un incidente de control de pozo. Esto muestra que debemos ir más allá de los aspectos técnicos y también considerar los aspectos de gestión del pozo. En retrospectiva, muchos incidentes han empeorado debido a decisiones equivocadas. La educación y la capacitación, por lo tanto, forman una base importante para mejorar la integridad del pozo.

Actualmente, y a nivel mundial, se viene manejando el concepto de integridad como la capacidad de operar bajo condiciones controladas sin riesgo de fallos que conlleven pérdidas de vidas humanas, derrames de hidrocarburo o pérdidas económicas.

Una observación interesante del estudio del PSA en 2006 fue que los pozos viejos tenían pocos problemas de integridad, pero en realidad la mayoría de los problemas ocurrían en el grupo de edad de 5 a 14 años. Estas conclusiones no son generales, pero están limitadas a los estudios mencionados. Todos estos problemas condujeron a un cierre prolongado durante algún tiempo y, en algunos casos, toda la producción de la plataforma se cerró temporalmente.

A partir de la descripción anterior, queda claro que la integridad del pozo es un aspecto de seguridad importante de un pozo. Sin embargo, algunos de los problemas no son críticos, mientras que algunos pueden conducir a accidentes. A pesar de estos esfuerzos, aún existen muchos problemas relacionados con la integridad. Aquí vamos a dar una crónica de los eventos que han resultado de problemas de integridad del pozo.

La historia está repleta de numerosos ejemplos de fallas resultantes de la pérdida de integridad en los pozos. Los siguientes son algunos de los casos.

- Spindletop: Texas 1901
- Derrame de petróleo de Santa Bárbara en 1969
- Explosión Ekofisk Bravo de Phillips Petroleum en 1977
- Explosión subterránea de Saga Petroleum en 1989
- Incidente de Statoil en Snorre A en 2004
- Explosión de Macondo de BP en el Golfo de México en 2010
- Incendio petrolero de Chevron en Nigeria en 2012

Se esquematiza el principio fundamental del concepto de **Integridad de Pozos** que consiste en la aplicación de soluciones técnicas, operativas y de organización orientadas a reducir el riesgo de descargas no controladas de fluidos del yacimiento a lo largo de la vida del pozo. **(Imagen 4.80).**

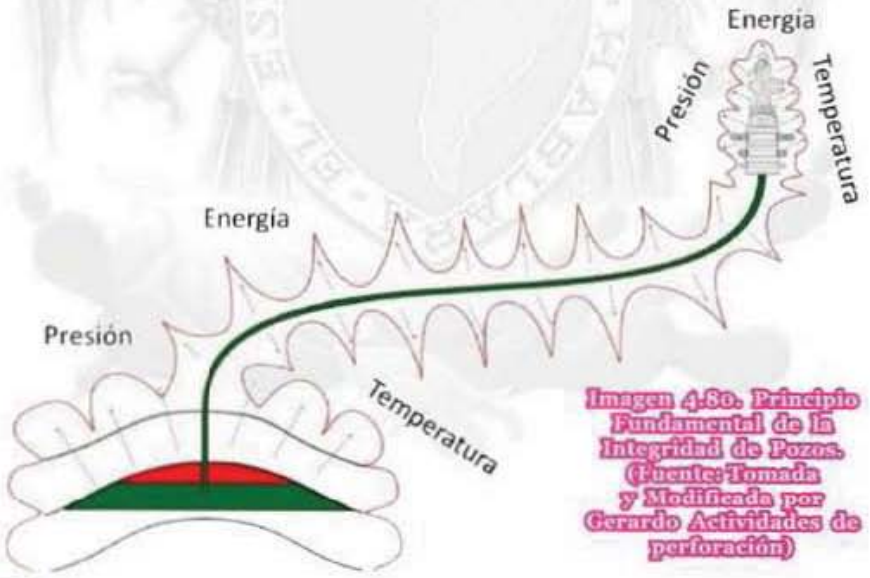


Imagen 4.80. Principio Fundamental de la Integridad de Pozos. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Actividades de perforación)

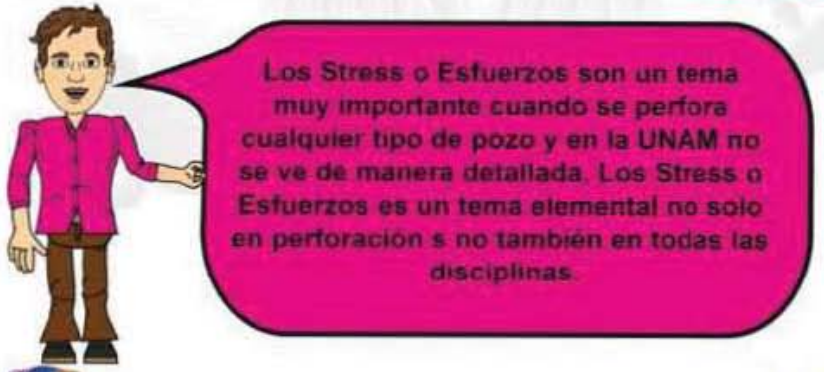
La finalidad del modelo es: asegurar la integridad de los componentes del pozo que actúan como barreras de contención durante su vida productiva; identificar el nivel de riesgo de cada uno de los pozos; obtener beneficios económicos por la prevención, que evita trabajos de mantenimiento no programados y pérdidas por producción diferida; y lograr beneficios operativos al estandarizar los procedimientos que afectan a la integridad mecánica del pozo, generando así una mejora continua en la efectividad de su operación.

Durante la fase de diseño del pozo debe tenerse en cuenta cuál va a ser su uso potencial, incluyéndose posibilidades de recuperación primaria, secundaria o terciaria. También se tendrá en cuenta que las funciones del pozo pueden cambiar a lo largo de su vida útil según las condiciones del yacimiento, las operaciones de pozo o el mantenimiento.
Las barreras del pozo serán diseñadas, fabricadas e instaladas para soportar todas las cargas a las que puedan estar expuestas y para mantener su función durante todo el ciclo de vida útil del pozo. Los materiales deben ser seleccionados en función de las cargas y de las condiciones ambientales a las que van a estar expuestos. Los límites operacionales necesitan ser definidos y evaluados durante el ciclo de vida útil del pozo.

Los límites operacionales estarán relacionados con la temperatura, la presión, el caudal o las limitaciones del equipo instalado.

Habrá suficiente independencia entre los elementos barrera y si existen elementos de barrera comunes, entonces se llevará a cabo un análisis de riesgos para reducir el riesgo lo máximo posible aplicando medidas de mitigación.

Se tiene que establecer una estrategia ante una emergencia en todas las fases del ciclo de vida del pozo para describir cómo manejar las situaciones de peligro y accidentes, como la pérdida de las barreras o un blowout. Si una barrera falla la principal prioridad es restaurar la barrera, aunque se debe tener en cuenta que en todo momento será posible recuperar el control del pozo mediante la realización de un trabajo de intervención o mediante la perforación de un pozo de alivio como el representado a continuación **(Imagen 4.81.)**.



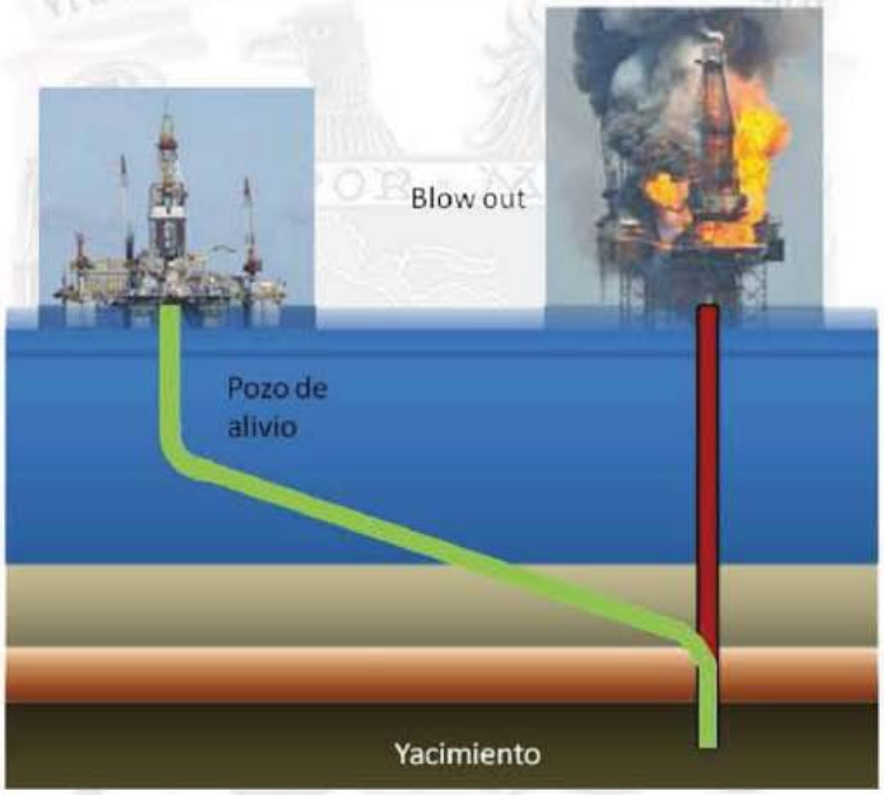


Imagen 4.81. Pozo de Alivio para Recuperar el Control del Pozo. (Fuente: Tomada de equipos de perforación)

A día de hoy, las empresas que operan en la NCS (Plataforma continental Noruega) deben tener un sistema para gestionar la integridad de sus pozos; y los parámetros críticos deben ser de fácil acceso con el fin de documentar el cumplimiento de las regulaciones y estándares.

La **Integridad de Pozos** es un tema complejo, y los problemas de **Integridad de Pozos** pueden ocurrir en las diferentes fases del ciclo de vida del pozo, es decir, durante el diseño, la construcción, la producción, la inyección, las intervenciones, las pruebas y el abandono. Los problemas de **Integridad de Pozos** pueden incluir problemas con la formación geológica tales como la presión, la temperatura, los fluidos de formación (velocidad de flujo, la química, la arena y partículas) que pueden provocar desgaste en el material, la corrosión y la degradación debida a los fluidos de formación o fluidos inyectados.

La **Integridad de Pozos** también es importante desde el punto de vista operativo; situaciones tales como operar el pozo y el equipo por encima de los límites de diseño, la falta de mantenimiento, los errores de instalación, los fallos en los equipos, y los fallos relacionados con las pruebas y verificaciones o con la extensión de su vida útil. Las principales fases en las que se pueden descubrir fugas son durante la prueba inicial y verificación, durante la producción y la inyección (con monitorización continua de la presión del anular) y durante la prueba de fugas rutinaria de DHSV1, ASV2, GLV 3(si está calificado como elemento barrera de pozo). Algunas fugas pueden ocurrir durante la fase de instalación o después de la instalación del equipo de acondicionamiento (completion) debidc al desgaste de la tubería de revestimiento (casing), al mal funcionamiento del equipo y a que los procedimientos de prueba sean insuficientes.

Los cambios operativos pueden afectar a la presión y a la temperatura del pozo durante el inicio de la producción de gas o de inyección de agua, cuando cambia la tasa de producción de petróleo o si se cierra el pozo. Estas son situaciones que pueden conducir a fugas debido a los ciclos de carga térmica y de presión. Las fugas pueden ocurrir tanto a través de los equipos de cementación, de la tubería de revestimiento y durante el acondicionamiento, como en el packer, la válvula sello (seal stem), la válvula de seguridad anular (ASV) o la válvula de gas lift (GLV).

4.9.1. ¿QUÉ ES LA INTEGRIDAD DE POZOS?

Es el estudio del ciclo de vida de los pozos. El ingeniero de la integridad de pozos tiene que vigilar las operaciones de perforación, terminación, intervención, producción, taponamiento y abandonamiento de pozos y lo que hay después del taponamiento y abandonamiento de pozos.

Al menos en Noruega la regulación se define como el ciclo de vida de los pozos al tiempo de vida de los pozos desde que se perfora hasta después del abandonamiento. El operador tiene la obligación de monitorear los pozos aun después de que ya los abandono, la responsabilidad es casi eterna.

La definición más aceptada la da **NORSOK D-010:**

"La aplicación de soluciones técnicas, operacionales y organizacionales para reducir el riesgo de un brote sin control de fluidos de formación durante el ciclo de vida de un pozo".

La **Integridad de Pozos** tiene por objetivo dentificar los riesgos asociados a cualquier negocio y la gestión de ese riesgo, son aspectos muy importantes para ser competitivos. En el sector de la exploración y producción de hidrocarburos es incluso más importante. Es necesario identificar los riesgos potenciales asociados con la producción de hidrocarburos sobre todo en zonas cercanas a ciudades, áreas industriales y áreas protegidas.

Un programa de **Integridad de Pozos** es clave en la gestión de los riesgos de cualquier compañía de hidrocarburos. En la gestión de la **Integridad de Pozos** se aplican soluciones técnicas, mecánicas y operativas para reducir el riesgo de fugas no controladas de fluidos de pozo a lo largo del ciclo de vida de los mismos.

Un ejemplo ya mencionado en el **Capítulo 3** es el del campo macondo donde se perdieron las barreras y por lo tanto hubo un brote, es un ejemplo de una mala administración de la **Integridad de Pozos (Imagen 4.82.).**



Imagen 4.82. Campo Macondo donde se Perdieron las Barreras del Pozo. (Fuente: Tomada de equipos de perforación)

4.9.2. HISTORIA DE INTEGRIDAD DE POZOS EN NORUEGA.

Finter que es un instituto de investigación de Noruega desde la década de los 80 fue el primer instituto que empezó con base de datos e brotes de lodos y de todos los problemas que había en los pozos, Finter en los 80 se especializo solo en perforación y en problemas que se dan en la perforación, brotes específicamente.

Con el tiempo se fue desarrollando y en el 2001 **Oil Oligotorate o la Comisión Nacional de Hidrocarburos en Noruega** se dio la tarea de hacer la auditoria de todos los pozos en la Plataforma Continental de Noruega, para esto contrato a un grupo consultor estadounidense y le pidió apoyo a las operadoras para que le ayudaran, **Oligotorate** junto la información y se dio cuenta que había más problemas de los que se había imaginado y que no solo eran brotes.

Intentaron desarrollar el proyecto, el problema es que la **Comisión Nacional de Hidrocarburos de Noruega** hacia las tareas que hoy hace la **CEA** de la Comisión, licitaba y aparte tenía que asegurarse la comisión y era mucho trabajo para la comisión por eso no le daba mucha prioridad a esta tarea.

Fue en el 2004 que por disposición real el parlamento Noruego creo **"Petroleum Cisina"** que en ingles significa **"Petroleum Seting Otore Ocore"** que es el equivalente a la **CEA** en México y que vulgarmente se le llama **Petit.**

En el 2004 crea **Petit** y es donde **Oil Oligotorate** le da la tarea de hacer toda la base de datos y empezar hacer auditorías a las compañías para ver cómo están los pozos, así es como nace Integridad de Pozos.

Fue después de la primera auditoria en el 2004 donde se entregan los pozos en el 2006 donde **Petit** recomienda a las compañías operadoras de Noruega crear y establecer sistemas con los cuales se pueda registrar la información y poder tener un mapeo de cómo están los pozos activos de la plataforma continental de Noruega.

Esto se escucha muy sencillo, pero fue un gran paso porque a nadie se le había ocurrido antes, de aquí empezaron a categorizar los pozos y **Petit** para presionar lo estableció en la regulación "Todas las operadoras deben tener sistemas especializados para monitorear, administrar y salvaguardar la integridad de los pozos de acuerdo a la regulación establecida por petróleos en Noruega".

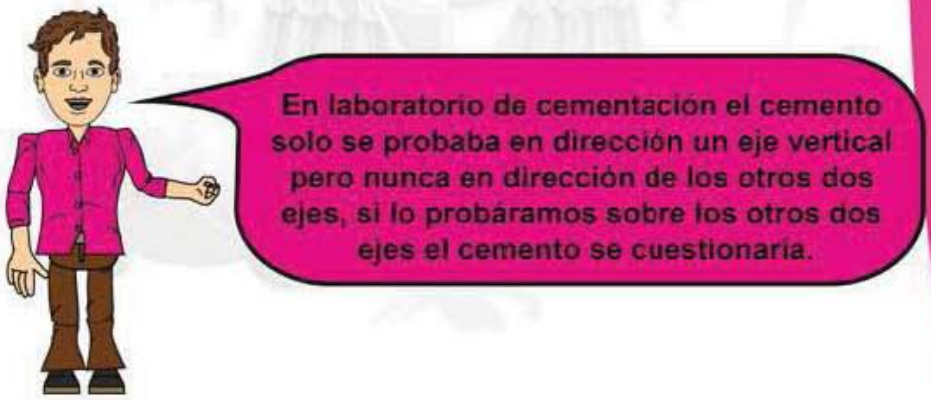
De aquí empieza la historia y es en el 2009 que la asociación de gas y petróleo de Noruega **"Nors Oil Gas Asociation"** en colaboración con todas las operadoras de la plataforma continental establece las primeras guías de integridad de pozos en el mundo, de ahí viene el sistema de categorización de colores.

Hoy integridad de pozos es una disciplina que se empieza a consolidar, hay conferencias anuales exclusivas de la SPE sobre integridad de pozos, en las universidades ya se abrió la materia de integridad de pozos.

En grandes rasgos la Historia es:

RNNP (Risiko Nivâ i Norsk Petroleum Svirksomhet) o **Nivel de Riesgo en la Industria Petrolera de Noruega** es un proceso cuyo objetivo es medir y mejorar los niveles y condiciones de seguridad industrial, protección al ambiente y salud en la industria petrolera.

- Inició en 1999 – 2000.
- Es una herramienta de medición – ilustra el desarrollo de los niveles de riesgo en la PCN.
- Contribuye a un mejor entendimiento del riesgo y su desarrollo entre compañías, sindicatos y agencias gubernamentales.
- RNNP mide distintas condiciones y variables.
  - Incidentes de helicópteros.
  - Indicadores de accidentes mayores en instalaciones offshore.
  - Las barreras contra accidentes mayores.
  - Ruido, químicos, sustancias nocivas en el ambiente de trabajo.
  - Noise, chemical working environment and ergonomic.
  - Accidentes de trabajo que involucren decesos y/o heridas serias al personal.
  - Colisiones o daños estructurales severos a las instalaciones.
- Los resultados y conclusiones en este reporte ayudan al desarrollo y actualización de las regulaciones en el sector petrolero en la PCN **(Imagen 4-83.)**.



VNIVERSIDAD·NACIONAL·AVTONOMA·D·MEXICO

Trayecto de la Integridad de Pozos de Aceite y Gas.
Numerosas iniciativas en Aceite y Gas, la industria y el aumento.
Sólo pocas Iniciativas en el Dominio Accesible.
Pensamiento Estratégico a Futuro.

1988
-Desarrollo de la base de datos de fiabilidad del equipo Sintef en pozos.

1998
-Introducción Norsok D010.

2000
-Foros y Conciencia del Operador.

2004
-Desarrollo de sistemas de gerenciales

2005
-Taller de integridad del SPE en "The Hague".

2006
-Administración de presurización anular API 90.

2008
-Múltiples eventos de integridad del pozo en todo el mundo.

2010
-Nuevo trabajo La integridad del pozo.
-La propuesta opera la fase OGP / ISO.
-Noruega desarrolló las directrices de la OLF 11 para WI.

2011
-Aceite y Gas desarrollado por EHF, la integridad del pozo comienza con API 90 actualización de la sección onshore.

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

INGENIERIA

Imagen 4.82. Trayecto de la Integridad de Pozos de Aceite y Gas. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Actividades de perforación)

2012
-Serie de talleres sobre la integridad de la pozo, SPE inicia.
-Proyecto de trabajo en Terminació, ISO inició nueva propuesta de trabajo integridad del pozo en el del ciclo de vida OGP / ISO.
-Comenzó a planificar talleres con temas y equipos de tecnologia.
-Brasil: Pozo Submarino.
-Canada: Pozos cíclicos de vapor.

2013
-Perspectivas actuales de la integridad del pozo de Europa con enfoque en la administración de la corroción.

2014
-Malasia en offshore y aguas profundas.
-Problemas de desarrollo del metano de la cuenca del carbón de Australia.

2015
-Inicio de los serie de talleres de integridad de SPE.
-La integridad como proposición de valor.
-Continuación de la serie de talleres.
-Integración de estándares API / ISO.
-Colaboración entre operadores, en controles de salud.
-Adaptar estándares en la confiabilidad de integridad de pozo y datos de falla.
-Introducir la seguridad del proceso como pensamiento estratégico global en la integridad del pozo.

4.9.3. RETOS COMUNES EN LA INTEGRIDAD DE POZOS SUBMARINOS.

El estado de los pozos es una cuestión muy importante para el operador, por ello controlar y tener un acceso rápido y eficaz a los datos de diseño y de operación del pozo es fundamental para el desarrollo de sus tareas.

Con una base de datos de integridad de pozos se cubren estas necesidades y gracias a ella se obtendrán estos beneficios:

- Reducción de los costes de operación.
- Gestión individual de los pozos.
- Notificación de los pozos que están operando de forma insegura.
- Mejora de la visibilidad de la gestión de la integridad del pozo tanto dentro como fuera de la empresa.
- Rápida identificación de posibles problemas de integridad en los activos4.
- Fácil acceso a una información completa sobre cada pozo para el análisis de problemas.
- Reducción de esfuerzos en la recopilación de datos, análisis y presentación de informes.
- Integración de datos provenientes de los sistemas automatizados y de las fuentes manuales.
- Mejora en el control de las actividades de los contratistas.
- Opciones de tabulación de los datos y de realización de gráficas flexibles que pueden mostrar las tendencias de los datos, pudiéndose utilizar para identificar el desarrollo de los posibles problemas de integridad.

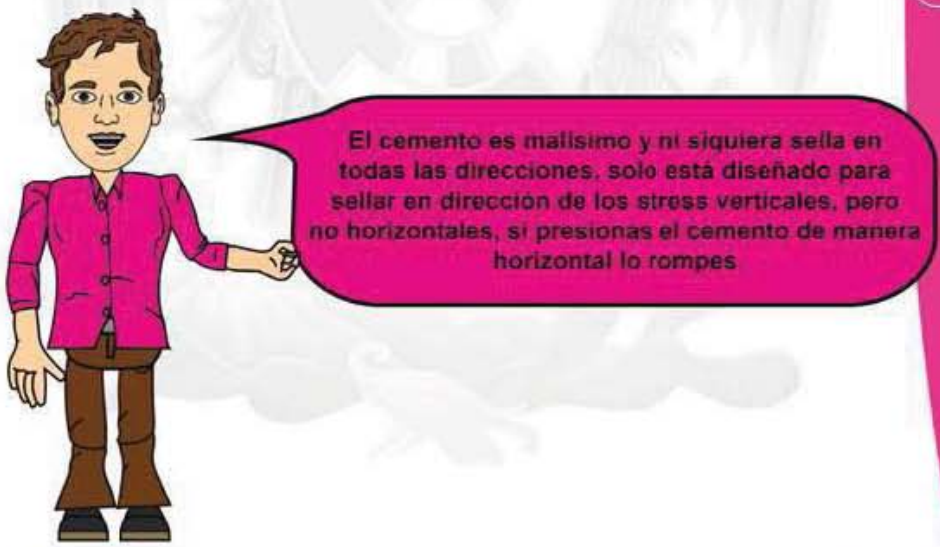
Formato amigable de los informes, que permite identificar el estado de todos los activos en cualquier momento o periodo de tiempo y realizar el seguimiento de los indicadores de rendimiento claves.

Los retos comunes en la integridad de pozos submarinos son:

- Falla o falta de barreras de aislamiento en el pozo: el principal dolor de cabeza es el cemento, esto es porque se tiene que verificar que el espacio anular este aislado.
- La formación debajo de la T.R. intermedia no puede contener los fluidos del yacimiento.
- Comunicación tubería de producción por espacio anular.
- Colapso de tuberías (T.R. y aparejo de producción): En la imagen se ve una tubería normal y al final se ve como los **Stress o Esfuerzos** modifican al pozo, a pesar de que produce no se tiene el acceso de meter una herramienta y hacer un taponamiento adecuado, el problema no es producir si no que la ventana de acceso se va cerrando **(Imagen 4.84.)**.
- Presión sostenida en el espacio anular.



Imagen 4.84. Colapso de Tuberías por Stress o Esfuerzos. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Actividades de perforación)



4.9.4. ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE POZOS.

La **Administración Integral de Pozos** es multidisciplinaria como otras áreas de ingeniería petrolera.

- Identificar los pozos con un estado mecánico que cumpla con los requerimientos de las regulaciones locales, lo primero que vamos hacer es asegurarnos que el pozo esté operando de acuerdo a lo que la CEA nos está pidiendo que cumplamos.
- Estimar el riesgo de que ocurra un incidente de integridad en un pozo, supongamos que tenemos un pozo que le falta una barrera y no está operando de acuerdo al regulador.

Integridad colabora mucho con el área de contención de fluidos, donde se encuentran a los geofísicos a los geólogos, a los expertos de mecánicas de suelos, a los de yacimientos, esto es porque en integr.dad se ve lo que está pasando en el pozo, pero cuando inyectas no monitoreas lo que pasa afuera de la barrera del pozo y no sabemos que pasa y los que deben de saber son las demás disciplinas que tienen los sistemas para ver que está pasando en el yacimiento como tal **(Imagen 4.85.)**.





Imagen 4.85. La Administración Integral de Pozos y otras Áreas de Ingeniería Petrolera. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Actividades de perforación)

4.9.5. ANÁLISIS DE RIESGO EN INTEGRIDAD DE POZOS.

Esta herramienta es la más importante dentro de la integridad de pozos porque va a permitir organizar las ideas y ver que está pasando y tomar medidas adecuadas para mitigar los riesgos o para reducirlos.

Cuando se hace el análisis de riesgos se invita a varias disciplinas como terminación, ingeniería submarina, ingeniería en terminación, administración de riesgos y seguridad industrial, etc. **(Imagen 4.86.)**.



Imagen 4.86. Equipo Multidisciplinario para Analizar el Riesgo en Integridad de un Pozo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Actividades de perforación)

4.9.6. ¿QUÉ ES EL RIESGO?

Concepto Pasado: Es probabilidad por consecuencia.

Riesgo = (Probabilidad) (Consecuencia)

Concepto Actual: Se define como la probabilidad o incertidumbre multiplicado por la consecuencia y por el nivel de conocimiento al momento en que se está haciendo este análisis, el nivel de conocimiento que tiene cada uno de los integrantes no es el mismo y en base a ese nivel de conocimiento que tengamos es el análisis de riesgo que vamos a hacer, por consecuencia el análisis de riesgo que yo haga y los demás hagan por definición van a ser distintos y a esto se le tiene que dar un valor para poder comunicar el riesgo como tal y que el análisis de riesgo que haga cada uno sea equivalente, por eso el nivel de conocimiento es importantísimo.

Riesgo = (Probabilidad o Incertidumbre) (Consecuencia) (Nivel de Conocimiento)



4.9.7. CINCO PREGUNTAS BÁSICAS DEL ANÁLISIS DE RIESGO.

¿Qué es lo que sé?: ¿Te levantas hoy y que es lo que ya sabes? Mínimo que estoy vivo, lo demás no sé, pero estoy vivo.

¿Qué es lo que no sé?: Hoy no se como esta el clima, pero lo voy a revisar, también no sé qué es lo que va a pasar.

¿Qué es lo que sé que no sé?: Esta ya es una pregunta más concreta, yo sé que no sé qué es lo que está pasando en Noruega, tampoco sé si me van a atropellar.

¿Qué es lo que no sé qué no sé?: Aquí es donde te haces bolas y no sabes que contestar.

¿Qué tan seguro estoy de que contesté correctamente las cuatro preguntas anteriores?: Esta pregunta yo creo que es la más difícil de todas porque no llega a una respuesta. Entonces te dices para que me esfuerzo!!!!!!!, Mejor dejo todo como esta, me quedo en la cama y no salgo el día de hoy.

Por ejemplo, la siguiente frase todos sabemos al 100% de quien es: **"Sólo sé que no sé nada".** Es de Sócrates.

La verdad es que Sócrates nunca dijo esto, la realidad es que esta frase salió de una derivación de:

"Este hombre, por una parte, cree que sabe algo, mientras que no sabe nada. Por otra parte, yo, que igualmente no sé nada, tampoco creo saber algo."

Y esta frase no es la misma que la anterior **(Imagen 4.87.).**

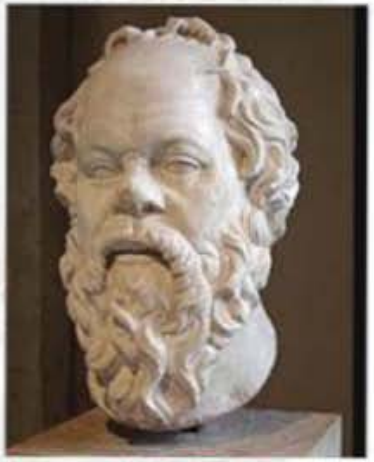


Imagen 4.87. "Sólo sé que no sé nada".

Ahora que tan seguros estabas tú como lector que sabías eso, por eso es que antes de hablar hay que pensar. Ahora que tan seguro puede estar el lector de que puede confiar en **Mi Tesis** o en lo que plasmo en ella, ¿Que tan seguros puede estar el lector de que no soy un loco que le pidieron escribir un libro usando palabras específicas y los lectores lo copien para su tarea o alguna investigación y entreguen?

La verdad es que hay casos de tesis y tal vez te preguntaras si esta no es la excepción donde obtienen gran parte de la información de una fuente muy confiable que es **Wikipedia.**

¿Cuál es la probabilidad de que tenga errores Wikipedia? Es aquí donde se ve el riesgo de que algo salga mal según la perspectiva, nosotros decidimos si confiar en alguna fuente o no **(Imagen 4.88.).**



Imagen 4.88. ¿Cuál es la Probabilidad de que sea Verídica la Información de mi Tesis?

4.9.8. TIPOS DE ANÁLISIS DE RIESGO.

Estos tipos de riesgos no se contradices si no que se complementan.

Estas herramientas nos van ayudar a tener una perspectiva de lo que estamos haciendo, mucha gente que trabaja bajo análisis de riesgo cree que son contradictorias pero la realidad es que se complementan muy bien porque al hacer el análisis cualitativo solo ves una parte del problema en donde hacen falta los números para poder interpretar lo que está pasando.

- **Análisis de Riesgo Cuantitativo:** Es cuando das un valor, falla es 1 y falla igual a 3, haces una sumatoria y sacas que tienes 10 fallas por lo tanto el pozo es rojo.
- **Análisis de Riesgo Cualitativo:** Por ejemplo, el sistema de categorización de ingeniería de pozos es cuantitativo porque es en base a fallas que tu asignas colores y valores, no se está cualificando, no se le está dando un valor ni un número.

No se contradicen, se complementan.

4.9.9. ANALIZANDO LAS FALLAS Y EL RIESGO.

Estos son los análisis de riesgos comunes.

Análisis FMECA: Un ejemplo básico es la matriz de riesgo.

Análisis Fault Tree: Es un árbol de decisiones donde ves si fallo algo o si fallo algo y falla otro. Se basa en que falla "y" "o" o "las dos".

El Análisis de Riesgo es un tema muy interesante pero también de mucho trabajo, hay gente que tiene doctorado en Análisis de Riesgo o en sistemas de riesgo y es de mucho pensar. Cuando nosotros estamos en la calle nosotros hacemos un análisis de riesgo, ¿Cuál es la probabilidad de que me maten? ¿Cuál es la probabilidad de que me secuestren? ¿Cuál es la probabilidad de que me asalten?, todo el día estamos haciendo análisis, como tal no es una certificación es solo organizar tus ideas, pero aun así hay gente que estudia el riesgo como materia, Stanford es una gran universidad que estudia los riesgos (Imagen 4.89.), (Imagen 4.90.).



Imagen 4.89. Análisis FMECA.

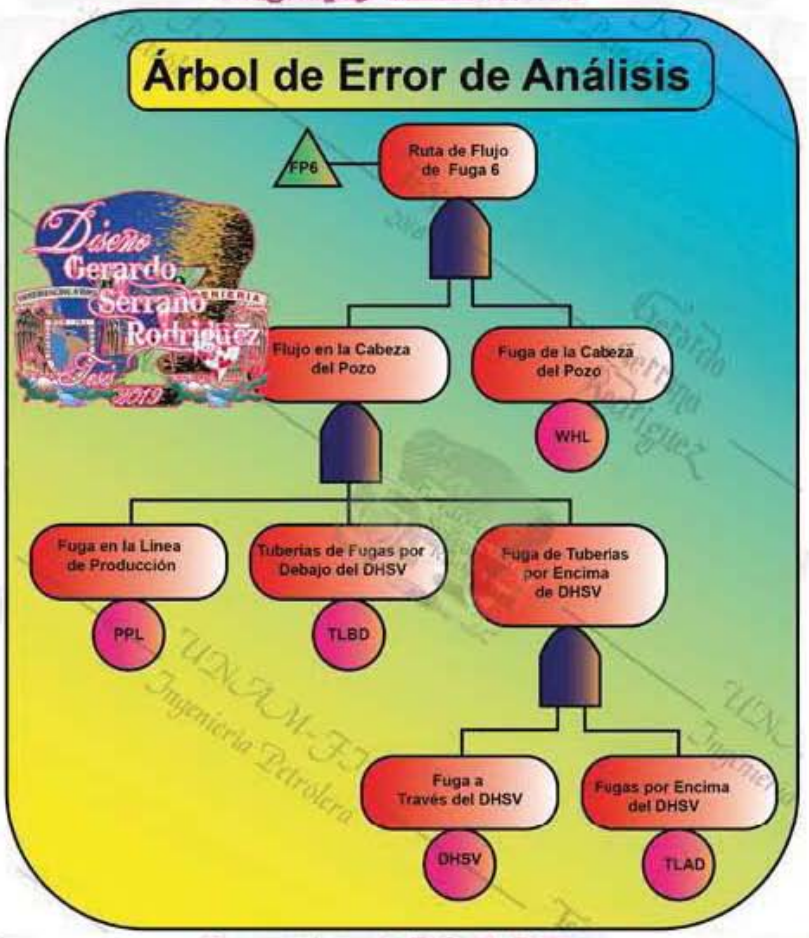


Imagen 4.90. Análisis Fault Tree.



Video 4.1 e Imagen 4.91. Clasificación de Categorías y Tipos de Barreras. (Fuente: Video creado por Gerardo, información tomada de normativas en Noruega)

4.10. EJERCICIOS INTEGRIDAD DE POZOS SUBMARINOS.

Tomando en cuenta la referencia Norsk Oije on Gass 177: Guidelines for well integrity.

Categoría.	Descripción.
Rojo.	Una barrera con falla y la otra esta degradada o sin verificar. Ha ocurrido una fuga en la superficie.
Naranja.	Una barrera con falla y la otra está intacta. Una sola falla puede producir una fuga en la superficie.
Amarillo.	Una barrera degradada y la otra barrera intacta.
Verde.	Pozo saludable. Sin o con problemas menores.

Tabla 4.10. Categorización de Pozos.

Instrucciones:

- Marca con una X la opción que consideres correcta.
- Marca con los colore **Rojo** y **Azul** las barreras del pozo, **Rojo** la **Barrera Secundaria** y **Azul** la **Barrera Primaria**.

4.10.1. EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 1.

Datos:

- **Pozo submarino inyector de gas.**
- **Todas las barreras de pozo verificadas inicialmente.**
- **Debido a una falla en el SMC (Modulo de Control Submarino), no es posible monitorear el pozo.**
- **Aún es posible operar las válvulas (Imagen 4.91.).**

Contestar para los siguientes casos:

1-. ¿Cuál es el código de color de integridad de las barreras? (Cuando).
a. Inyectado en el pozo después de que falla el SMC (Modulo de Control Submarino).

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

b. Pozo cerrado después de que fallo el SMC (Modulo de Control Submarino).

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

2-. ¿Está bien seguir inyectando este pozo? (por el tiempo de:)
a. ¿Un día?

- Si.
- No.

b. ¿Una semana?

- Si.
- No.

3-. ¿Cambiara el código de color de las barreras de pozo después de que el pozo se cierra por meses sin separar el SMC (Modulo de Control Submarino)?

- Si.
- No.

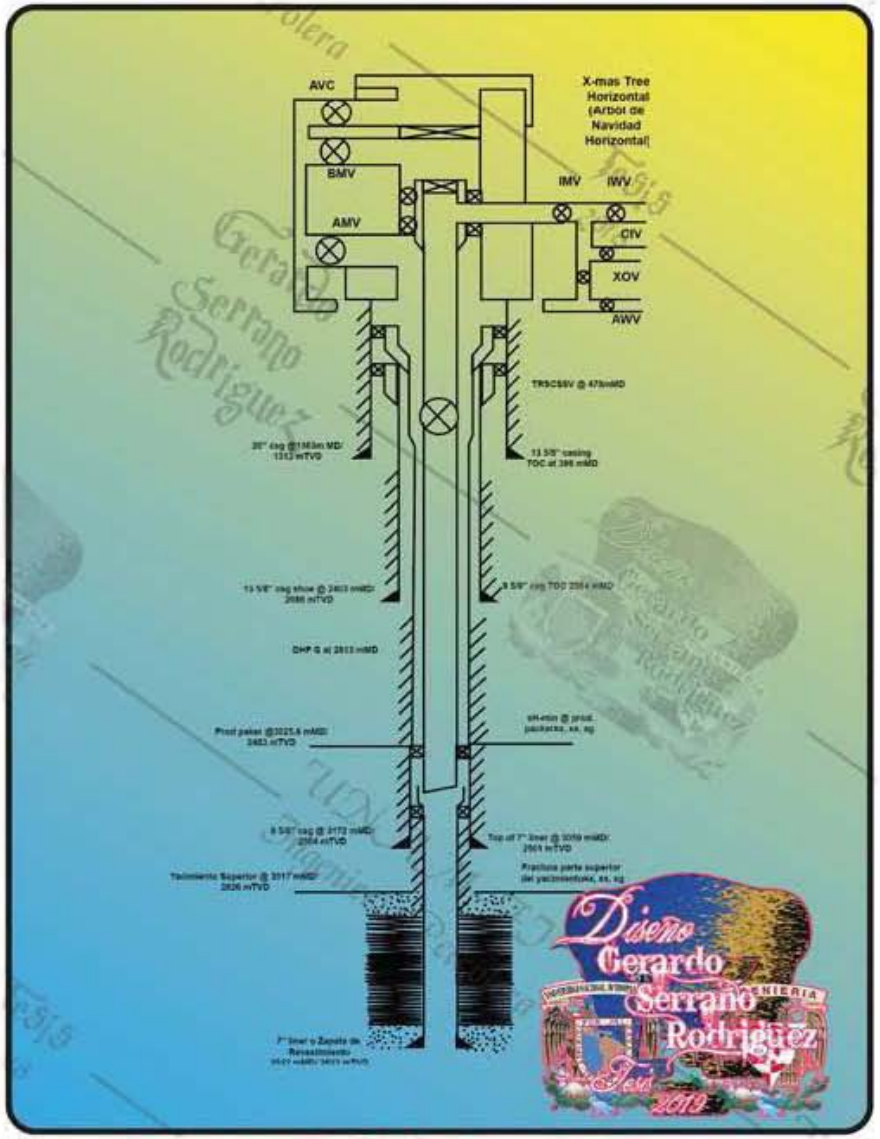


Imagen 4.91. Ejercicio de Razonamiento Numero 1.

4.10.2. EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 2.

Datos:

- **Pozo P&A.**
- **El cabezal submarino aun no es removido.**
- **Imposible acceder al yacimiento debido al colapso confirmado.**
- **El yacimiento contiene hidrocarburos (Aceite y Gas).**
- **La zapata de la T.R. de 13 3/8" no puede contener una fuga del yacimiento (Imagen 4.92.).**

Contestar para los siguientes casos:

Escenario #1: Los tapones 1 y 2 pueden contener la presión de un yacimiento actual pero no la original. (La esperada después de abandonar el campo).

1-. ¿Cuál es la clasificación del pozo al día de hoy?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

2-. ¿Cuál es la clasificación del pozo después de abandonar el campo y que el yacimiento recupere su presión original?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

Escenario #2: El tapón 1 puede contener la presión de un yacimiento actual pero el tapón 2 no puede contenerla.

1-. ¿Cuál es la clasificación del pozo al día de hoy?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

Escenario #3: Los tapones 1 y 2 no pueden contener la presión de un yacimiento actual.

1-. ¿Cuál es la clasificación del pozo al día de hoy?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

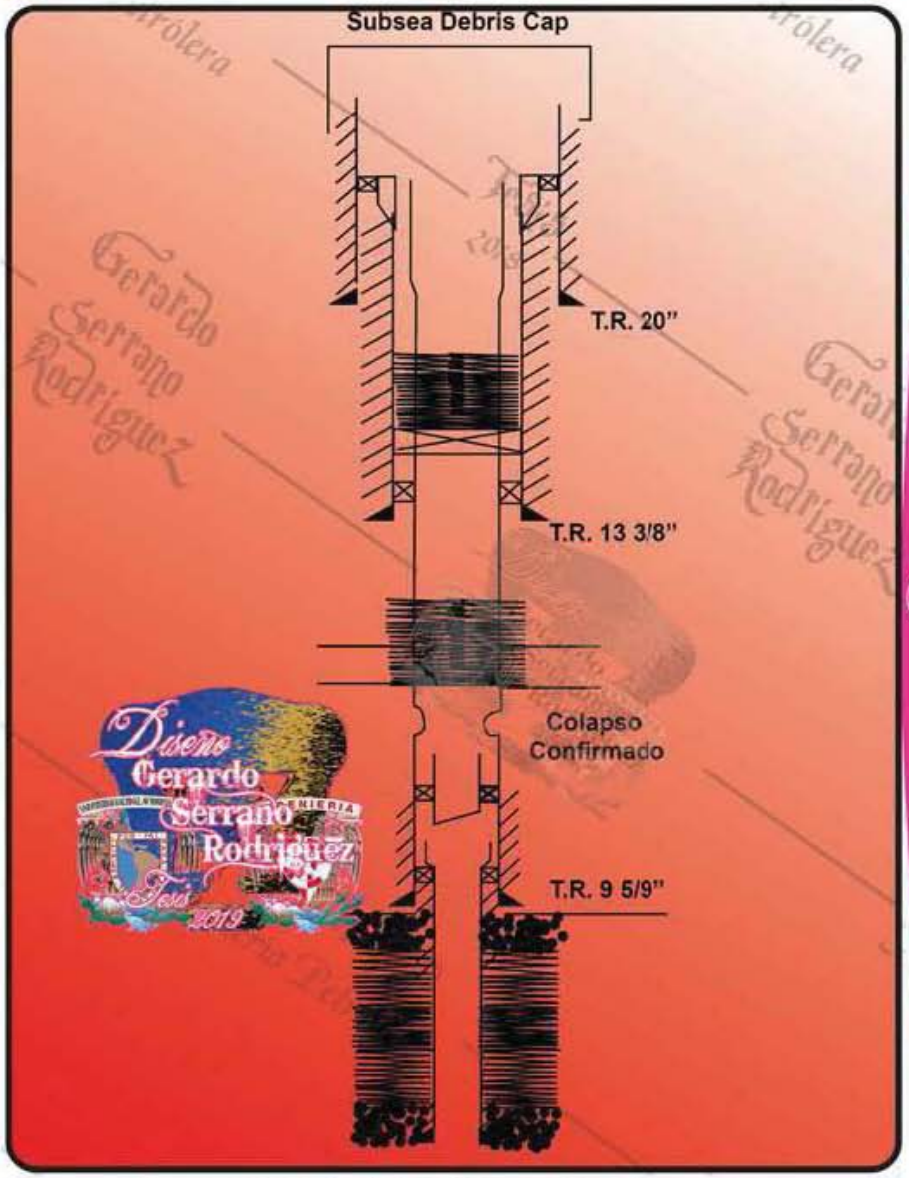


Imagen 4.92. Ejercicio de Razonamiento Numero 2.

4.10.3. EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 3.

Datos:

- **Pozo de inyección submarino suspendido.**
- **No se han observado anomalías en el Manifold ni en superficie, pero los espacios anulares B y C no se pueden monitorear.**
- **Las juntas de la T.R. de 9 5/8" y de la tubería de inyección son resistentes a gas.**
- **Durante la cementación de la T.R. de 9 5/8" no se observaron retornos y tampoco se hizo ninguna prueba de FIT/LOT. El cemento no fue verificado con registros. No se observó flujo de formación después de perforar la zapata ni después de haber desplazado e agujero a un fluido más ligero.**
- **La zapata de 13 3/8" no puede contener la presión de un yacimiento ni la presión de inyección (Imagen 4.93.).**

Contestar para los siguientes casos:

1-. ¿Cuál sería la clasificación de los pozos?
- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

2-. ¿Cuál sería la recomendación inmediata para este pozo?
- Cerrar el pozo.
- Continuar con la inyección.
- P&A / Workover.

3-. ¿Qué tal si fuera posible monitorear el espacio anular B? ¿Cambiaría el código de color?
- Si.
- No.

Después de un tiempo, la presión de un yacimiento en esa área se ha reducido tal que en la zapata de la T.R. de 13 3/8" puede soportar la presión de yacimiento.

4- ¿Cuál es la clasificación del pozo cuando está cerrado?
- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

5- ¿Cuál es la clasificación del pozo cuando está en inyección?
- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

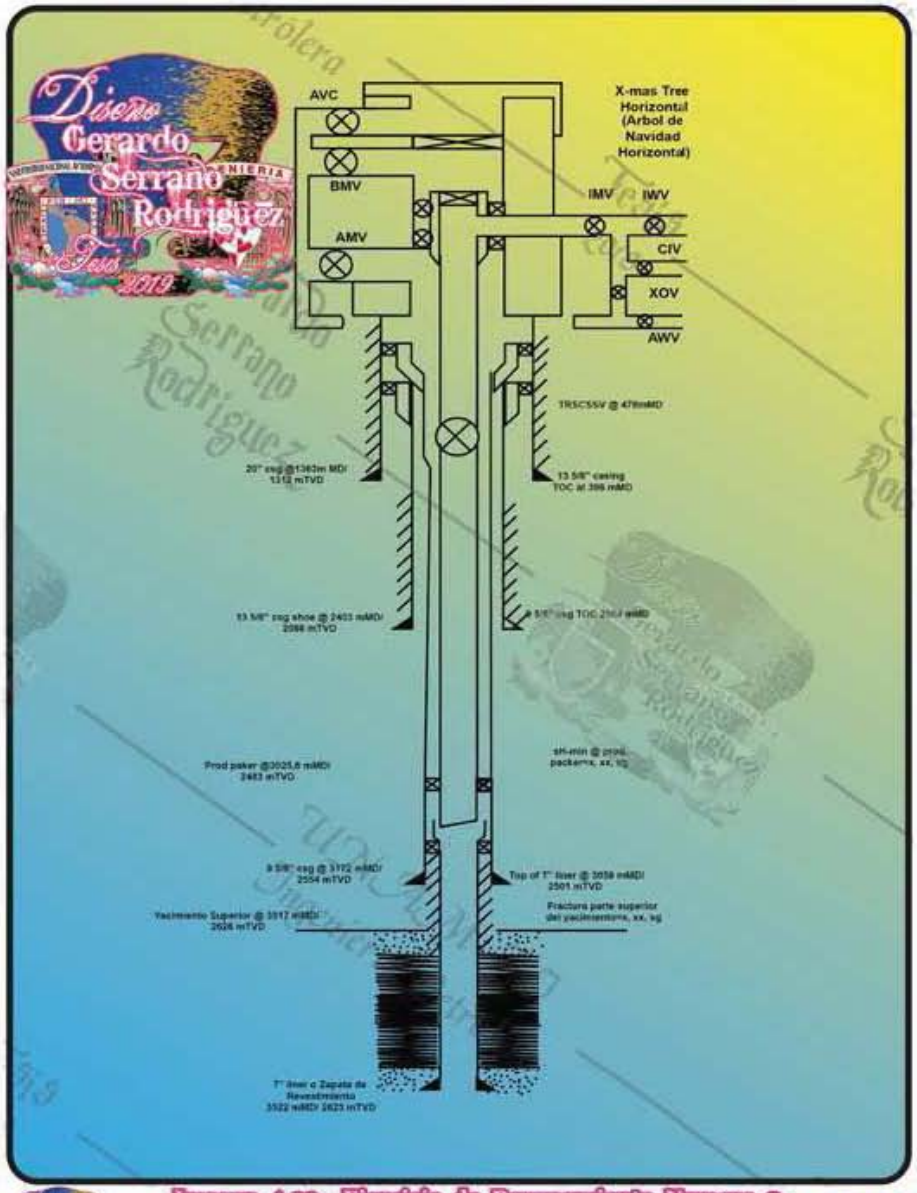


Imagen 4.93. Ejercicio de Razonamiento Numero 3.

4.10.4. EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 4.

Datos:

- **Pozo productor de aceite con sistema artificial de levantamiento de gas.**
- **Producción On/Off por 15 años.**
- **Pozo no fluye sin levantamiento por gas, sin embargo, se ha confirmado que gas del yacimiento emigra del yacimiento a la tubería cuando el pozo permanece cerrado.**
- **Presión de yacimiento baja.**
- **Inyección de gas en el espacio anular A.**
- **Imposible monitorear los otros espacios anulares.**
- **La T.R. de 13 3/8" no tiene juntas que toleren gas (Imagen 4.94.).**

Contestar para los siguientes casos:

1-. ¿Cuál sería la clasificación del pozo actualmente?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

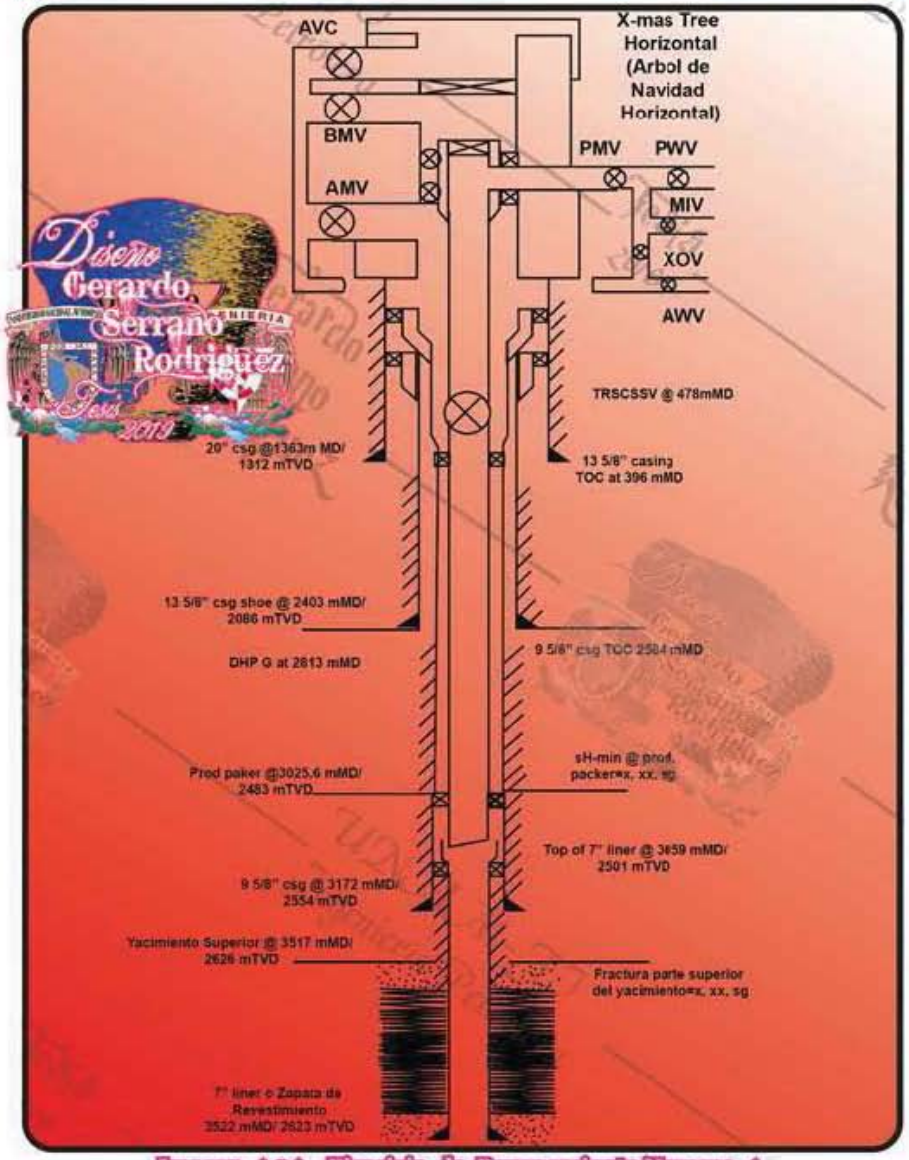


Imagen 4.94. Ejercicio de Razonamiento Numero 4.

4.10.5. EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 5.

Datos:

Durante la re-evaluación de las barreras del pozo y el modelo geológico, se descubrió el siguiente.

- **Una formación somera de alta presión y con hidrocarburos.**
- **Que el cemento primario esta debajo del empacador de producción.**
- **Las características de la formación somera son pobres. La presión en la zona es ligeramente superior al gradiente hidrostático pero la presencia de gas no se puede descartar.**
- **El departamento de yacimientos ha concluido que la formación somera tiene un potencial de producción despreciable.**
- **El dibujo y posicionamientos de los componentes del pozo son presentados a escala (Imagen 4.95.).**

Contestar para los siguientes casos:

Tomando en cuenta esta nueva información razonar:

1-. ¿Cuál es la clasificación de este pozo de acuerdo a sus barreras?
- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

2-. ¿Puede el pozo continuar en operación o debe cerrarse?
- Operación.
- Suspensión.

3-. ¿Qué acciones recomiendas para este pozo? (Anota el orden de preferencia del 1 al 3)
- Workover.
- P&A.
- Otra (Especifica).

4-. ¿Qué acciones sugieres para reducir el riesgo de?:
a. Flujo Cruzado.
b. Flujo a la superficie.

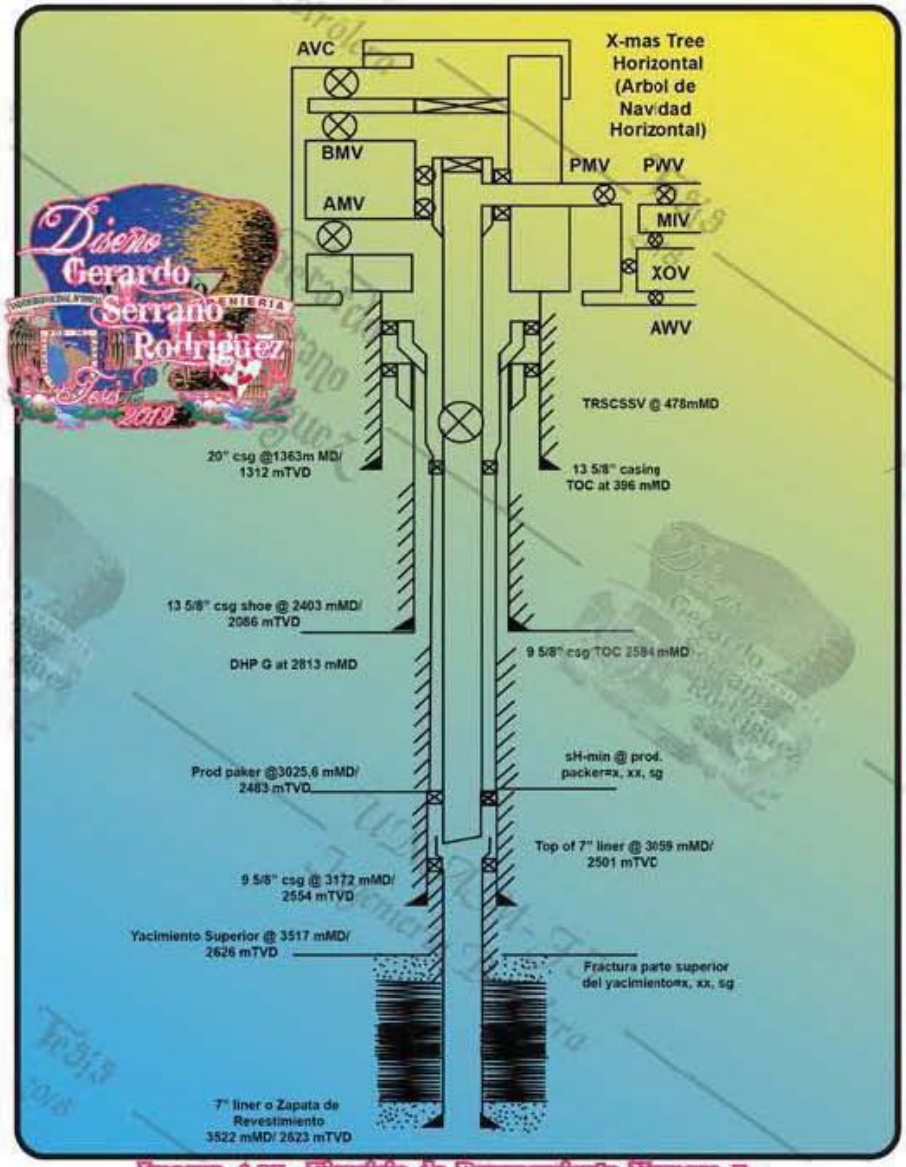


Imagen 4.95. Ejercicio de Razonamiento Numero 5.

4.10.6. EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 6.

Datos:
¿Qué tal si.....?

- **Se encontraron unos registros de cementación de la T.R. de 9 5/8" que muestran cemento en áreas donde antes se creía que el cemento era inexistente (ver dibujo WBS actualizado) (Imagen 4.96.).**

Contestar para los siguientes casos:

1-. ¿Cambia esto la clasificación del pozo por sus barreras?
- Si.
- No.
- ¿Cuál es la nueva clasificación del pozo? (en caso de haber cambiado).

2-. ¿Cambia la perspectiva de riesgo de este pozo?
- Si.
- No.
- Explica:

3-. ¿Cómo afecta la distancia entre la formación somera y la zapata de la T.R. de 13 3/8" en el análisis de riesgo y la clasificación del pozo? (Riesgo por flujo de hidrocarburos, riesgo por flujo cruzadc, probabilidad de lutitas aislantes).
Explica:

4-. ¿Cómo afectan los cambios en las propiedades de la formación en la clasificación del pozo en cuanto a sus barreras? (Ref. potencial de flujo, contenido de hidrocarburos, alta presión, etc.).
Explica:

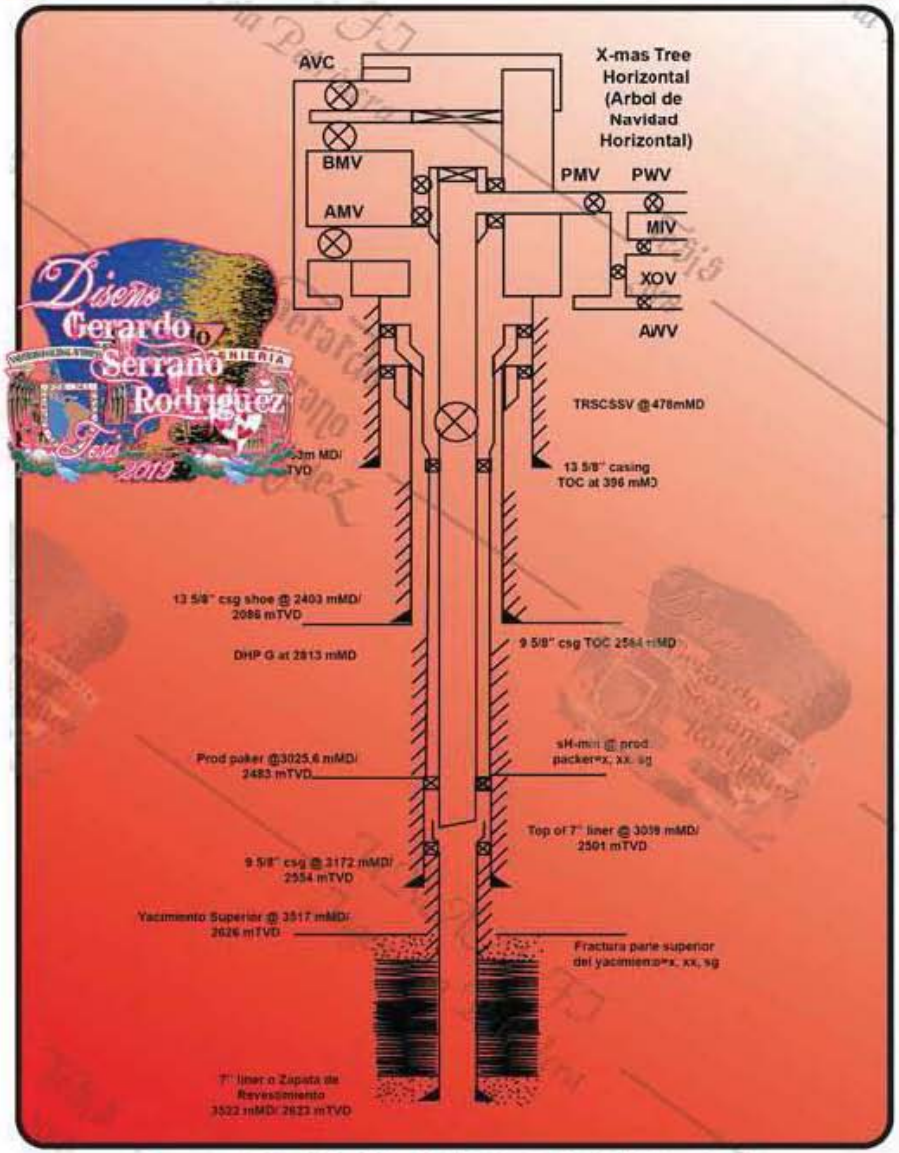


Imagen 4.96. Ejercicio de Razonamiento Numero 6.

4.11. SOLUCIÓN A LOS EJERCICIOS DE INTEGRIDAD DE POZOS SUBMARINOS.

Tomando en cuenta la referencia Norsk Oije on Gass 177: Guidelines for well integrity.

Categoría.	Descripción.
Rojo.	Una barrera con falla y la otra esta degradada o sin verificar. Ha ocurrido una fuga en la superficie.
Naranja.	Una barrera con falla y la otra está intacta. Una sola falla puede producir una fuga en la superficie.
Amarillo.	Una barrera degradada y la otra barrera intacta.
Verde.	Pozo saludable. Sin o con problemas menores.

Tabla 4.11. Categorización de Pozos.

Instrucciones:

- Marca con una X la opción que consideres correcta.
- Marca con los colores **Rojo** y **Azul** las barreras del pozo, **Rojo** la **Barrera Secundaria** y **Azul** la **Barrera Primaria**

4.11.1. SOLUCIÓN AL EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 1.

Datos:

- Pozo submarino inyector de gas.
- Todas las barreras de pozo verificadas inicialmente.
- Debido a una falla en el SMC (Modulo de Control Submarino), no es posible monitorear el pozo.
- Aún es posible operar las válvulas (Imagen 4.91.), (Imagen 4.97.).

Análisis:

- Todos sabemos que cuando falla el Modulo de Control Submarino ya no se pueden operar las válvulas porque se pierde el control del pozo, pero el ejercicio dice que aún es posible operar las válvulas y lo único que no se puede hacer es leer las presiones en el pozo ni monitorearlo, esto quiere decir que lo que fallo es el sistema de monitoreo no el sistema de válvulas.
- Nosotros podemos estar apretando el botón de cierre o apertura, pero en el sistema no vamos a poder ver si está abierto o cerrado.

Contestar para los siguientes casos:

1-. ¿Cuál es el código de color de integridad de las barreras? (Cuando).

a. Inyectado en el pozo después de que falla el SMC (Modulo de Control Submarino).

- *Verde.*
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

Solución:

- En este pozo se dice que todas las barreras están verificadas y no hay ninguna falla registrada en las barreras, solo hay falla en el módulo de control submarino.
- Lo que nos preguntan es ¿Cuál es el estado de integridad de este pozo inicialmente?
- Podríamos ponerlo como Naranja ya que no representa un riesgo mayor sin embargo hay que intervenirlo para repararlo ya que no se pueden reparar las presiones, tienen las válvulas y no sabes cuales son las presiones que tienes, entonces se clasificaría como Naranja se cerraría y se cambiaría el módulo de control submarino y seguiría.
- Lo más recomendable es clasificarlo como Verde porque es un problema menor y las barreras funcionan y permanecen intactas.
- En el momento inicial el pozo es Verde ya que las barreras han sido verificadas inicialmente, la pregunta después de esto es: Hoy es Verde, Pero, ¿qué va a pasar mañana si continua la operación?
- Tomando en cuenta que el pozo es Verde entonces dibujamos en el esquema las barreras Azules y Rojas.
- La Barrera Primaria inicia desde la capa sello, cuando empieza a haber perdida e hidrocarburo se busca la forma d contenerlo, el primer contacto de hidrocarburo seria en el área de yacimiento, sube y entra por el empacador, sube y entra por el empacador de producción, sube y entra por la tubería de producción, entra por la válvula de seguridad, vuelve a bajar y así cerramos la primera barrera o Barrera Primaria.
- La Barrera Secundaria empieza en el primer empacador, si el empacador falla la siguiente barrera es la T.R. de explotación. La barrera va a empezar en la zona de sobre carga y entra en el empacador y sube hasta el árbol.
- Las únicas barreras en el árbol submarino son dos válvulas, una en el espacio anular que es la maestra y la otra es la maestra productora, ninguna otra válvula del árbol submarino es parte de la Barrera Secundaria.
- El cemento se considerará Primario y Secundario, la barrera de cemento primario será la primera parte que tenga contacto con el yacimiento y la Barrera Secundaria de cemento será la que este arriba del empacador.
- Ahora aquí viene una pregunta ¿Qué tanto cemento? En este ejercicio no se toman en cuenta los requisitos porque los requisitos cambian de país a país. En el caso de Noruega el Norsok D-010 dice que son 50 metros de cemento calculados o 35 metros de cemento verificados por registro, si tengo 49 metros y me falta uno la Norma D-010 no se considera una barrera y no la puedo poner de Rojo o Azul.

b. Pozo cerrado después de que fallo el SMC (Modulo de Control Submarino).
- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- ***Rojo.***

Solución:
- **Ahora nos preguntan el código de color después de que fallo el módulo de control submarino.**
- **Anteriormente se explicó que la normativa dice que cuando el pozo está en operación las barreras tienen que estar monitoreándose y trabajando constantemente, para este caso se tiene que empezar a jugar con el casco del ingeniero y el casco del abogado, y en efecto, si el módulo de control submarino falla yo no puedo monitorear las barreras y en consecuencia el pozo no tiene barreras sin embargo por legislación yo no puedo declarar el pozo de esta forma hasta que llegue el siguiente periodo de prueba, si yo acabo de probar el pozo y tengo un periodo de seis meses, entonces tengo seis meses en los que puedo decir aunque este pozo es Verde porque la legislación aun así me lo permite, pero cuando llegue el nuevo periodo de prueba de monitoreo es donde la categoría va a cambiar, entonces nos hacemos la pregunta ¿Qué categoría va a ser el pozo cuando ya paso el periodo de prueba y no podemos monitorear ni ver las barreras?**
- **La respuesta a la pregunta sería Rojo, esto es porque no puedo verificar nada, al no verificar nada podríamos suponer que las dos están intactas o podemos suponer que las dos fallaron.**
- **Al suponer el estado mecánico de las barreras es donde todo está mal y en efecto el pozo será Rojo.**
- **-Periodo de Prueba: Cuando tu terminas el pozo haces las pruebas de las barreras y lo entregas a producción, después producción recibe ese pozo e integridad se encarga de estar probando ese pozo durante toda su vida, por normativa las barreras se tienen que estar monitoreando y probando, el primer periodo de prueba en Noruega es que tienes que estar probando tres veces cada mes, después de que las barreras pasaron las pruebas tres veces cada mes entonces cambias el intervalo a tres pruebas cada tres meses, cuando terminas el intervalo de tres cada tres meses lo cambias a dos veces por año. Supongamos que estamos en la fase de dos veces al año y la prueba es en esta semana en cuanto termine la prueba se tendrá un periodo de seis meses de verificación y durante estos seis meses decir que las barreras están verificadas es válido hasta que llegue el próximo periodo.**

2-. ¿Está bien seguir inyectando este pozo? (por el tiempo de:)
a. ¿Un día?
- Si.
- ***No.***

b. ¿Una semana?
- Si.
- ***No.***

3-. ¿Cambiara el código de color de las barreras de pozo después de que el pozo se cierra por meses sin separar el SMC (Modulo de Control Submarino)?
- Si.
- ***No.***



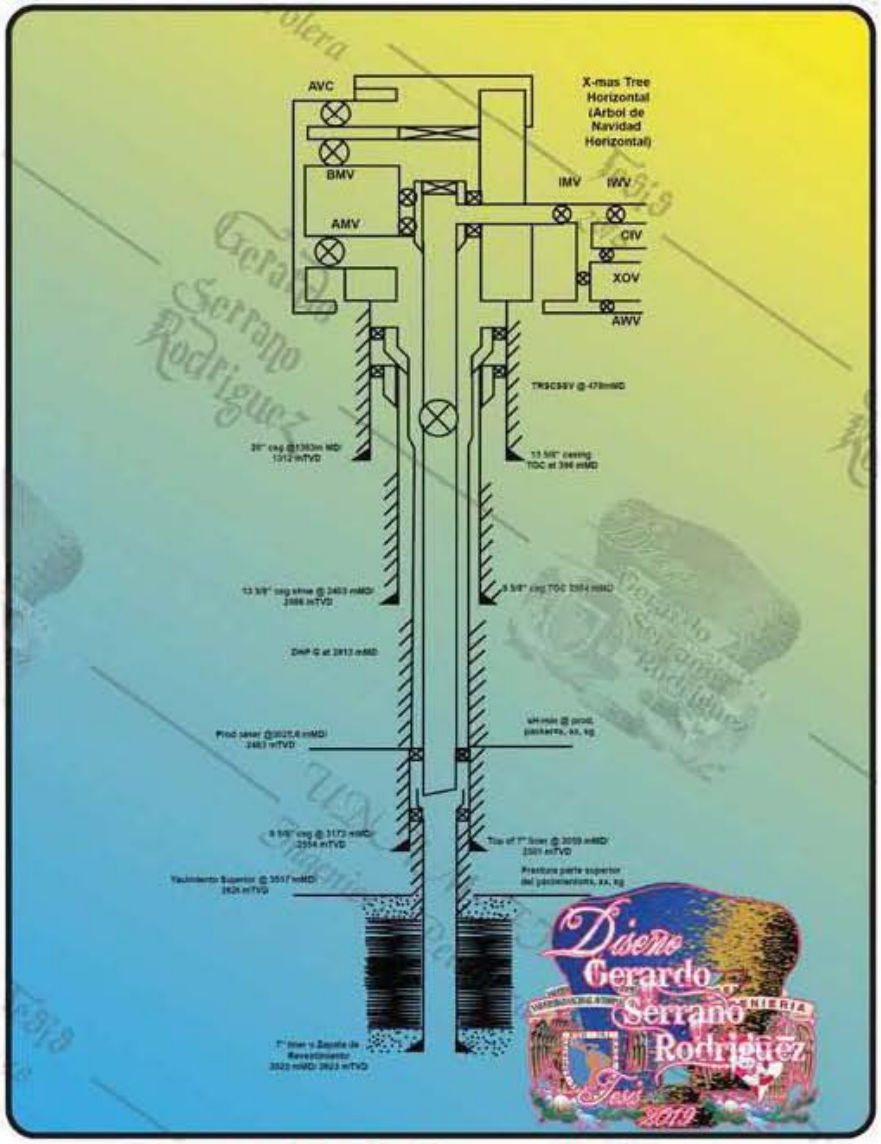


Imagen 4.91. Ejercicio de Razonamiento Numero 1.

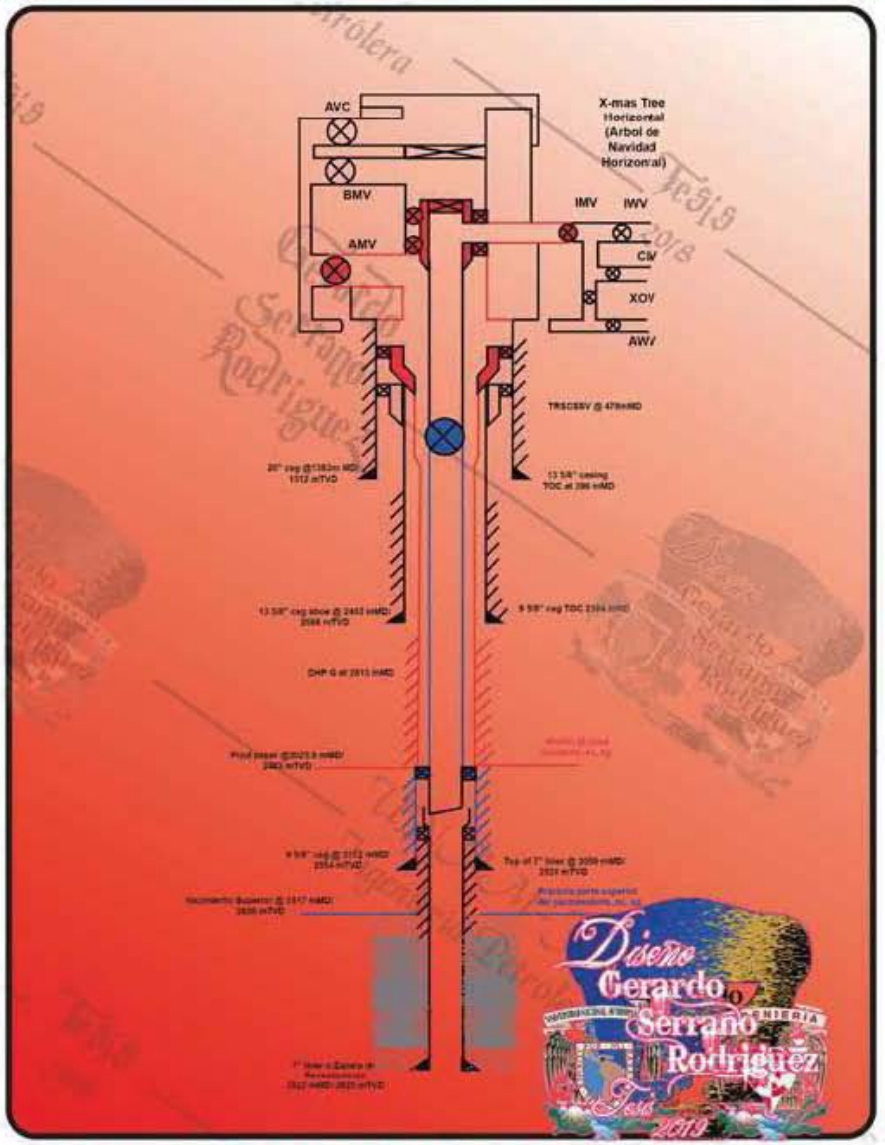


Imagen 4.97. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 1.

4.11.2. SOLUCIÓN AL EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 2.

Datos:

- **Pozo P&A.**
- **El cabezal submarino aun no es removido.**
- **Imposible acceder al yacimiento debido al colapso confirmado.**
- **El yacimiento contiene hidrocarburos (Aceite y Gas).**
- **La zapata de la T.R. de 13 3/8" no puede contener una fuga del yacimiento (Imagen 4.92.), (Imagen 4.98.).**

Análisis:

- **Si vemos el diagrama encontramos los dos tapones que se iluminarían de Azul y Rojo y el tapón ambiental, entonces el tapón Azul y Rojo están dibujados con la formación.**
- **En el diagrama hay un colapso y eso quiere decir que si en el yacimiento que no está aislado llega haber flujo y este colapso está confirmado antes de poner los tapones entonces la pregunta es ¿A dónde se va a ir el flujo? El flujo se ira al exterior.**
- **Por fortuna nos dicen que los tapones aguantan el yacimiento y eso quiere decir que la formación también puede aguantar y el flujo quedara contenido en la misma zona.**
- **También vemos que es la única zona productora o con hidrocarburos, entonces imaginemos que la sobre carga estuviera confirmada con hidrocarburos, aunque no fueran producibles. Entonces aquí tendríamos flujo cruzado y el riesgo para la perdida de contención seria mayor.**

Contestar para los siguientes casos:

Escenario #1: Los tapones 1 y 2 pueden contener la presión de un yacimiento actual pero no la original. (La esperada después de abandonar el campo).

1-. ¿Cuál es la clasificación del pozo al día de hoy?

- ***Verde.***
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

Solución:

- **Al día de hoy este pozo es Verde.**

2-. ¿Cuál es la clasificación del pozo después de abandonar el campo y que el yacimiento recupere su presión original?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- ***Rojo.***

Solución:

- **Rojo porque la zapata de 13 3/8 no puede contener.**

Escenario #2: El tapón 1 puede contener la presión de un yacimiento actual pero el tapón 2 no puede contenerla.

1-. ¿Cuál es la clasificación del pozo al día de hoy?

- Verde.
- Amarillo.
- ***Naranja.***
- Rojo.

Solución:

- **Es Naranja porque solo tengo una barrera. Si confirmara que el tapón dos tiene una fuga dentro del criterio el pozo serio amarillo.**

Escenario #3: Los tapones 1 y 2 no pueden contener la presión de un yacimiento actual.

1-. ¿Cuál es la clasificación del pozo al día de hoy?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- ***Rojo.***

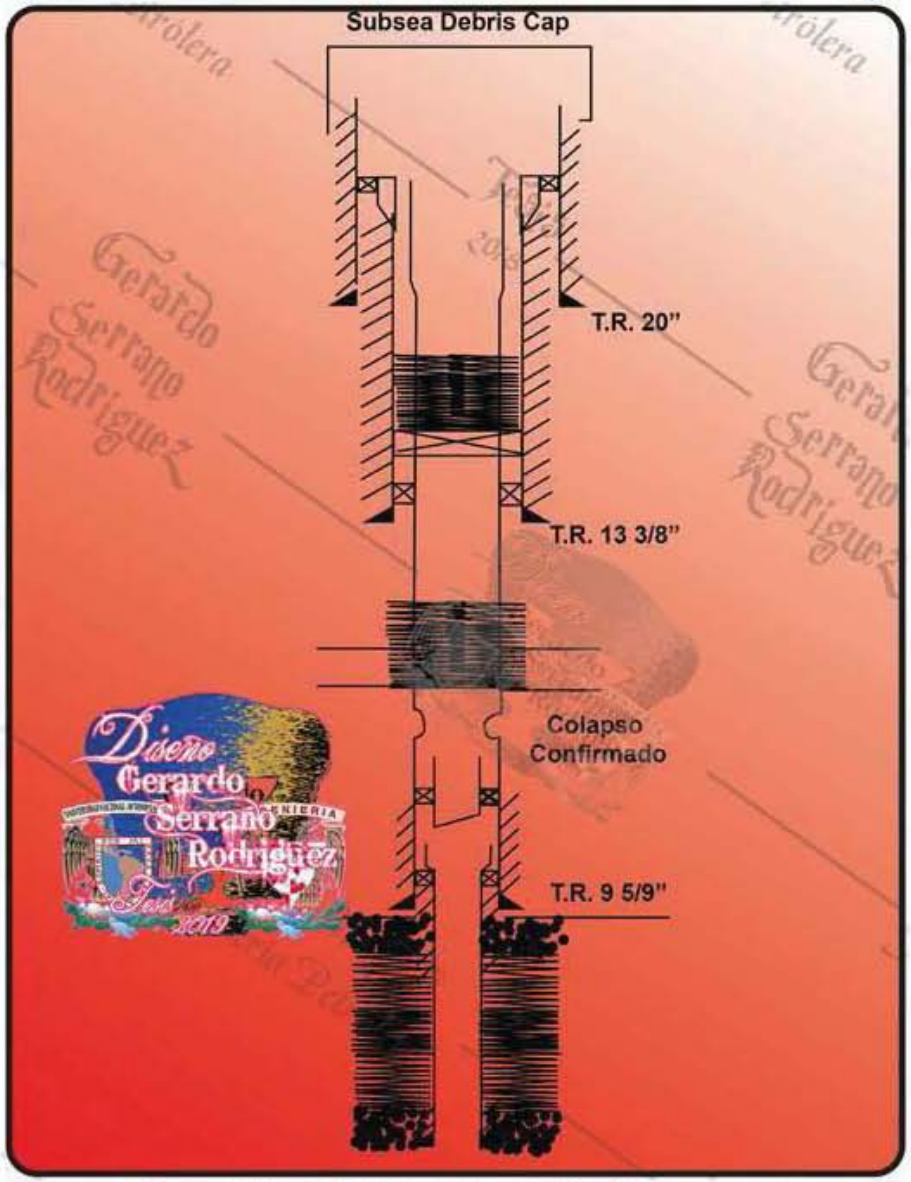


Imagen 4.92. Ejercicio de Razonamiento Numero 2.

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

UNAM-FI-CU

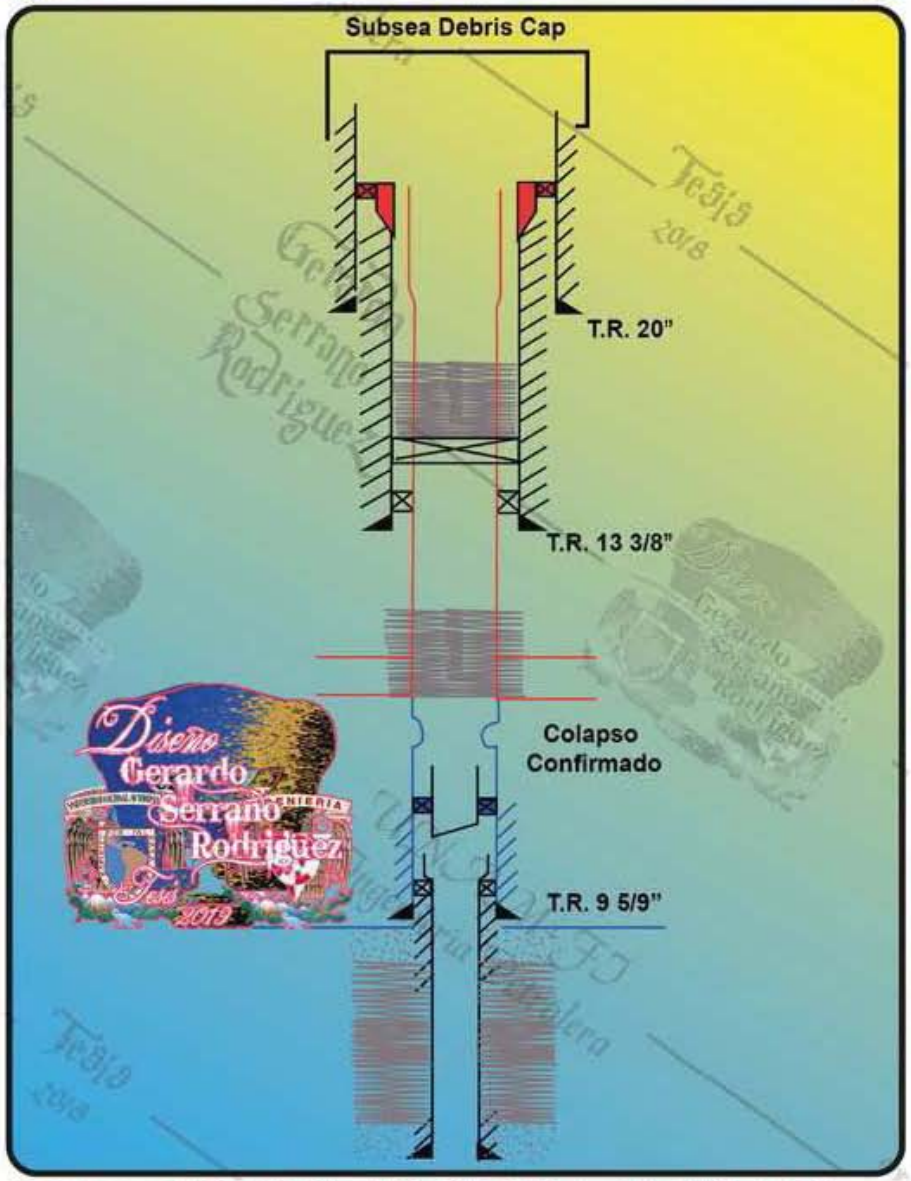


Imagen 4.98. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 2.

UNAM, FI, CU.

UNAM-FI-CU

4.11.3. SOLUCIÓN AL EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 3.

Datos:

- **Pozo de inyección submarino suspendido.**
- **No se han observado anomalías en el Manifold ni en superficie, pero los espacios anulares B y C no se pueden monitorear.**
- **Las juntas de la T.R. de 9 5/8" y de la tubería de inyección son resistentes a gas.**
- **Durante la cementación de la T.R. de 9 5/8" no se observaron retornos y tampoco se hizo ninguna prueba de FIT/LOT. El cemento no fue verificado con registros. No se observó flujo de formación después de perforar la zapata ni después de haber desplazado e agujero a un fluido más ligero.**
- **La zapata de 13 3/8" no puede contener la presión de un yacimiento ni la presión de inyección (Imagen 4.93.), (Imagen 4.99.).**

Análisis:

- **Rojo.**
- **FIT/ LOT: Prueba de Integridad de Formación.**
- **Al no observarse flujo de formación la prueba de flujo fue positiva y es por eso que decidieron continuar.**

Contestar para los siguientes casos:

1-. ¿Cuál sería la clasificación de los pozos?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- **Rojo.**

Solución:

- **Se sabe que es un pozo de inyección submarino y no se han detectado anomalías, todo está bien aparentemente porque no tenemos idea de lo que está pasando en el espacio anular B y C, si observamos no hay cemento entonces si tuviéramos una fuga hay nunca la podríamos ver, porque aparte nos dice que la zapata de 13 3/8 no resiste, entonces suponemos que hay flujo directo en el espacio anular B. Sabemos que no hay Cemento Primario. No hay Cemento Secundario y la formación no aguanta, no tenemos barreras contra el medio ambiente y hay flujo directo a la superficie entonces la clasificación es Rojo.**

2-. ¿Cuál sería la recomendación inmediata para este pozo?

- Cerrar el pozo.
- Continuar con la inyección.
- P&A / Workover.

Solución:

- **Podemos verificar el espacio anular, pero nos dice que en el espacio anular todo está bien y ademas no podemos monitorear en el espacio anular A.**
- **Podemos hacer una prueba de inyección, este es uno de los argumentos que pueden dar los ingenieros de producción, llegan y te dicen "Todo mundo cierre vamos a hacer una prueba de inyección y vas a ver que en la prueba de inyección todo está bien" hacemos la prueba de inyección y el pozo está inyectando y de repente lo cierran y te dice producción "Viste, todo está bien, porque lo vas a cerrar" el problema es que primero se puede ir al yacimiento, vence la roca sello y de ahí no sé a dónde se va porque en la prueba de inyección no veo más, lo único que me dice la prueba de inyección es que se va al yacimiento y de ahí ya no sé a dónde se va.**
- **Supongamos en la gráfica que tenemos una prueba de inyección para comportamiento de yacimientos, vuelven a hacer la prueba de inyección al cabo de un año y se nota una disminución de presión en el yacimiento, eso lo que quiere decir que es probable que se esté colapsado y que se esté inyectando directamente a la sobrecarga, por eso es que se ve que se ve en la gráfica que el comportamiento está cambiando y el yacimiento lo está adsorbiendo más rápido porque el efecto es inmediato.**
- **La recomendación inmediata para este pozo es repararlo, ahora viene lo siguiente.**
- **Supongamos que tenemos un pozo a cientos de kilómetros de la costa de Campeche y el equipo esta regado por todos lados, vas a intervención y producción y les dices "Hay que reparar este pozo, cuando lo hacemos" y ellos te dicen "La reparación la vamos a programar de aquí a seis meses" ¿qué vas hacer de aquí a seis meses? ¿Cuál es tu recomendación? Si tu recomendación es cerrarlo, de pronto llega geofísica y administración de yacimientos y te dicen "No lo cierres porque en esa área tenemos la peor subsidencia y compactación de todo el campo y ese pozo está sosteniendo la subsidencia de toda esa área ¿Lo vas a cerrar? Si lo cierras vas a colapsar los cuatro pozos aledaños" ¿Qué hacemos?, ¿Qué recomendación hacemos?**
- **Se puede seguir y hacer la recomendación de que por legislación no se puede hacer, pero si se quiere hacer ya sería su responsabilidad. Esto solo es una parte del trabajo ya que nos interesa ponerlo a inyección, pero bajo ciertas condiciones.**

- Podemos obtener información con la barcaza realizando un registro de cementación en el fondo, esto nos daría más información para determinar si seguimos operando el pozo o no.
- La legislación es una parte y la otra parte es el análisis de riesgo y para poder hacer un análisis de riesgo hay que recabar información.
- Otra forma de asegurarse que no estamos inyectando en la zona de sobre carga es con 4D o un trazador también hay un registro de temperatura. Cuando el pozo está cerrado se empieza a monitorear la temperatura alrededor de todo el pozo y comparan la temperatura, la sobrecarga tiene que estar todo el tiempo caliente y la parte donde se inyecta debe estar fría, si todo está frio quiere decir que hay un cambio de temperatura en la sobrecarga y eso se interpreta como que a lo mejor etas inyectando hay.
- Así es como juntas la información, ya que haces tú registro de temperatura y sabes que está aislado térmicamente, ya tienes tu prueba de inyección y la prueba de inyección tiene un comportamiento de yacimiento, el registro de cemento dice que los 5 metros de cemento son muy buenos, el 4D dice que todo está bien y aparte estas inyectando a una presión que es inferior a la presión de la capa sello, cuando se pone la información todo se ve más claro. Todos los indicadores dicen que todo está bien y que hay algo que me ayuda.
- Podemos decir que no está de acuerdo a la regulación y que se tiene que reparar de aquí a seis meses, como el pozo es un pozo clave para mantener la subsidencia del área para evitar colapsos, entonces en base a esto yo le recomiendo poner inyección en este pozo bajo un gradiente de seguridad monitoreando las presiones con 4D y haciendo registros de temperatura cada tres meses y que no tengamos cambios de temperatura.
- Otra solución sería que antes de perforar la sección de yacimiento o la sección donde queremos inyectar tenemos una idea de cómo nos quedó la cementación de la T.R. de 9" como en las pruebas que se obtuvieron no se observó que no hubo retorno o indicios de algo porque no en el diseño de inyección se hace una inyección que sea por debajo de ese posible punto de fuga que es la T.R. de 7" se ancla un empacador y se hace un aparejo que inyecte con la T.R. de 7"en vez de empacar en 9 empacar en 7" y esto nos va a ayudar a eliminar la incertidumbre que si se tiene buena o mala cementación.
- La anterior considero que sería la solución perfecta, el empacador tiene que ir lo más cerca o sobre el yacimiento, son dos razones principales del porque el empacador tiene que ir en el yacimiento estos son 1-. Para monitorear todo el espacio anular hasta abajo en el yacimiento, tienes control de que está pasando porque lo estás viendo 2-. Por la contención de fluidos.

3-. ¿Qué tal si fuera posible monitorear el espacio anular B? ¿Cambiaría el código de color?

- Si.
- *No.*

Solución:

- Suponiendo que se puede monitorear el espacio anular B. El monitorear sí es una barrera para nosotros, pero no es una barrera de pozo y si reduce el riesgo de que algo suceda porque lo estamos viendo.
- En Noruega en todas las conferencias seminarios y platicas que hay, los ingenieros de integridad de pozos unos creen que es Rojo, otros Naranja Amarillo o Verde, es difícil que se pongan de acuerdo. Este es un tema nuevo y muy debatible porque está anclado en regulaciones todo es como se interprete la regulación.

Después de un tiempo, la presión de un yacimiento en esa área se ha reducido tal que en la zapata de la T.R. de 13 3/8" puede soportar la presión de yacimientc.

4- ¿Cuál es la clasificación del pozo cuando está cerrado?

- Verde.
- Amarillo.
- *Naranja.*
- Rojo.

Solución:

- Seria Naranja porque tienes una barrera, pero no tienes una segunda.
- Aquí tenemos también una toma de decisiones porque el pozo tiene dos opciones, cuando el pozo se cierra no aguanta la presión de yacimiento, pero no la de inyección, entonces si tu inyectas el pozo es Rojo porque no tienes barreras y el pozo no aguanta, si lo cierras tienes una. El escenario menos riesgoso es donde está cerrado.

5- ¿Cuál es la clasificación del pozo cuando está en inyección?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- *Rojo.*

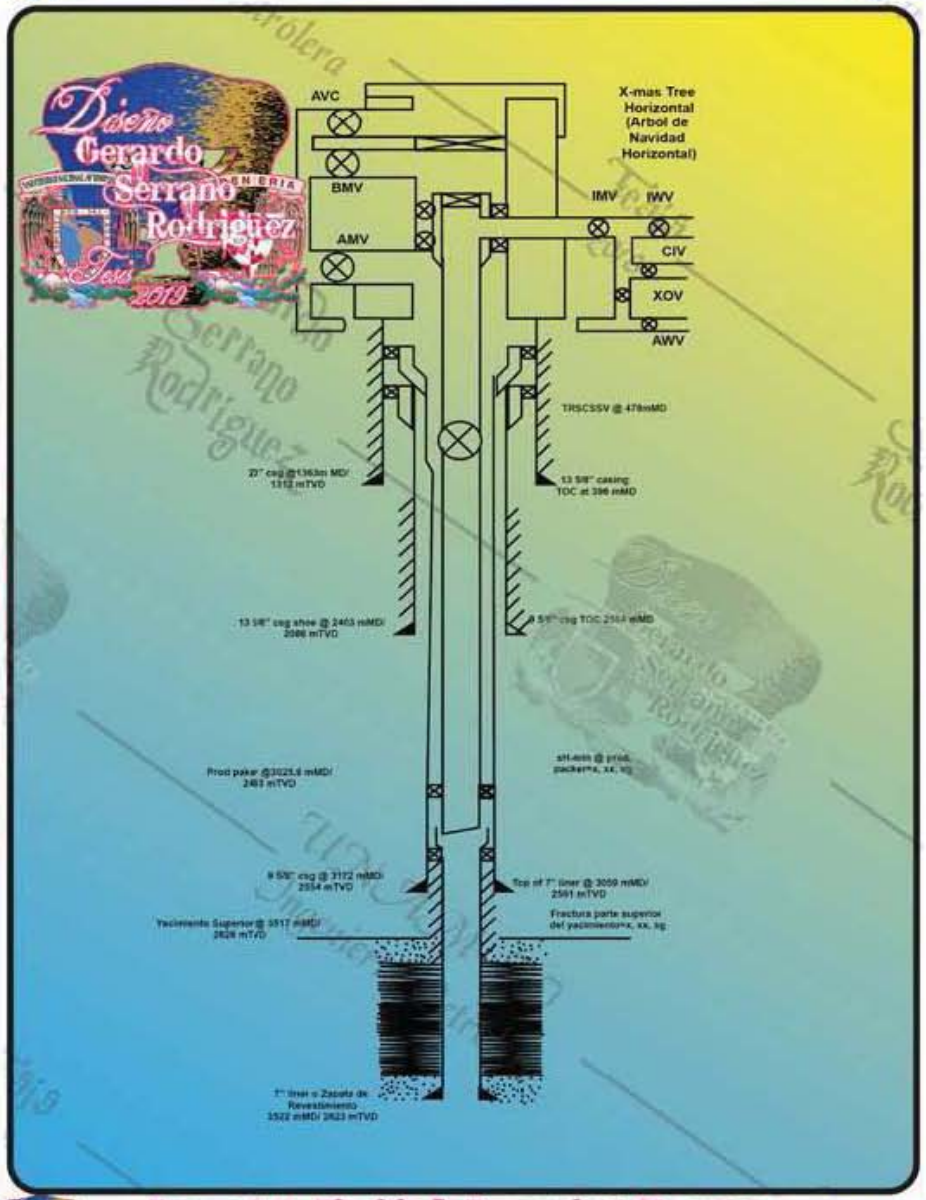


Imagen 4.98. Ejercicio de Razonamiento Numero 3.

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

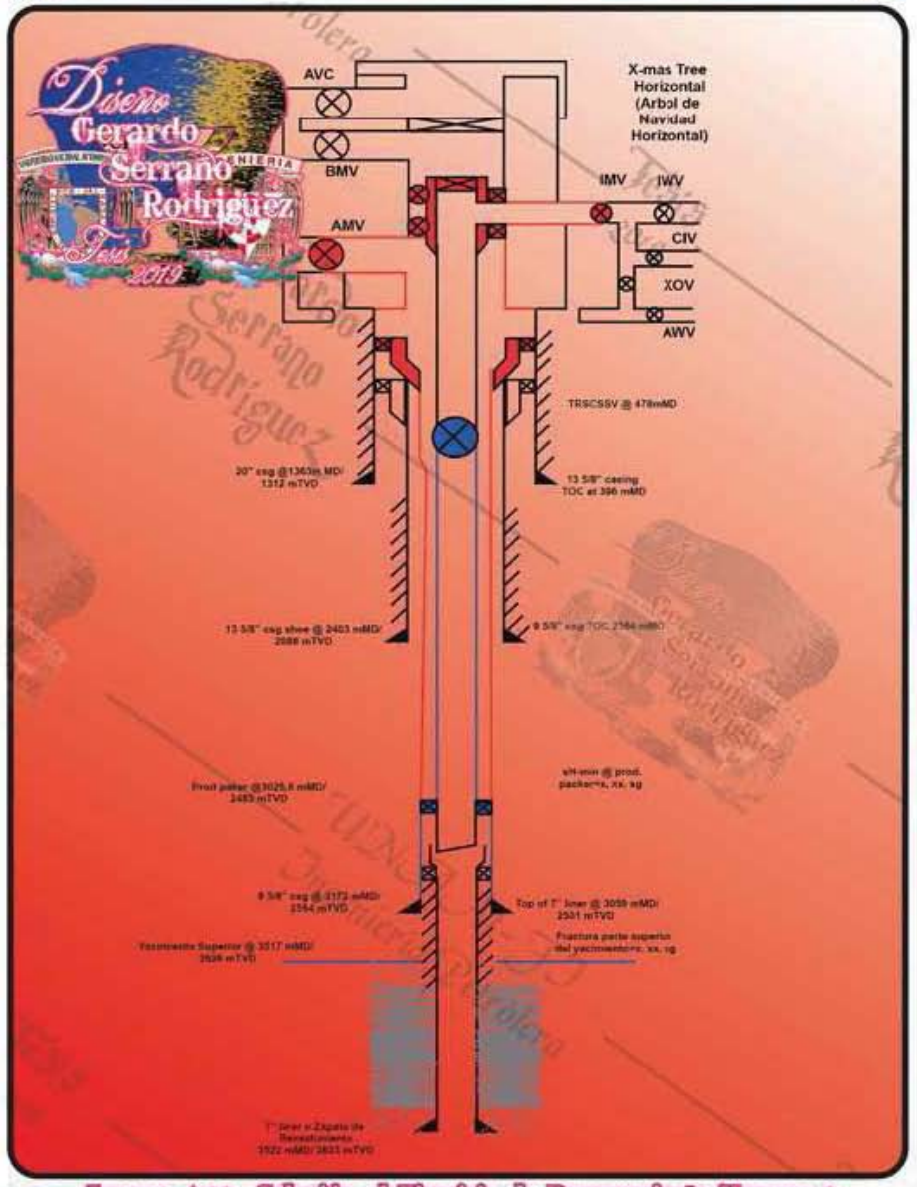


Imagen 4.99. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 3.

UNAM, FI, CU.

4.11.4. SOLUCIÓN AL EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 4.

Datos:

- **Pozo productor de aceite con sistema artificial de levantamiento de gas.**
- **Producción On/Off por 15 años.**
- **Pozo no fluye sin levantamiento por gas, sin embargo, se ha confirmado que gas del yacimiento emigra del yacimiento a la tubería cuando el pozo permanece cerrado.**
- **Presión de yacimiento baja.**
- **Inyección de gas en el espacio anular A.**
- **Imposible monitorear los otros espacios anulares.**
- **La T.R. de 13 3/8" no tiene juntas que toleren gas (Imagen 4.94.), (Imagen 4.100.).**

Contestar para los siguientes casos:

1-. ¿Cuál sería la clasificación del pozo actualmente?

- ***Verde.***
- Amarillo.
- Naranja.
- Rojo.

Solución:

- **No hay fallas registradas entonces la categoría del pozo es Verde porque no hay fallas y tenemos las dos barreras del pozo.**



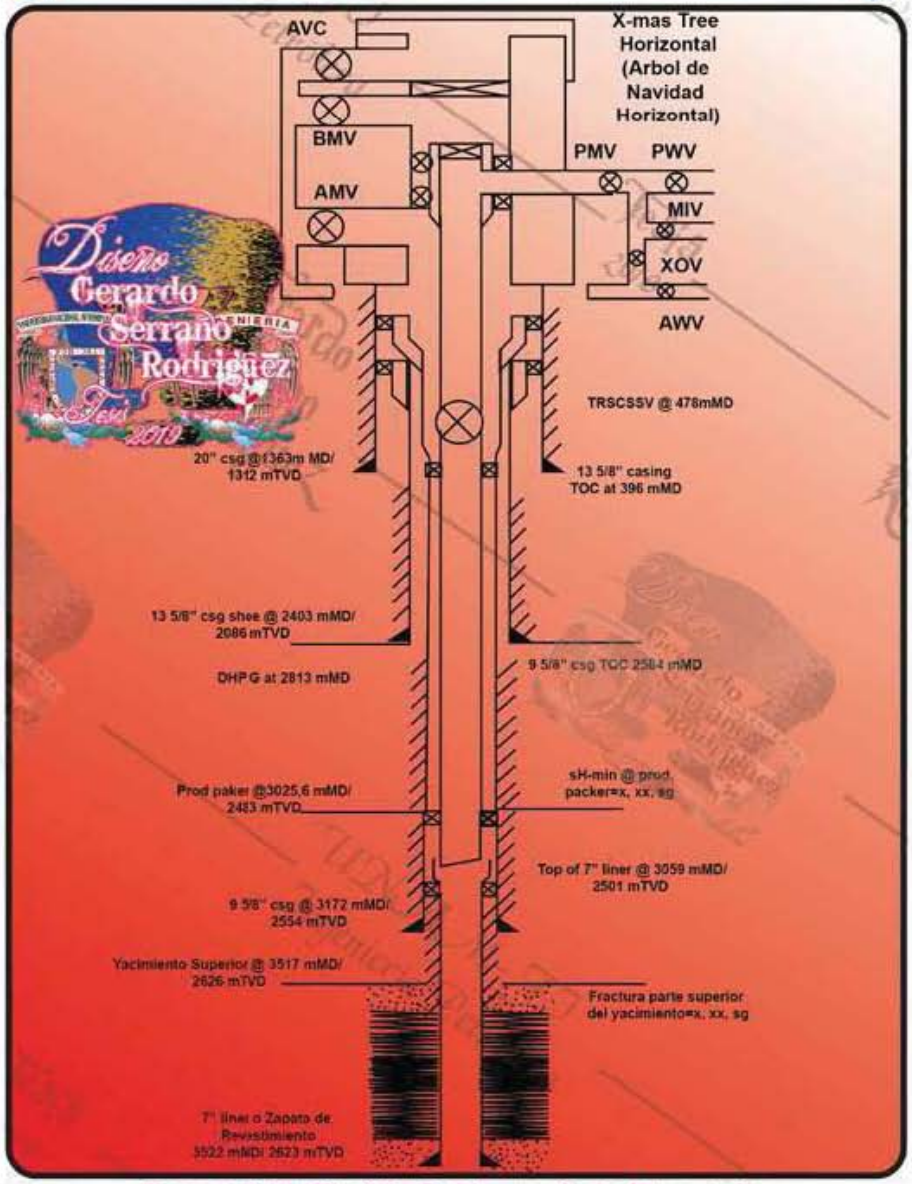


Imagen 4.94. Ejercicio de Razonamiento Numero 4.

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

UNAM-FI-CU

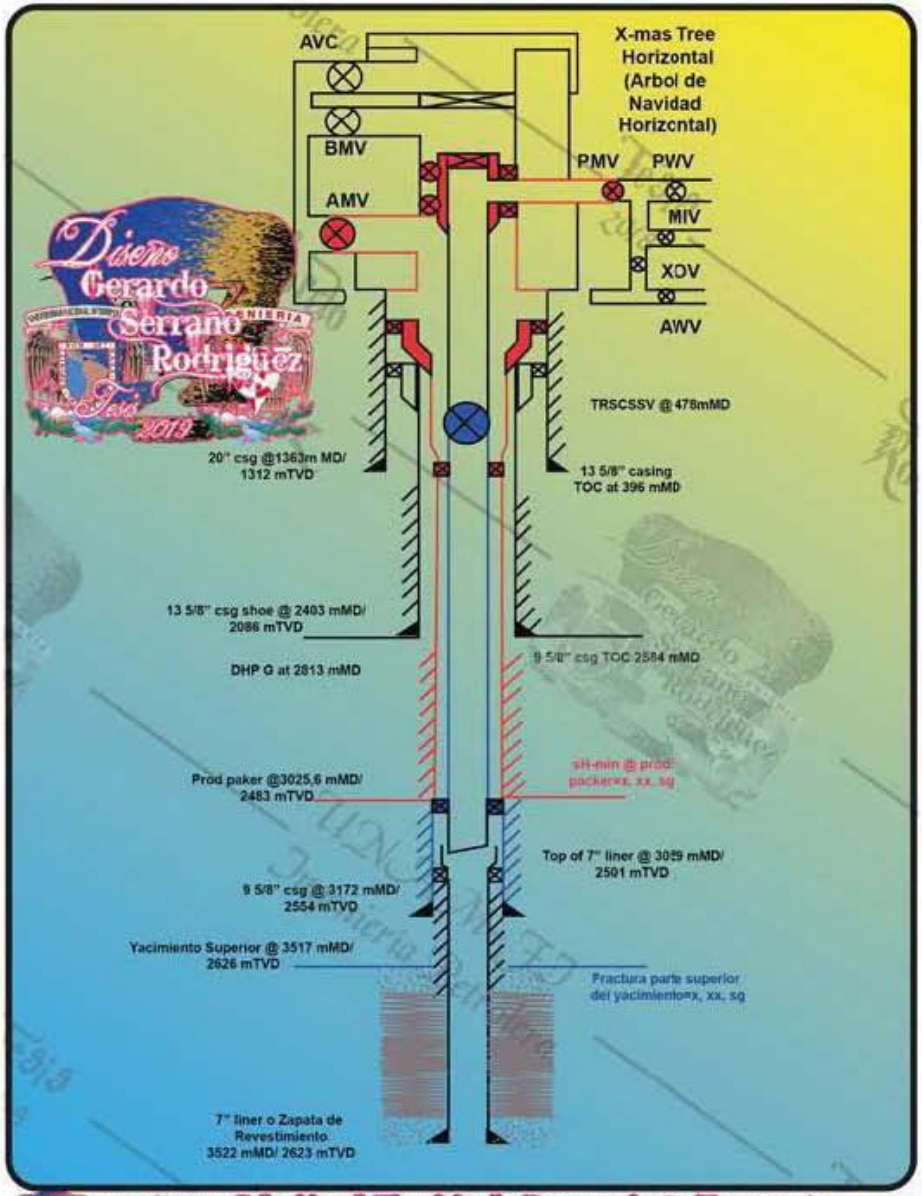


Imagen 4.100. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 4.

UNAM, FI, CU.

UNAM-FI-CU

4.11.5. SOLUCIÓN AL EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 5.

Datos:

Durante la re-evaluación de las barreras del pozo y el modelo geológico, se descubrió el siguiente.

- **Una formación somera de alta presión y con hidrocarburos.**
- **Que el cemento primario esta debajo del empacador de producción.**
- **Las características de la formación somera son pobres. La presión en la zona es ligeramente superior al gradiente hidrostático pero la presencia de gas no se puede descartar.**
- **El departamento de yacimientos ha concluido que la formación somera tiene un potencial de producción despreciable.**
- **El dibujo y posicionamientos de los componentes del pozo son presentados a escala (Imagen 4.95.), (Imagen 4.101.).**

Contestar para los siguientes casos:

Tomando en cuenta esta nueva información razonar:

1-. ¿Cuál es la clasificación de este pozo de acuerdo a sus barreras?

- Verde.
- Amarillo.
- Naranja.
- ***Rojo.***

Solución:

- **La clasificación es Rojo. Observando el dibujo solo hay cemento primario no hay cemento secundario, hay una nueva formación, la T.R. 13 3/8 no aguanta y las juntas no están diseñadas para gas, si surge una migración de gas en teoría no la aguantaría.**
- **Podría también considerarse Naranja, al preguntarnos ¿Qué barrera Primaria y Secundaria tengo en el yacimiento? La respuesta es tengo Barrera Primaria pero no la Barrera Secundaria ya que me dice que la T.R. no aguanta gas, esto me da una barrera intacta y otra inexistente ahora, ¿Qué Barrera Primaria y Barrera Secundaria tengo sobre la sobrecarga?**
- **Cuando se tienen dudas lo mejor es preguntarse ¿Qué barreras tengo en cada una de las partes? Y después unir el resultado final.**

2-. ¿Puede el pozo continuar en operación o debe cerrarse?

- Operación.
- ***Suspensión.***

Solución:

- **Visto desde el punto de vista de yacimientos si el pozo sigue en operación o sigue produciendo el yacimiento baja la presión y reduces el riesgo de que algo malo ocurra ya que controlas la presión no la producción.**
- **Si suspendemos el pozo se represión y los hidrocarburos tendrán que buscar otro camino por el cual viajar y liberarse.**
- **En ambos casos tenemos una situación en la que abierto como cerrado el pozo es Rojo.**

3-. ¿Qué acciones recomiendas para este pozo? (Anota el orden de preferencia del 1 al 3)

- Workover.
- P&A.
- Otra (Especifica).

Solución: Puede ser cualquiera.

- **Workover: Es una intervención pesada para reparar.**
- **P & A: Es un taponamiento.**

4-. ¿Qué acciones sugieres para reducir el riesgo de?:

a. Flujo Cruzado.
b. Flujo a la superficie.

Solución: Puede ser cualquiera.

- **Esta parte es para pensar ya que hay muchas opciones.**
- **Flujo Cruzado: Algo sencillo es hacer una cementación forzada, es lo único que se puede hacer, pero se tiene que quitar la terminación.**
- **En caso de que no se tenga presupuesto lo mejor será disminuir el riesgo. Para esto debemos preguntarnos cuanto volumen de hidrocarburos tenemos en esa zona, para saber cuánto volumen tengo en esa zona tengo que ir con el departamento de administración de yacimientos y preguntarles cuanto hidrocarburo hay. Cuando tenga la cantidad se debe empezar a clasificar su potencial y clasificación de riesgo. Lo siguiente es ver cuantos pozos aledaños tengo, talvez tengo un radio de 50, 100, 500 o 1,000 metros a la altura de la sobrecarga y mapeo todos los pozos que tengo, después se analiza que tipos de pozos son, inyectores o productores y sus barreras, esto me va a servir para saber cuál es el riesgo de que esta zona afecte este pozo.**
- **También hay que ver si hay fallas ya que las fallas en la sobrecarga aumentan el riesgo entre comunicación entre zonas, si el departamento de sobrecargas me dice esa zona está limpia y no tiene fallas entonces es un riesgo bajo.**
- **Para cada una de las situaciones hay más de una solución y la respuesta es abierta.**

- Flujo en la Superficie: También se puede hacer una cementación forzada para repararlo, en caso de que se quiera disminuir el riesgo entonces se puede producir un pozo de más, se puede reducir la inyección de otro pozo, se puede aumentar la inyección de otro lado, todo va a ser dependiendo de cómo se vea y reaccione el campo.
- Esto se va a apoyar en un trabajo de equipo que nos va a dar todos los datos para identificar zonas de alto riesgo y zonas de bajo riesgo.
- Se podrían dar muchas soluciones, pero no hay una acción concreta.

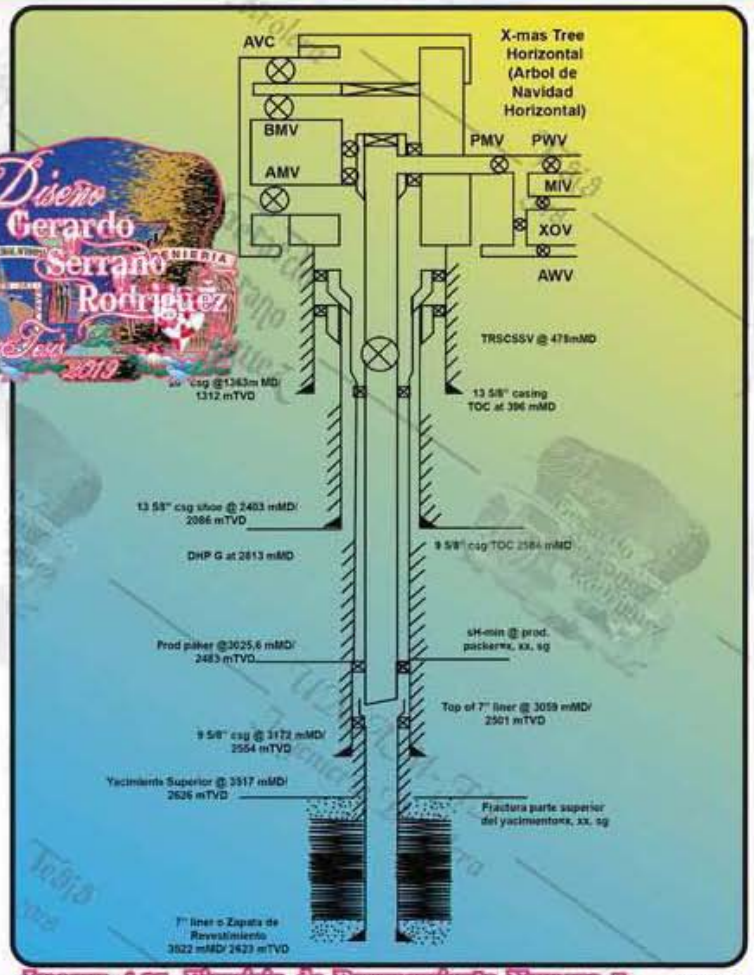


Imagen 4.95. Ejercicio de Razonamiento Numero 5.

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

UNAM-FI-CU

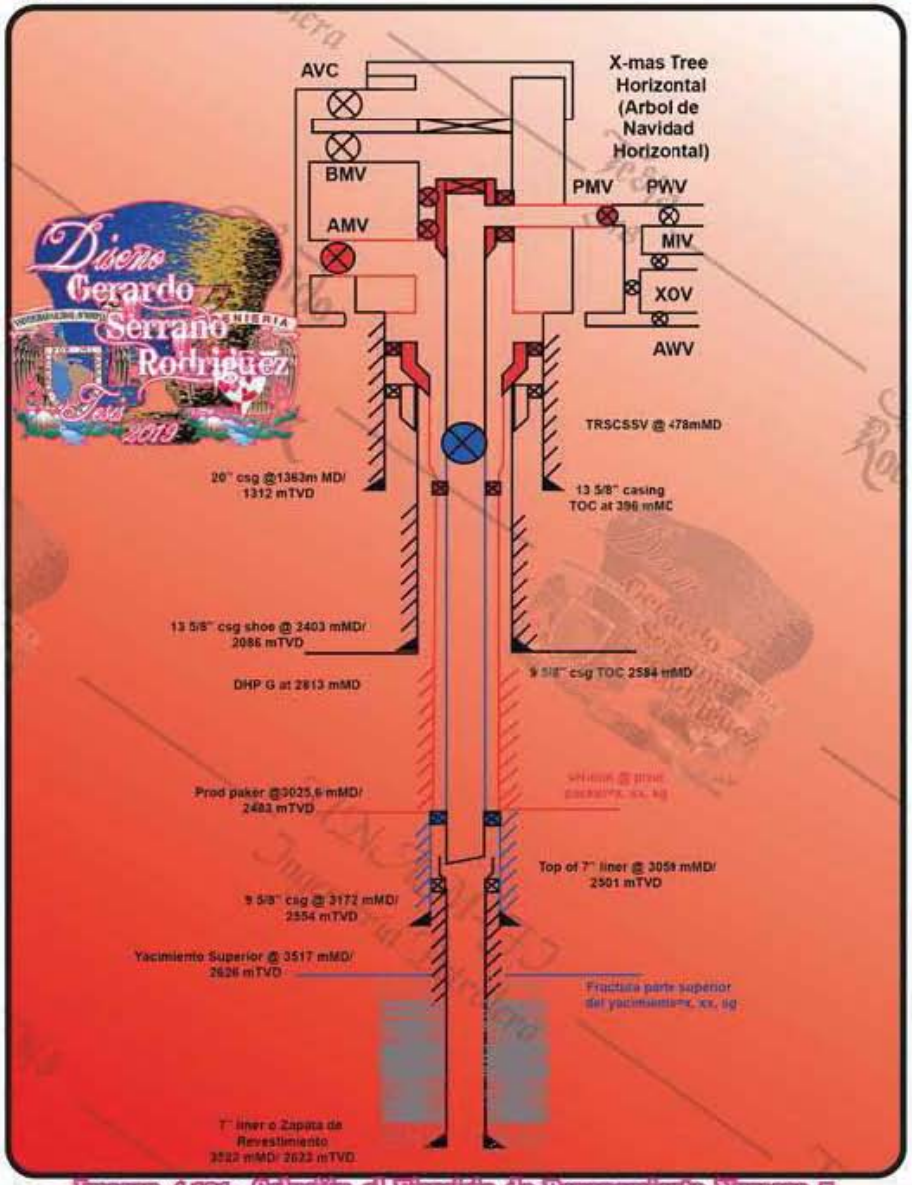


Imagen 4.101. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 5.

UNAM, FI, CU.

UNAM-FI-CU

4.11.6. EJERCICIO DE RAZONAMIENTO NUMERO 6.

Datos:
¿Qué tal si.....?

- **Se encontraron unos registros de cementación de la T.R. de 9 5/8" que muestran cemento en áreas donde antes se creía que el cemento era inexistente (ver dibujo WBS actualizado) (Imagen 4.95.). (Imagen 4.102.).**

Contestar para los siguientes casos:

1-. ¿Cambia esto la clasificación del pozo por sus barreras?

- Si.
- *No.*
- ¿Cuál es la nueva clasificación del pozo? (en caso de haber cambiado).

Solución:

- **Al analizar cuantas barreras tenemos en el yacimiento podemos encontrar en el dibujo que están las Primarias y no tenemos Barreras Secundarias contra el yacimiento.**
- **En la sobrecarga tenemos una Barrera Primaria y la Barreras Secundarias no la tenemos.**
- **Es Naranja porque solo tengo una barrera.**
- **En el dibujo se observa que el pozo tiene una válvula en el espacio anular y otra válvula de inyección de gas que es una válvula Check que es la que permite el flujo por un solo camino.**
- **La válvula Check por legislación y definición la válvula de gas es una barrera. En integridad se usa mucho una frase la cual es común que es mover las barreras por lo regular se hace con el siguiente comentario "Fallo esta barrera ¿Podemos mover el sobre?"**
- **En este caso que tenemos varias barreras que están normativizadas quiere decir que podemos mover las barreras conforme a nosotros nos convenga.**
- **Nosotros podemos bajar la Barrera Primaria desde el espacio anular hasta la válvula de seguridad y la Barrera Secundaria se construiría con el resto de la T.R., el cemento y la válvula del espacio anular. De esta manera tendríamos las dos barreras y la clasificación en el yacimiento sería Verde y en la sobre carga sería Naranja, la clasificación final seguiría siendo Naranja pero el riesgo de que ocurra algo es mucho menor en el yacimiento que en la sobrecarga.**

2-. ¿Cambia la perspectiva de riesgo de este pozo?

- *Si.*
- No.
- Explica:

Solución:

- **Si cambia la perspectiva de riesgo por lo que se explica en el punto uno.**

3-. ¿Cómo afecta la distancia entre la formación somera y la zapata de la T.R. de 13 3/8" en el análisis de riesgo y la clasificación del pozo? (Riesgo por flujo de hidrocarburos, riesgo por flujo cruzado, probabilidad de lutitas aislantes).
Explica:

Solución:

- **Las lutitas en la perforación son problemáticas, pero en la producción, taponamiento de pozos son de gran ayuda porque pueden aislar formaciones productoras.**
- **Como las lutitas pueden aislar son un gran aliado durante la producción y siempre nos conviene tenerlas.**
- **El riesgo por flujo cruzado existe por el flujo que baja y entra por debajo del empacador y la pregunta es ¿Qué tanto cemento tenemos debajo del empacador? Puede ser que tengamos suerte y tengamos un poco de cemento arriba del empacador y esto nos reduce el riesgo de flujo cruzado.**

4-. ¿Cómo afectan los cambios en las propiedades de la formación en la clasificación del pozo en cuanto a sus barreras? (Ref. potencial de flujo, contenido de hidrocarburos, alta presión, etc.).
Explica:

Solución:

- **El potencial de flujo no afecta la clasificación de las barreras.**
- **La presencia de hidrocarburos si afecta las barreras del pozo.**
- **Si llega el departamento de administración de hidrocarburos de Noruega y nos dice que la sobrecarga no tiene hidrocarburos entonces no necesito barreras en la sobrecarga, entonces si afecta la clasificación.**
- **Si llega el departamento de administración de hidrocarburos de Noruega y esta vez me dice que tenemos bastante hidrocarburo, pero casi no produce entonces desde el momento en que me dice que hay hidrocarburos hay entonces yo debo tener barreras para esa formación porque no nos conviene tomar el riesgo de ver si producen o no ya que no se puede monitorear el espacio anular.**
- **En el espacio anular no podemos ver si está produciendo o no y aunque la productividad sea baja si afecta en la clasificación por el hecho de tener confirmado hidrocarburos.**

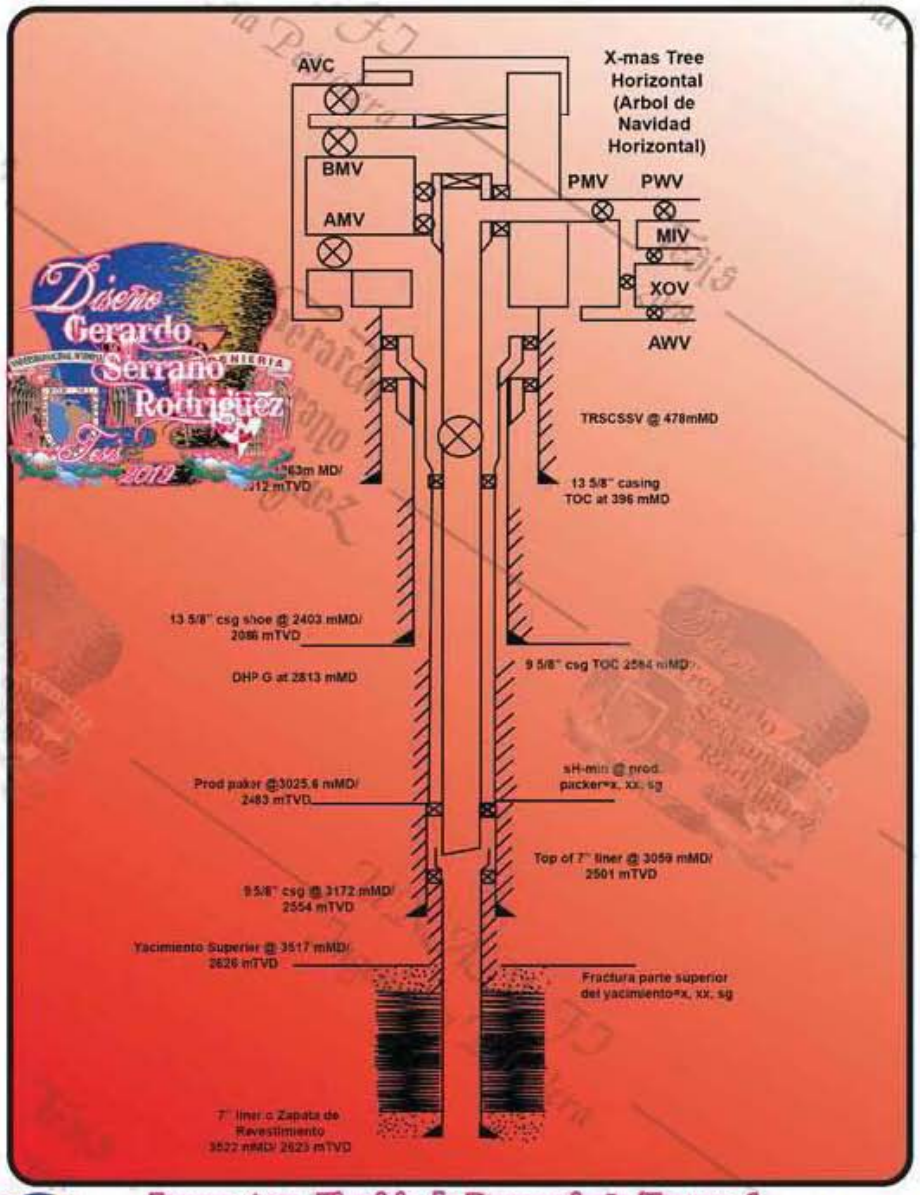


Imagen 4.95. Ejercicio de Razonamiento Numero 6.

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

UNAM-FI-CU

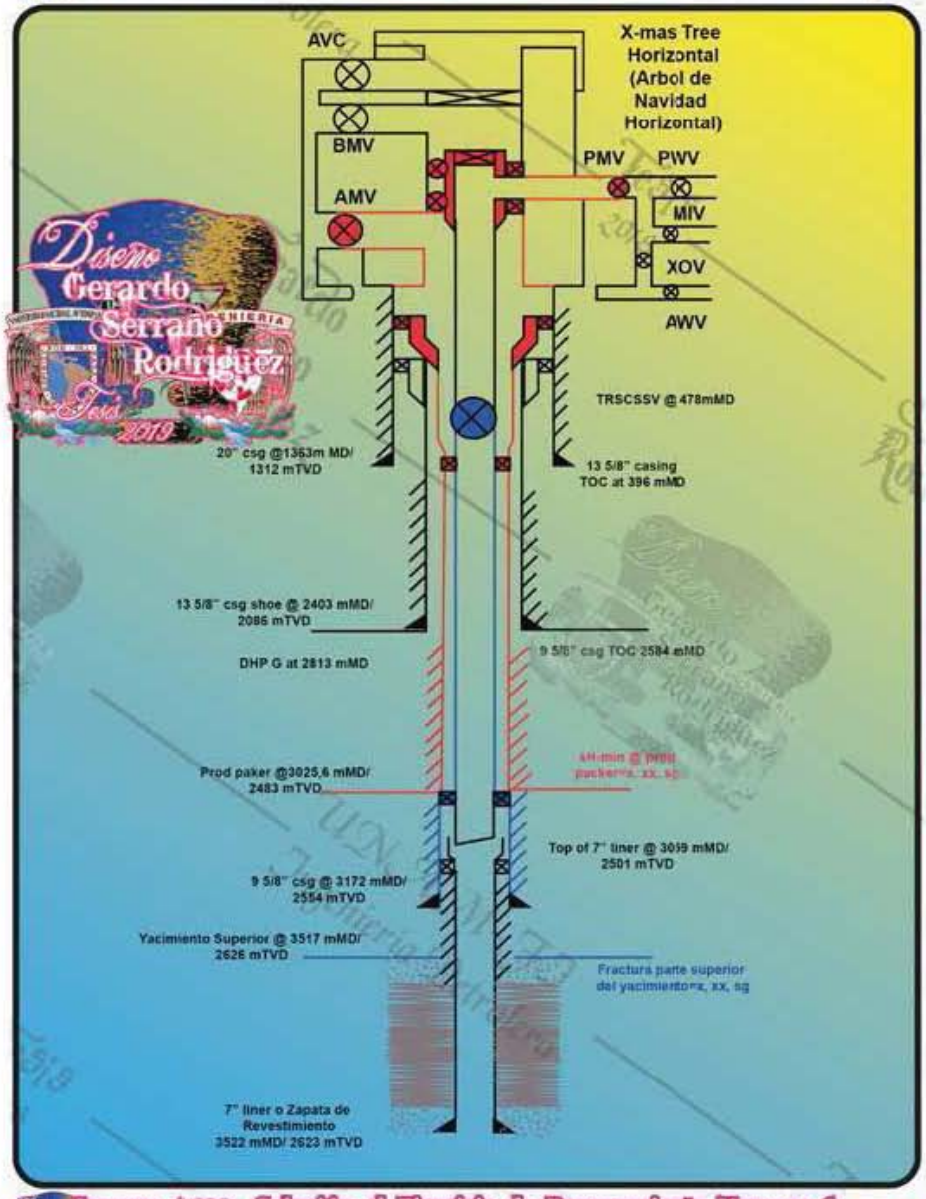


Imagen 4.102. Solución al Ejercicio de Razonamiento Numero 6.

UNAM, FI, CU.

UNAM-FI-CU

CAPÍTULO 5: "INGENIERÍA DE INSTALACIONES SUBMARINAS"

5.1. INTRODUCCIÓN A LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS SUBMARINOS.

La primera pregunta que se le tendría que hacer al lector antes de entrar a este tema es **¿Si ha visto un Árbol de Navidad?**, con esto no me refiero a los **Árboles de Navidad de Diciembre,** talvez el lector sonría con esta pregunta, pero en algún momento de mi etapa de estudiante, en algún salón de la **Facultad de Ingeniería** en **Ciudad Universitaria** llegaban compañeros a tomar alguna clase de visita y terminaban sorprendidos de que lleváramos un tema en la clase donde hablábamos sobre **Árboles de Navidad,** al ver que la explicación del Profesor no concordaba con lo que ellos conocían como Árboles de Navidad terminaban preguntando **¿Pero de que árboles estábamos hablando?**



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

5.1.1. PERSPECTIVAS DEL MERCADO OFFSHORE POR PAÍS 2018-2026.

En el mapa a continuación se ven los lugares con **Reservas en el Mundo**, la burbuja de México es bastante grande porque incluye el proyecto Lakach que por el momento está parado.

Pero hay países como Brasil o toda la costa de Nigeria que si están trabajando proyectos muy grandes. No es casualidad de que toda la tecnología con todo y compañías venga de Europa, en este capítulo hablaremos de que es lo que pasa con Noruega.

En Noruega las 4 principales compañías de desarrollo submarino tienen sus oficinas centrales están entre dos ciudades de Noruega que son Oslo y Constray, Noruega ha sido de los primeros países del mundo en instalar Tecnología Subsea o Tecnología Submarina.

El mapa muestra los nuevos prospectos que vendrán desde el 2016 al 2021 **(Imagen 5.1.)**.

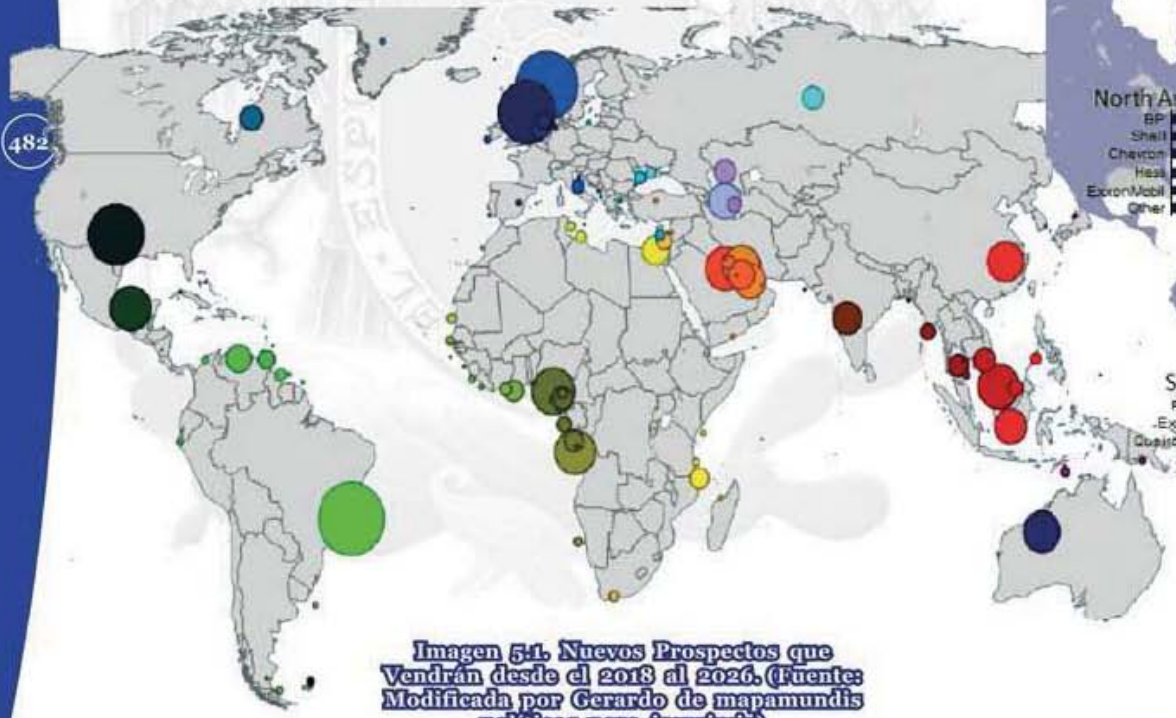


Imagen 5.1. Nuevos Prospectos que Vendrán desde el 2018 al 2026. (Fuente: Modificada por Gerardo de mapamundis políticos para imprimir)

5.1.2. PRONOSTICO DE COMPAÑÍAS OPERADORAS OFFSHORE EN EL MUNDO 2017-2026.

El mapa muestra los operadores más importantes del mercado petrolero en el mundo en donde **Statoil** está por encima de todos y compitiendo con BP y Shell. En el Norte de USA figura BP, Chevorn, Exxon. En el Sur tenemos a Petrobras como principal operador, pero solamente está en Brasil. En la costa Oeste de África se encuentra Eni. En Asia no hay muchas operadoras que trabajen tecnología Subsea por el momento **(Imagen 5.2.)**.

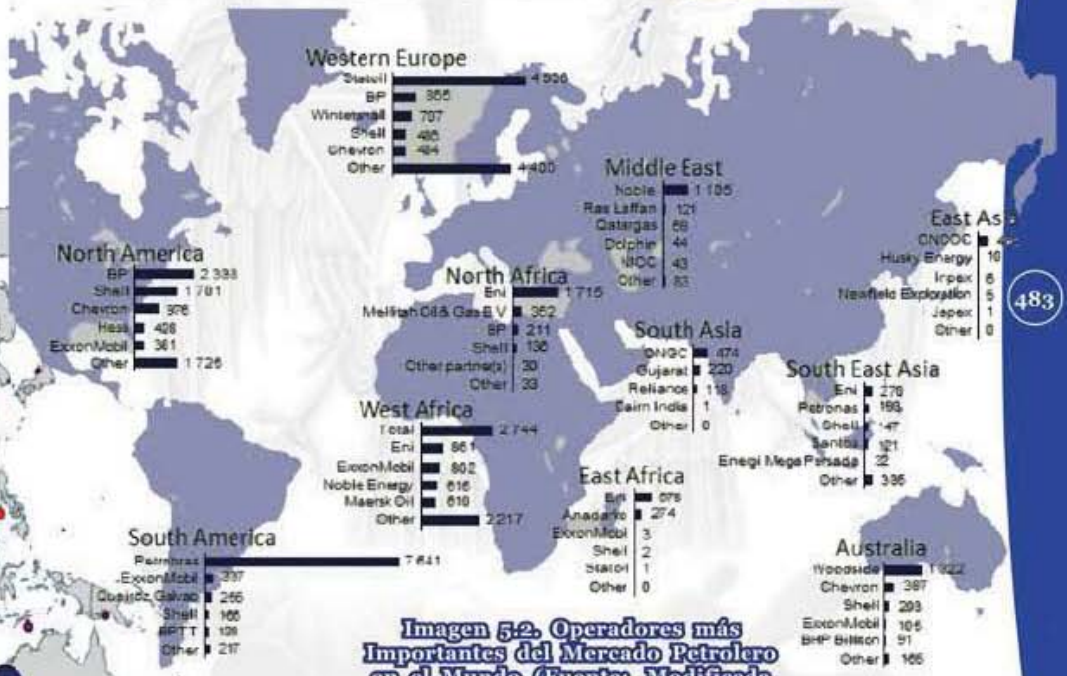


Imagen 5.2. Operadores más Importantes del Mercado Petrolero en el Mundo. (Fuente: Modificada por Gerardo de mapamundis políticos para imprimir)

5.1.3. UNA INMERSIÓN EN LA HISTORIA DE LA TECNOLOGÍA SUBMARINA.

Hubo momentos importantes en la historia como es aquel en el que no se necesitó de un buzo para hacer una instalación. En las fechas también se nota que la **Tecnología Submarina** se ha desarrollado más en el mar del norte, esto porque a pesar de que el Mar del Norte no es tan profundo como el golfo de México, esto se da más por la legislación.

El Gobierno Noruego y el Gobierno Ingles no dejan de presionar a las operadoras a que se siga produciendo y produciendo y no abandonar un pozo o yacimiento hasta sacarle todo. Un ejemplo es Ekofisk que fue encontrado en 1969 y hoy en día sigue produciendo 5,000 barriles diarios. Entonces la **Tecnología Submarina** se desarrolla mucho por la legislación y por la presión de los gobiernos. **(Imagen 5.3.).**

- 1943 - Primera terminación submarina (Lago Erie, EEUU, 30 pies).
- 1961 - Primer pozo submarino terminado en el Golfo de México por Shell (50 pies).
- 1971 - Primer desarrollo submarino del Mar del Norte, producción temprana de Ekofisk (220 pies). Ekofisk fue el primer yacimiento con el que inicio la industria petrolera en Noruega y fue descubierto en 1969, está entre las fronteras de Dinamarca y Reino Unido, en si el éxito de Noruega se le debe al yacimiento Ekofisk ya que a partir de este momento Noruega inicia con la Tecnología Submarina.
- 1973 - Primera plantilla submarina de múltiples pozos.
- 1978 - 140 pozos submarinos operacionales en todo el mundo.
- 1992 - Primer Árbol Horizontal de Navidad.
- 1997 - 1000 pozos submarinos completados en todo el mundo.
- 2003 - Shell Penguins (Mar del Norte), 65 km, el más largo tie-back o Umbilical de Tecnología Submarina.
- 2004 – Se tienen 2,400 pozos submarinos completados en todo el mundo.
- 2007 - Statoil Snøhvit (Mar de Barents), 143 kilómetros, el tie-back más largo del gas submarino.
- 2008 – Se tienen 3,000 pozos submarinos completados en todo el mundo.
- 2010 – Se tienen 4,000 pozos submarinos completados en todo el mundo.
- 2010 - Shell Perdido (GoM), profundidad de agua de 2934 m, campo submarino más profundo.
- 2012 – Se tienen 5,000 pozos submarinos completados en todo el mundo.



Imagen 5.3. Historia de la Tecnología Submarina. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



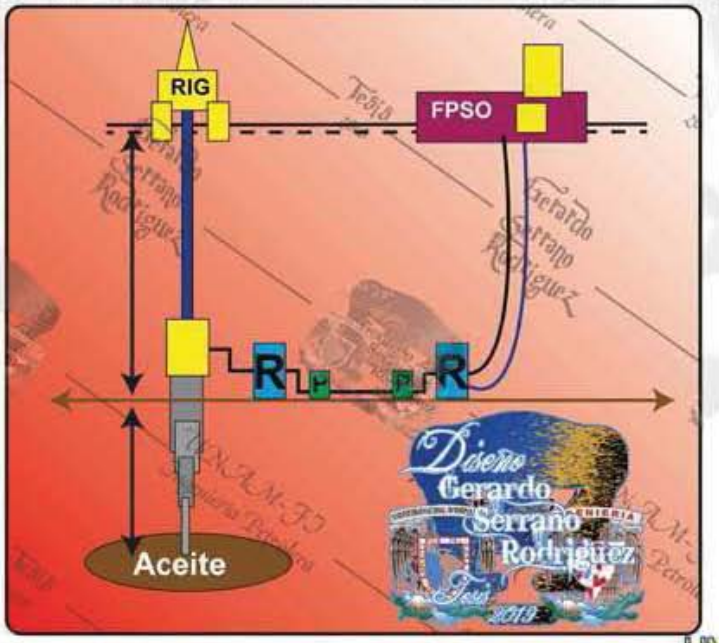
Hablando de regulaciones y estándares las autoridades se encuentran por encima de todo definiendo las reglas de juego y se apoya en la norma NORSOK que es similar a ISO, pero NORSOK es mucho más demandante que ISO.

5.1.4. CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE EL DISEÑO DEL CAMPO.

El sistema de producción submarino debe ser diseñado para optimizar el beneficio del ciclo de vida al mismo tiempo que cumple con los requisitos funcionales y de seguridad (Imagen 5.4).

Las condiciones más importantes que definirán una arquitectura submarina para la selección, la ingeniería y la construcción son:

- Geometría del yacimiento.
- Tasas de producción previstas - Tamaño de la tubería.
- Tiempo de vida previsto del campo - Tamaño y peso de las estructuras (CP).
- Producción de arena - grosor crítico de la pared de la tubería.
- Presión y temperatura esperadas en la cabeza del pozo - Diseño de tuberías, administración de hidratos y cera, sistemas de protección contra sobrepresión.
- Profundidad del agua.
- Química de la selección de materiales fluidos.
- Step-Out (Distancia desde el pozo de producción a la planta de procesamiento) - Gestión de hidratos, caída de presión, análisis hidráulico, de potencia y de señal.
- Condiciones del suelo - Terminación de pozos, estructuras y criterios de diseño de tuberías.
- Condiciones meteorológicas - Perforación, terminaciones y WO, zona de salpicaduras.



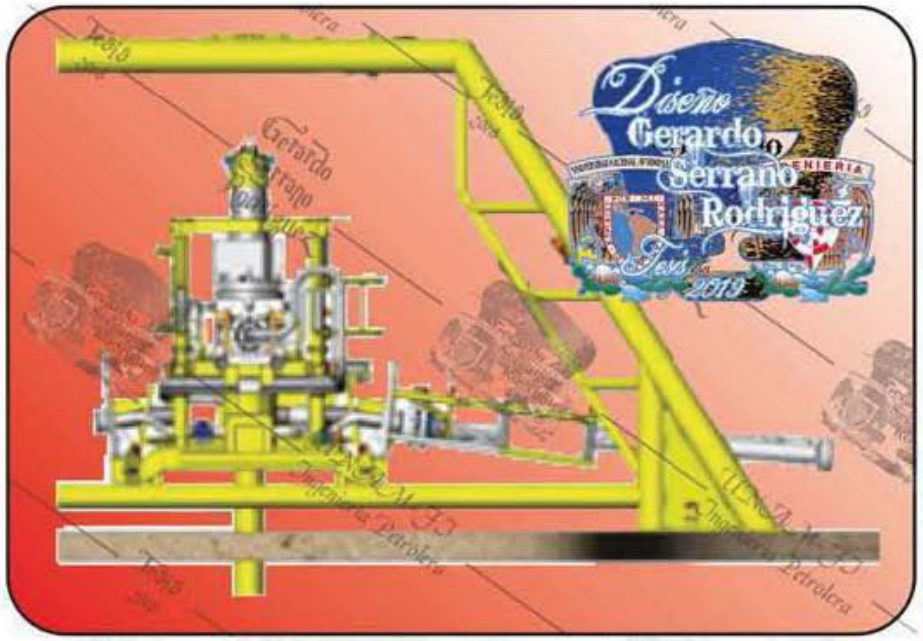


Imagen 5.4. Sistemas de Producción Submarino. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



Las condiciones del lecho marino donde van todas las instalaciones submarinas tiene una consistencia pastosa parecida a la del yogurt y estas condiciones pueden favorecer a la instalación de estructuras y su diseño.

5.2. ASEGURAMIENTO DE FLUJO.

Antes de pasar a los Sistemas de Producción Submarina manejados en Noruega daremos una introducción al **Aseguramientos de Flujo.** Hay que hacer notar al lector que la producción que llega a la superficie viene desde lugares muy profundos en el mar y eta debe pasar por tuberías que deben estar preparadas para soportar presiones corrientes marinas y temperaturas que varían en las profundidades del océano, a estas interferencias del paso de la producción hay que sumarle la viscosidad que trae consigo la producción.



Cuando se presentan estas interferencias del paso de la producción se refleja en problemas en nuestros resultados para producir y eso significa costos increíblemente altos, es por eso que nos interesa que la producción llegue sin problemas desde el fondo marino hasta la superficie y a esto le llamamos **Aseguramientos de Flujo** con esta Introducción inicio formalmente este **Capítulo 5 Sistemas de Producción Submarina.**

En pocas palabras llamamos **Aseguramientos de Flujo** a crear una situación para el control, prevención y expulsión de obstrucciones y escenarios indeseables de nuestro flujo en los yacimientos, pozos e instalaciones y esto es desde la profundidad donde se extrae el hidrocarburo hasta la superficie donde llega.

¿Por qué la garantía de **Aseguramientos de Flujo** es tan importante en la Tecnología Submarina?

Recordemos que Nuestra Meta como Ingenieros Petroleros es Mantener Alta Disponibilidad de Producción.

Para lograr esta meta que debemos evitar:

- Costosa intervención submarina.
- Muchos problemas operacionales.
- Pérdidas de producción enormes.
- Reducir los imprevistos no planificadas.
- Riesgos para la seguridad.

Para cumplir con esta meta se nos presentara un reto que es **Garantizar el Flujo a la Superficie.**

Principales problemas en la garantía de flujo **(Imagen 5.5.).**

- Hidratos.
- Ceras.
- Parafinas.
- Sales.
- Asfáltenos.
- Arenas.



Imagen 5.5. Principales Problemas en el Aseguramiento de Flujo.

5.2.1. LOS HIDRATOS.

Primero hay que preguntarnos **¿Qué son los Hidratos?**

Los **Hidratos** son componentes similares a los helados, son compuestos de moléculas de agua más moléculas de hidrocarburos ligeros.

Los **Hidratos** se forman a presiones altas y bajas temperaturas, pueden depositarse en las paredes de las tuberías, causando restricción de flujo y eventualmente obstrucción total **(Imagen 5.6.)**.

La formación de **Hidratos** en una línea de aceite / gas requiere agua libre y moléculas de gas ligero y está presente al menos una de las siguientes condiciones:

- Presión relativa alta.
- Temperatura relativa baja.



Imagen 5.6. Grafica Presión vs Temperatura de Hidratos.

Inyección de inhibidores de hidratos (MEG o metanol).

MEG: En los pozos de aguas profundas de México se usa Glicol que es un sistema de inyección para prevenir la inyección de hidratos en la parte del cabezal y en la parte inferior de los pozos submarinos, cuando ya se tienen tapones e hidratos se inyectaba Metanol para la disolución, la desventaja es que funciona con energía calorífica. **(Imagen 5.7.)**.



Imagen 5.7. Formación de Hidratos de Metano. (Fuente: Tomada de aseguramiento de flujo en producción submarina)



5.2.2. LAS CERAS.

Para este tema Las Ceras aún no se tienen avances en cuanto a experimentos de laboratorio o pruebas de campo, lo que se sabe es que se forman con la temperatura.



Las Ceras son ésteres de los ácidos grasos con alcoholes de peso molecular elevado, son altamente insolubles en medios acuosos y a temperatura ambiente se presentan sólidas y duras. **(Imagen 5.8.)**.

Imagen 5.8. Formación de Ceras. (Fuente: Tomada de aseguramiento de flujo en producción submarina)

5.2.3. LAS PARAFINAS.

Se encuentran por lo regular en las líneas de aceite negro y condesado y son hidrocarburos pesados. Es una materia sólida, untuosa, inerte, impermeable, brillante, resbaladiza y ofrece una gran plasticidad. Son de alta pureza, excelente brillo y olor reducido, son no reactivas y tienen excelente estabilidad a la oxidación.

Actualmente se usan inhibidores de parafinas para prevenir su deposición, un método preventivo y correctivo es la corrida de equipos de limpieza en los ductos, sin embargo, la frecuencia de las corridas puede ser reducido mediante la inyección de inhibidores químicos, mismos que deben ser inyectados en un punto donde la temperatura se encuentre arriba de la temperatura de aparición de ceras. **(Imagen 5.9.)**.



Imagen 5.9. Formación de Parafinas. (Fuente: Tomada de aseguramiento de flujo en producción submarina)

5.2.4. LAS SALES.

Este problema es agravado por el surgimiento del agua, requiere de inhibidores. La ciencia cuenta con herramientas para simular y predecir la precipitación de sales e incrustaciones en un amplio rango de presiones y temperaturas. Scale squeezes son usados con frecuencia en la industria. Se cuenta con simuladores para la predicción de precipitaciones de sales y costras en un amplio rango de presiones y temperaturas. (Imagen 5.10.).



Imagen 5.10. Las Sales. (Fuente: Tomada de aseguramiento de flujo en producción submarina)

5.2.5. LOS ASFÁLTENOS.

La depositación de asfaltenos ocurre cuando se alcanza la presión de fluctuación en la vecindad del pozo y en algunos yacimientos se precipitan cerca de la presión de burbuja, para remediar este problema se utilizan dispersantes químicos, sin embargo, el punto de inyección de químicos debe ser a la profundidad del yacimiento, lo cual requiere altas presiones de inyección y concentraciones del orden de 300 ppm en el aceite.

5.2.6. LAS ARENAS.

Éstas comúnmente se presentan con el agua, se requiere de herramientas de detección de sólidos. Los pozos de aceite y de gas deben ser terminados con empacamiento de gravas para reducir la producción de arena, se deben de cuidar los límites de velocidades de fluidos en la formación para evitar la producción de arenas, así como dimensionar correctamente los diámetros de las líneas de tal manera que las velocidades de los fluidos, estuvieran debajo de los límites de las velocidades de erosión. También se utilizan detectores de pérdida de metal para indicar la presencia de arenas.

5.3. SISTEMA DE PRODUCCIÓN SUBMARINA.

Aqui llegamos a la médula espinal de este Capítulo Cinco Sistemas de Producción Submarina, a partir de aqui veremos los componentes principales de un Sistema de Producción Submarina.

Se tienen componentes de potencia y procesamiento "Processing y Boosting" también las bombas, tenemos los Umbilicales y los cables de alimentación con la parte rígida y flexible, un Riser, el sistema de compresión submarina, el Manifold y la estructura alrededor, está el Workover System que es la parte para conectar con el Árbol de Navidad, cabezales y sistemas de control que servirán para poder intervenir, están las Líneas de Flujo "Flowlines Heating" y el Manifold. Esto sería un resumen de los que más o menos son todos los elementos que componen un sistema de tecnología submarina.



5.3.1. ¿POR QUÉ SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS?

¿Cuáles son las razones del porque se necesita un **Sistema de Producción Submarina?**

- La necesidad de energía nos ha llevado a ir a yacimientos de petróleo y gas más grandes, estos yacimientos no suelen estar en aguas costeras o aguas poco profundas por debajo de 140 m de profundidad de agua aprox. Pero si suelen estar hasta 3150m de profundidad de agua (pozo de exploración) y aprox. 2800m (árbol submarino).
- El hecho de ir más profundo significa que los Tie-Backs son más largos y que las condiciones atmosféricas son difíciles, lo que plantea desafíos para extraer el petróleo debido a la formación de hidratos que podrían obstruir la tubería restringiendo la producción de petróleo. La industria requiere equipos más confiables que podrían ser operados remotamente. Los Tie-Back es una sarta de revestimiento donde se conectan los liners de producción hasta la superficie, el Tie-Back aísla al revestidor que no puede resistir posibles cargas de presión si continua la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del liner al cabezal del pozo.
- Las condiciones meteorológicas conducirán al diseño de sistemas más robustos para zonas más lejanas, temperaturas bajas y con materiales más sofisticados.
- Los pozos submarinos se pueden usar a profundidades de agua más grandes que los pozos de tierra.
- Los pozos submarinos generalmente se pueden instalar más rápido que el tiempo de construcción de una plataforma. Es mucho más barato construir todo bajo el mar que operar una plataforma.
- Si se dispone de instalaciones en la superficie del lecho marino, se puede evitar una costosa plataforma (larguero, semi-sub, TLP, Barcaza, etc).

5.3.2. OPERACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SUBMARINA.

La primera pregunta que se le tendría que hacer al lector antes de entrar a este tema es **¿Si ha visto un Árbol de Navidad?,** con esto no me refiero a los **Árboles de Navidad de Diciembre,** tal vez el lector sonría con esta pregunta, pero en algún momento de mi etapa de estudiante, en algún salón de la **Facultad de Ingeniería** en **Ciudad Universitaria** llegaban compañeros a tomar alguna clase de visita y terminaban sorprendidos de que lleváramos un tema en la clase donde habláramos sobre **Árboles de Navidad,** al ver que la explicación del Profesor no concordaba con lo que ellos conocían como **Árboles de Navidad** terminaban preguntando **¿Pero de que árboles estamos hablando?** Espero que el lector sepa lo que es un **Árbol de Navidad o un Christmas Tree** que también se abrevia **XT.**

Las siguientes imágenes pertenecen a una animación donde se centraliza todo lo que se hablara en todo el capítulo, habla sobre el equipo y la operación de los Árboles de Navidad **(Video 5.1 e Imagen 5.11.).**



Video 5.1. e Imagen 5.11. Operación de la Tecnología Submarina. (Fuente: Video creado por Gerardo, información tomada de EAB Connection System)

5.3.3. EQUIPOS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN.

Un sistema de producción submarino está conformado por varios equipos submarinos de producción por lo regular conformado por:

- Un pozo terminado submarino.
- Una cabeza de pozo de fondo marino.
- Un árbol de producción submarino.
- Un empalme submarino en el sistema de línea de flujo.
- Equipos submarinos.
- Instalaciones de control para operar el pozo.

Puede variar en complejidad desde un único pozo satélite con una tubería conectada a una plataforma fija, FPSO (instalaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga) o en tierra, a varios pozos en una plantilla o agrupados alrededor de un colector que se transfieren a una red fija o Flotante o directamente a instalaciones en tierra, este tema y estos elementos se verán más a detalle en el Capítulo 5 Sistemas de Producción Submarina. **(Imagen 5.12.).**



Imagen 5.12. Sistema de Producción Submarino. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.3.4. COMPONENTES DE TECNOLOGÍA PARA LA PRODUCCIÓN SUBMARINA.

Estos son cada uno de los diferentes componentes y en la imagen se pueden ver todos los componentes operando, hasta el momento es raro el proyecto que contiene todos estos elementos **(Imagen 5.13.), (Imagen 5.14.).**

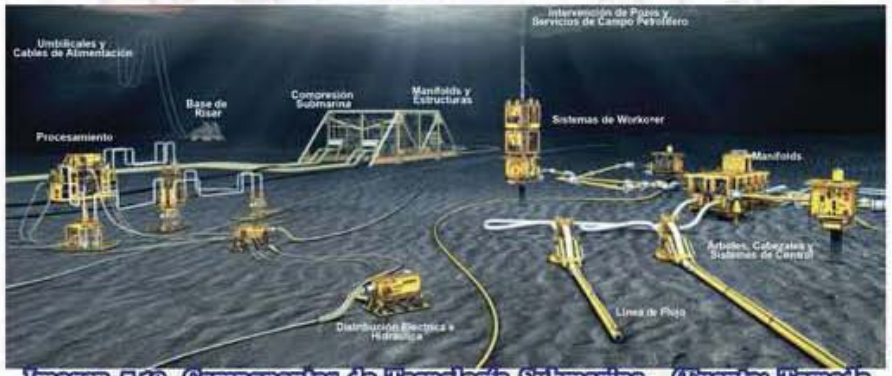


Imagen 5.13. Componentes de Tecnología Submarina. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

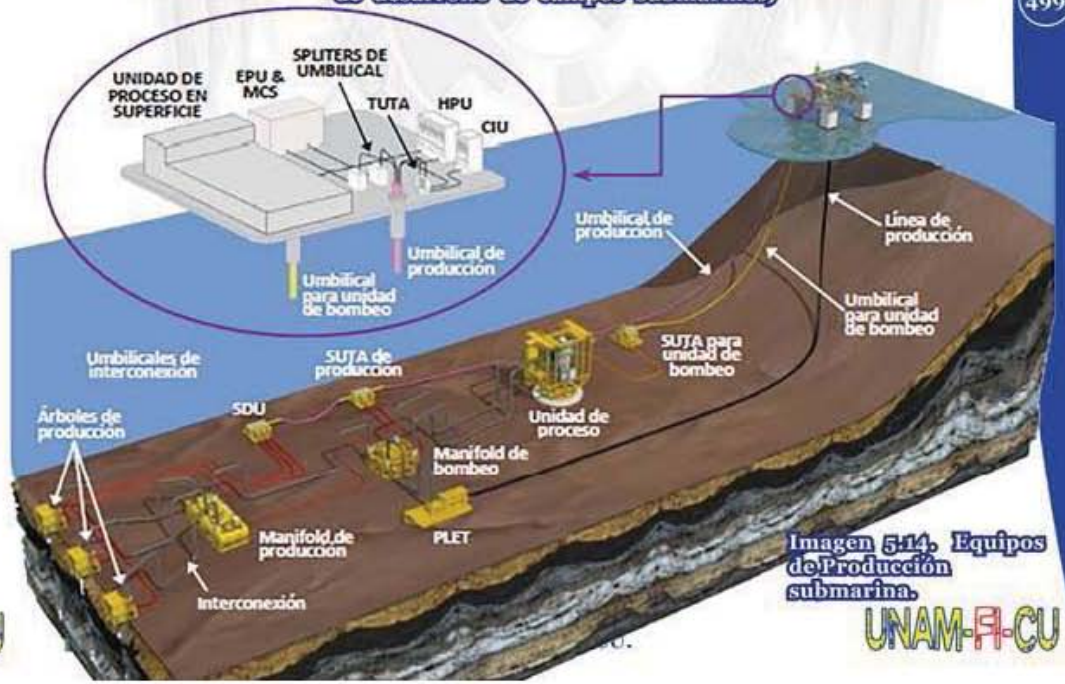


Imagen 5.14. Equipos de Producción submarina.

5.3.5. NAVE FLOTANTE DE PRODUCCIÓN ALMACENAMIENTO Y DESCARGA FPSO.

La producción en aguas profundas puede realizarse por medio de las distintas unidades flotantes, la diferencia es que estas plataformas tendrán todos los equipos necesarios para llevar a cabo la producción y procesamiento de los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos de forma exitosa y segura. Los principales equipos con los que debe contar una plataforma de producción son:

- Separadores bifásicos o trifásicos
- Bombas
- Compresores
- Líneas de descarga

Para llevar a cabo las operaciones de producción en campos de aguas profundas existen buques especiales que son adaptados para realizar dichas operaciones llamados **FPSO.**

Las Naves Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga FPSO, por su nombre en inglés son una de las nuevas tecnologías para producir hidrocarburos, los cuales son muy utilizados en aguas profundas, siendo uno de principales sistemas flotantes de producción elegidos en Noruega, Brasil y África Occidental.

Los **FPSO** son buques capaces de soportar las fuerzas ambientales que se ejercen sobre ellos. Generalmente, utilizan sistemas de posicionamiento dinámico para permanecer en el área donde están operando, así como también sistemas de anclaje. Su conexión a los pozos se realiza mediante risers. Como su nombre lo indica, las funciones principales de los **FPSO** son:

Producción: La "P" en la sigla **FPSO** indica la operación de producción de estas unidades, y es la característica principal de los **FPSO.** Estas unidades flotantes se encargan de producir los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie, cuentan con equipos encargados de la separación (gas, agua, aceite), tratamiento de gas, tratamiento de agua, procesamiento del aceite, compresión del gas, entre otros.

Almacenamiento: La "S" en la sigla **FPSO** significa almacenamiento, siendo la segunda característica más importante. Para poder realizar esta actividad los **FPSO** están construidos de tal manera que las tuberías y los tanques tengan la capacidad de almacenar los hidrocarburos producidos por el período de tiempo que sea necesario. Estos tanques son seguros y robustos, generalmente están diseñados con doble casco para evitar con ello derrames al mar.

Descarga: La "O" en la sigla **FPSO,** se refiere a la descarga, la cual es un aspecto de suma importancia cuando el **FPSO** tiene que transferir su contenido a otros buques petroleros o a tuberías submarinas que actúan como agentes de transferencia. En otras palabras, la descarga se refiere al vaciado de los sistemas **FPSO.** En esta actividad se debe tener mucha precaución para evitar fallas que puedan contaminar el medio ambiente marino.

El uso del **FPSO** garantiza la reducción de costos de transporte por tie-backs desde las instalaciones submarinas en localizaciones remotas, generando así la rentabilidad de muchos proyectos. Ventajas del uso de **FPSO. (Imagen 5.15.).**

- Es más económico producir cerca de los pozos.
- Tiene la capacidad de almacenar grandes volúmenes de hidrocarburos.
- Es accesible a lugares remotos.
- No importa a que profundidad se encuentre el yacimiento.
- Su instalación es rápida.

Desventajas del uso de **FPSO.**

- Es sensible a los movimientos.
- Su uso no es recomendable en zonas con huracanes y tormentas fuertes.



Imagen 5.15. Nave Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga FPSO. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

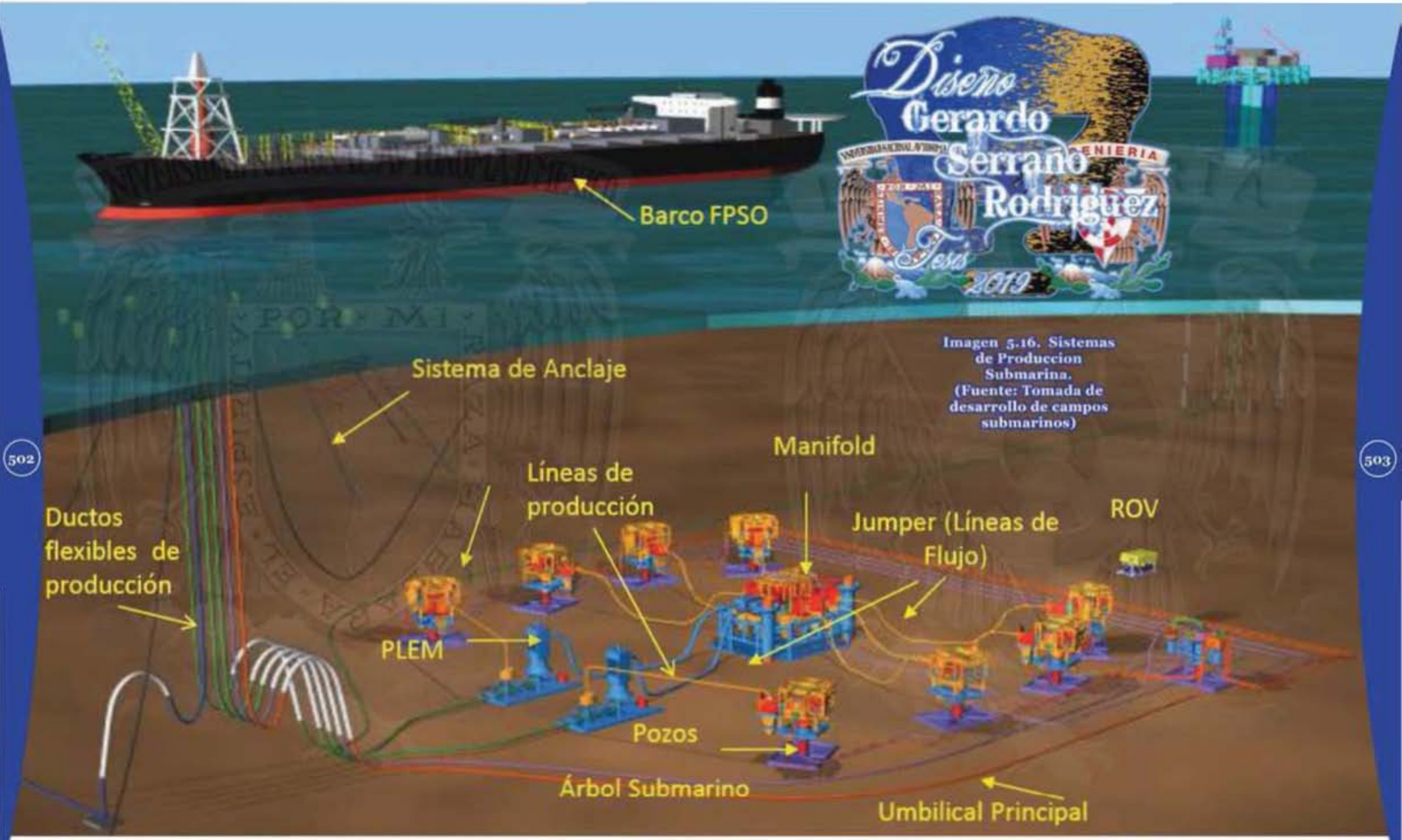


Imagen 5.16. Sistemas de Produccion Submarina. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

Equipos de Producción Submarina

- Sistema de Pozo Submarino
  - Cabezales Submarinos
  - Árboles Submarinos
  - Terminaciones Submarinas
- Sistemas Recolectores de Producción
  - Manifold
  - Plantillas de Producción Submarina
  - PLEM
- Ductos de Transporte y Distribución Submarina
  - Ducto o Lineas de Producción
  - FLET/PLET
  - In Line Sled
  - Jumper o Lineas de Interconexión
  - Riser
- Sistemas de Control de Produccion Submarina (SCPS)
  - Superficiales
    - TUTA
    - EPU
    - MCS
    - CIU
    - HPU
  - Interfaces
    - Cables de Conexión
    - Umbilicales
  - Submarinos
    - SCM
    - SDU
    - SUTA
- Equipos de Procesamiento Submarino
  - Bombeo Submarino.
  - Separación Submarina.
  - Compresión Submarina.
  - Inyección Submarina.
- Arquitecturas Submarinas
  - Daisy Chain
  - PLEM
  - Pozo Satélite
  - Cluster
  - Tieback
  - Template
  - Drill Center
- Modulos de Observación para SCPS
  - Sistema Hidráulico Directo
  - Sistema Hidráulico Piloteado
  - Electricidad Directa
  - Sistema con Todo Eléctrico
  - Sistema Multiplex Electro Hidraulico (E-HMUX)
- Medidores de Equipos Submarinos
  - Presión
  - Gas Húmedo
  - Temperatura
  - Producción de Arenas
  - Flujo
  - Corrosión

Imagen 5.16. Equipos de Producción Submarina. (Fuente: Modificada por Gerardo de equipos de producción submarina)

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ. UNAM-FI-CU

5.4. SISTEMA DEL POZO SUBMARINO.

Todo el **Sistema de Producción Submarina** en el **Sistema de Pozo** son bloques de válvulas, tuberías, conectores y otros componentes instalados en la cabeza de un pozo para contener al mismo, mediante el entubado de la producción, su revestimiento, y los elementos de sello y aislamiento, así como controlar el flujo en el pozo, esto incluye tanto el flujo que sale del pozo como el flujo que entra a él, sirve de interfaz con la cabeza del pozo, los jumpers y manifolds, y se cuenta con un sistema de control para su operación.



5.4.1. PRONÓSTICO DEL MERCADO EN CHRISTMAS TREE (X-T) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

Esta es una gráfica de **Ristars** que es una empresa Noruega, se ve la proyección de **Árboles de Navidad (Imagen 5.17.)**, ellos aseguran un crecimiento del 14% que es muy diferente a lo que plantea **Quest** en la segunda gráfica **(Imagen 5.18.)** ellos pronostican un crecimiento más continuo. Así es como los analistas ven el mercado de los **Árboles de Navidad.**



Imagen 5.17. Crecimiento de Árboles de Navidad según Ristars.

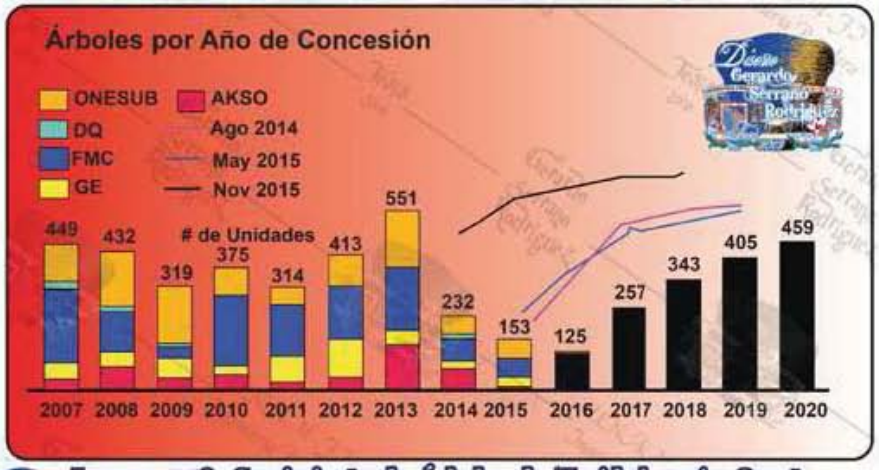


Imagen 5.18. Crecimiento de Árboles de Navidad según Quest.

5.4.2. CABEZAL SUBMARINO O WELLHEAD SYSTEM (WHD) EN EL CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

El **Cabezal Submarino** o **Well Head System (WHD)** es una pieza importante donde se conecta el **Christmas Tree (XT)** o **Árbol de Navidad** a la línea de producción que está en el subsuelo.

El propósito principal del **Sistema del Cabezal del Pozo** es proporcionar la estructura de la cimentación (carcasa del conductor con conductor) y contención de presión (carcasa del pozo con extensiones) para el pozo submarino.

El **Sistema WHD** proporcionará la interfaz al siguiente módulo SPS **(XT)** desde el pozo hasta la tubería y la instalación de proceso final **(Imagen 5.19.)**.

El **Cabezal del Pozo** es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante las operaciones de perforación.

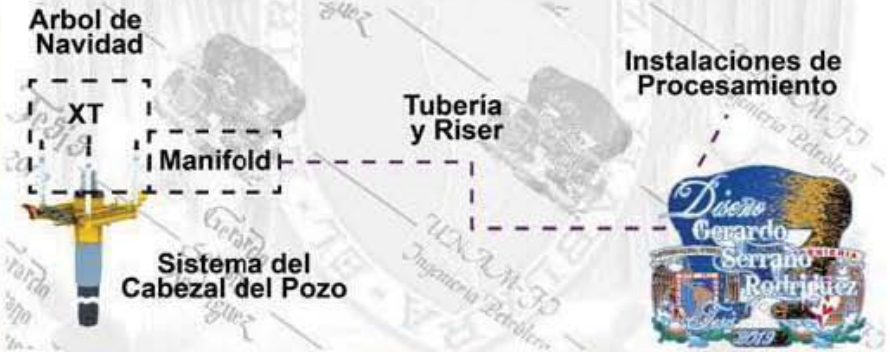


Imagen 5.19. Sistema de Cabezal del Pozo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de sistemas submarinos)

El **Cabezal Submarino** o **Well Head** por su nombre en inglés, es el ensamble de tuberías y equipo requerido que se instala en la parte superior del pozo para tener seguridad y eficiencia en la producción de un pozo de gas o de petróleo proporcionando una interface entre pozo y **Árbol Submarino**, así mismo tiene como propósito apoyar al BOP mientras se está perforando, apoyar y sellar al **Árbol Submarino**, y en algunos casos soportar y sellar el colgador de tubería. En la parte superior de dicho cabezal se instala el sistema de **Árbol Submarino**.

Existen dos diferentes tipos de cabezal de pozo que es el submarino (subsea) y el mudline, la diferencia entre estos dos tipos depende solamente del tirante de agua y tipo de plataforma o equipo utilizado para la perforación del pozo. Si el pozo es perforado a un tirante de agua poco profundo probablemente lo efectué una plataforma fija, por lo que se requiere que el sistema de Cabezal de Pozo sea del tipo mudline. Si el pozo se perfora a una mayor profundidad con una plataforma flotante entonces se requiere de un sistema de **Cabeza de Pozo** tipo subsea.

Existen diferentes tecnologías en el ensamble y sistemas de los **Cabezales Submarinos.** Estos sistemas ofrecen reducción de costos en la perforación, reduciendo equipos y pasos de instalación; provee una amplia tecnología en el control de presiones en cualquier profundidad y ambiente; así mismo pueden ser instalados tanto para aguas someras como profundas, adaptándose a cualquier tipo de programa de tuberías.

Los **Cabezales Submarinos** se presentan en diferentes arreglos dependiendo de las características de cada pozo, teniendo los siguientes diámetros:

- 13 5/8"
- 16 ¾"
- 18 ¾" (Mas común)
- 21 ¼"

Las funciones principales de **Christmas Tree (XT)** o **Árbol de Navidad.**

- Barrera de seguridad.
- Pared de seguridad para el fluido producido o inyectado.
- Inyección de productos químicos en el pozo o en la línea de flujo.
- Permitir el control de las válvulas de fondo de pozo.
- Permitir señales eléctricas a los medidores de pozo.
- Para liberar de la presión excesiva del anillo.
- Regular el flujo de fluido a través de un estrangulador.
- Permitir la intervención del pozo **(Imagen 5.20.)**.

Los componentes más importantes de un cabezal submarino son:

- Colgador de Tubería.
- Cabezal del Árbol.
- Colgador de Tubería de Arrastre.
- Conector de la Cabeza del Pozo.

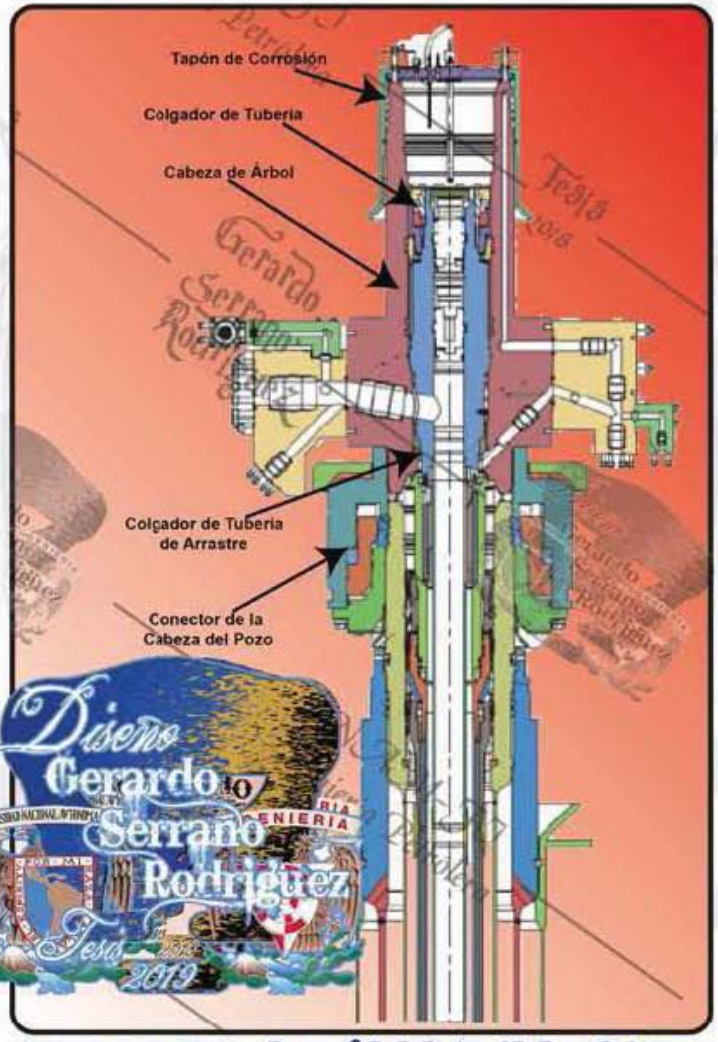
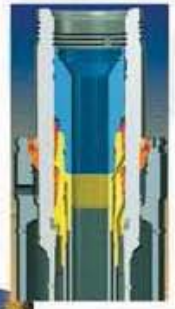


Imagen 5.20. Partes de un Árbol de Navidad o Christmas Tree (XT). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de sistemas submarinos)

Hay tres compañías que tienen su propio diseño de **Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad**, son diferentes proveedores con productos similares. Se puede instalar cualquier **Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad** de cualquier compañía en cualquier cabezal **(Imagen 5.21.)**.

Imagen 5.10. Distintas Compañías Fabricadoras de Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de sistemas submarinos)

Cabezal del Pozo	Árbol de Navidad	Compañía
		AkerSolutions
		GE OIL & Gas VETCO GRAY
		FMC Technologies

Principales códigos y estándares para el cabezal de pozo y el **Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad** en la perforación:

- API 6A / ISO 10423: Especificación para equipos de pozo y XT.
- API 17D / ISO 13628-4 Equipos submarinos para pozos y árboles.
- API 16A / ISO 13533 Especificación para equipos de perforación.
- ASME, ISO, BS +++
- NORSOK D-010 Integridad del pozo en operaciones de perforación y pozos.
- NORSOK U-001 Sistemas de producción submarinos.

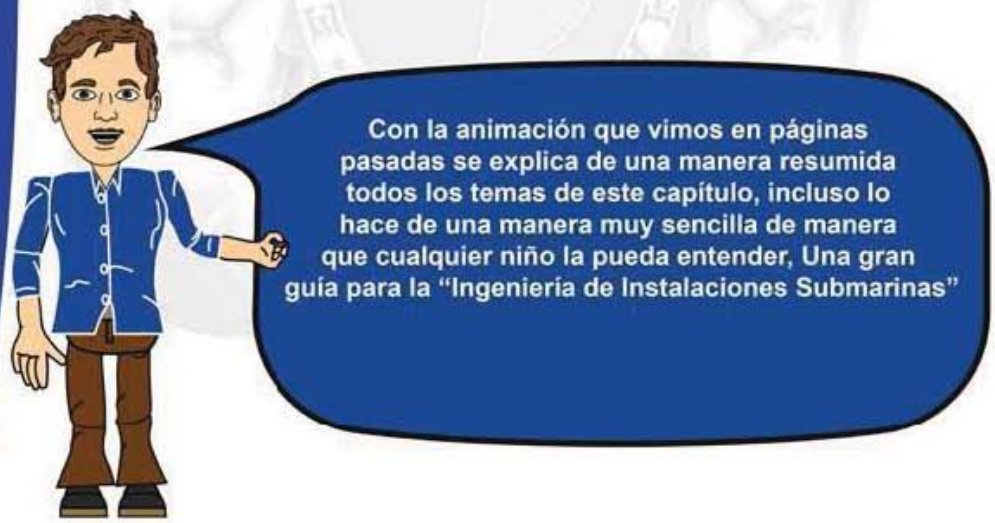
CONSIDERACIONES PARA XT SUBMARINOS.

Durante el diseño:

- Problemas de hidratos que se pueden formar en el árbol de válvulas, se pierde el acceso al pozo y se tiene que aumentar la presión para poder deshacerte del tapón de hidrato
- Presión y temperatura necesidades operacionales.
- La redundancia de las funciones principales de los árboles.
- Compatibilidad metalúrgica con los campos de estimulación y producidos.

Pruebas recomendadas durante / después de la instalación: Estas tres pruebas están en Norsok.

- Overpull prueba: Esto es bajar el árbol, instalarlo y cerciorarse de que todo está bien y luego levantarlo para ver si está bien puesto.
- Prueba de funcionamiento de las válvulas de árboles.
- La prueba de presión de las válvulas de árboles.



5.4.3. ÁRBOL SUBMARINO, CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

El propósito principal del **Sistema Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad** es controlar y monitorear (usando su instrumentación incorporada) el flujo de producción y/o flujo de inyección.

El flujo será controlado por una disposición de válvulas en el cabezal principalmente en la entrada/salida horizontal/vertical (producción/inyección) del **Sistema Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad.**

El sistema del pozo (perforación, terminación y producción) es el conjunto de procedimientos, equipos, tuberías y herramientas utilizadas en el agujero que tiene como objetivo llevar la producción de hidrocarburos de forma segura y controlada, desde el yacimiento hasta el lecho marino, dejando como limite el **Sistema Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad.**

Árbol de Navidad o Christmas Tree (XT) submarino está instalado en la parte superior de la cabeza del pozo con el fin de comunicar la superficie con el pozo.

Las funciones principales son:

- Proporcionar un conducto de flujo para hidrocarburos de la tubería y en las líneas de la superficie con la portabilidad para detener el flujo por el cierre de la válvula de flujo o la válvula maestra.
- Proporcionar acceso vertical en el agujero del pozo.
- Proporcionar un punto de acceso donde el fluido puede ser bombeado en el tubo.

Hay dos tipos de XT:

- XT Horizontal (HXT).
- XT Vertical (VXT).

El mayor avance de los sistemas submarinos de producción se ha dado en los Árboles Submarinos debido a la importancia que tienen estos en lograr una producción segura en el mar. Hoy en día existen tecnologías que han permitido instalar arboles a grandes profundidades, el record mundial lo tiene un árbol de FMC Technologies instalado por la compañía Shell en el Golfo de México (campo Perdido) a una profundidad de 2853m.

Un Árboles Submarinos de producción es un equipo instalado en la cabeza del pozo compuesto por un conjunto de válvulas, tuberías, conexiones y componentes de seguridad, que se encargan principalmente de vigilar y controlar la producción de un pozo submarino.

Dicho Árboles Submarinos es operado por un sistema de control y puede controlar el flujo tanto de los fluidos producidos como de los inyectados en él.

También se puede decir que un Árboles Submarinos es la conexión o interface entre la cabeza del pozo, los jumpers y los manifold. Un Árboles Submarinos así mismo aloja el sistema de control utilizado para las funciones en el fondo del pozo como la operación de válvulas de seguridad, inyección de químicos, obtención de información de presión y temperatura, así como la realización de operaciones de intervención de pozos.

Las válvulas pueden ser controladas eléctricamente, hidráulica y mecánicamente mediante la interconexión de una herramienta accionada por un **ROV (Imagen 5.22.).**



Imagen 5.22. Sistema Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de sistemas submarinos)

Independientemente del tipo de árbol, un **Árbol Submarino** está compuesto por cinco partes principales que son la parte de producción, la de espacio anular, la de servicio, la de estrangulador, y la de control.

- **Producción:** Es la parte del árbol que se encarga de proveer un conducto por medio del cual pasa la producción proveniente del pozo; o si es el caso, la inyección de fluidos del exterior al pozo.
- **Espacio Anular:** Es la parte del árbol que como su nombre lo indica se encarga de conectar o proveer el acceso al espacio anular. El espacio anular se refiere al espacio existente entre las tuberías de revestimiento y la tubería de producción.
- **Servicios:** Es la parte del árbol que se encarga de transitar todos aquellos fluidos que se utilizan para realizar un servicio en el pozo; como por ejemplo la inyección de químicos, sensores de presión y temperatura, etc.
- **Estrangulador:** El estrangulador es un parte importante de un árbol ya que regula la producción de este y sirve como un elemento de seguridad.
- **Control:** Esta parte del árbol está compuesta principalmente por un módulo de control submarino que se encarga de controlar cada una de las válvulas que tiene el árbol, así mismo tiene la capacidad de monitorear las funciones internas del árbol tales como medidores de temperatura, presión, gasto, estrangulador y posición de las válvulas.

5.4.4. TERMINACIÓN SUBMARINA EN EL CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

Aunque el término **"Terminación Submarina"** en la industria petrolera costa afuera puede tener diferentes significados, en esta parte del trabajo se describirá a la **Terminación Submarina** como el conjunto de actividades y procedimientos encaminados a la instalación dentro del pozo de válvulas, herramientas y tuberías de producción con el propósito de construir un camino adecuado para que los fluidos producidos del yacimiento alcancen el lecho marino donde se encuentra el cabezal submarino. Específicamente el objetivo primordial de una terminación es llevar una producción óptima y controlada de hidrocarburos maximizando la recuperación y minimizando costos.

La tecnología de **Terminación Submarina** de pozos es un aspecto clave en la maximización de la producción de pozos costa afuera. Las técnicas y procedimientos de terminación son generalmente similares, independientemente de la profundidad del agua. Sin embargo, a mayores profundidades, las opciones tecnológicas son más limitadas.

Los componentes de una **Terminación Submarina** dependen del diseño y las necesidades que se tengan, dentro de estos componentes y herramientas que contiene una **Terminación Submarina** son: **(Imagen 5.23.).**

- Empacadores.
- Válvulas inteligentes (cuando se tiene un pozo inteligente).
- Válvulas de tormenta y de control.
- Medidores.
- Sensores de fondo.
- Conexiones.
- Herramientas de seguridad.
- Tubería de producción.

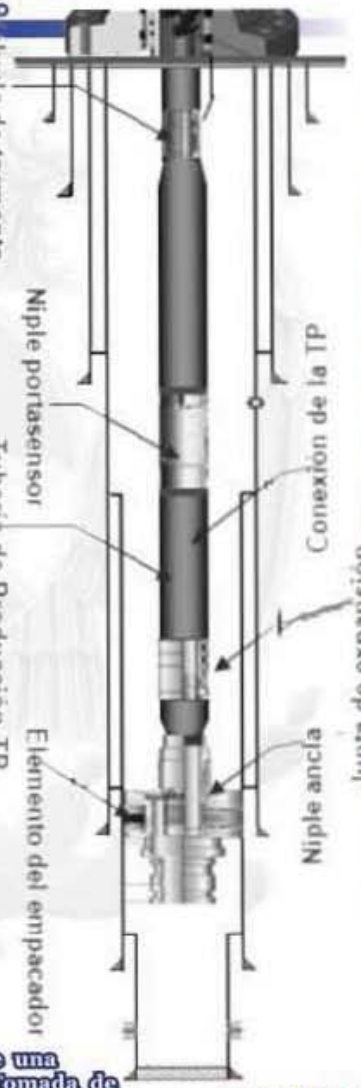


Imagen 5.23. Configuración de una Terminación Submarina. (Fuente: Tomada de equipos de producción submarina)

La operación de terminación sigue los siguientes procesos:

- Lavar el pozo con el propósito de desalojar el lodo y eliminar los contaminantes.
- Instalar el colgador de tubería de producción (en inglés llamado "tubing hanger").
- Posteriormente se baja el aparejo de producción, el cual está constituido por la tubería de producción, conexiones, medidores, herramientas de seguridad, válvulas de control y empacadores. Esto con el fin de proveer el camino por medio del cual fluyen los fluidos.
- Después de introducir el aparejo de producción, se desinstalan el conjunto de preventores, y se instala el árbol de producción submarino.

Una **Terminación Submarina** contempla elementos para la inhibición de hidratos, el monitoreo de la presión y la temperatura, además los nuevos dispositivos inteligentes para controlar el flujo en una terminación multilateral.

Es por ello que se debe minimizar el acceso al pozo a corto mediano y largo plazo para evitar futuras intervenciones que pueden elevar los costos del proyecto.



PASOS DE TERMINACIÓN DEPENDIENDO DE LA CONFIGURACIÓN XT.

En la tabla se enlistan los pasos a seguir cuando se va a terminar un pozo ya sea vertical o horizontal, en teoría son dos pasos menos para el vertical y esto se debe al posicionamiento del colgador de la tubería y que vas a bajar primero el árbol o la tubería.

Para bajar el árbol horizontal necesitas tapones y terminaciones medias cosa que no ocupas con el vertical **(Tabla 5.1.)**.

Tabla 5.1. Pasos a Seguir Cuando se va a Terminar un Pozo ya sea Vertical o Horizontal. (Fuente: Tomada de equipos de producción submarina)

Árbol de válvulas Horizontal HXT	Árbol de válvulas Vertical VXT
Perforar del pozo a TD.	Perforar del pozo a TD.
Ejecutar terminación inferior en lodo de perforación.	Ejecutar terminación inferior en lodo de perforación.
Desplazar en el pozo el fluido de terminación	Desplazar en el pozo el fluido de terminación.
Ejecutar terminación media /plugs.	Ejecutar terminación media y/o superior con plugs preinstalados.
Desconecte los BOP, extraiga Marine Riser and BOP stack.	Desplazar del pozo a la terminación la salmuera.
Ejecute e instale HXT en la tubería de perforación.	Establecer la terminación y confirmar la integridad de la barrera.
Ejecutar BOP stack y Marine Riser y aterriza en HXT.	Desconecte BOPs, Pull Marine Riser and BOP stack.
Ejecutar terminación superior.	Ejecute e instale VXT en el Workover riser.
Desplazar en el pozo a la salmuera de terminación.	Retire el tubing hanger o tapón de suspensión de la wireline o tubería de acero.
Establecer la terminación y confirmar la barrera de integridad.	Prueba del pozo para abandono.
Instalar tubing hanger plugs en wireline.	Instale la tapa del árbol.
Prueba del pozo para abandono.	Entrega del pozo de producción.
Instale la tapa del árbol.	
Entrega del pozo de producción.	

5.4.5. SISTEMA WORKOVER (WOS) DEL CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

Los sistemas **Workover** o **Workover System** son reacondicionamientos que se hacen en los pozos para corregir los problemas y obtener una producción más alta.

Las operaciones de **Workover** modifican las condiciones del yacimiento para contribuir a mejorar la producción o I.P., con ese fin las operaciones de **Workover** tienen por objeto abrir y/o cerrar arenas, aumentar quizá el diámetro del pozo o su profundidad, balear zonas, aislar zonas perjudiciales como aquellas que producen agua y también incluye las operaciones de pesca.

Clasificación de los Equipos de **Workover.**

- Convencionales.
- Auto-transportables.

La diferencia es que los convencionales tienen mayor capacidad y se pueden hacer trabajos de **Workover** en pozos profundos. Los equipos autotransportables disponen de un conjunto de malacate – motores de C.I. montados en un remolque. Los equipos autotransportables son más fácil desplazarse a otra locación.
se utilizan en las fases de instalación inicial de un campo de desarrollo y también para la intervención durante toda la vida del campo. El equipo se utiliza típicamente para cubrir las siguientes tareas en estas dos fases.

1- Fase de instalación:

- XT instalación / recuperación (típico sólo aplicable para XT vertical, de lo contrario herramienta de ejecución de árbol utilizado).
- Despliegue de suspensión de tubería y terminación superior.
- Prueba de limpieza al pozo.

2- Fase de Intervención (vida de campo):

- Recuperación / reemplazo de la suspensión del tubo y la terminación superior.
- Recuperación / sustitución de XT.

Intervención de luz:

- Operaciones de línea fija.
- Operaciones de tubos en espiral.

En sistemas **Workover** es un área en la que se ha desarrollado muy bien las compañías en tecnología submarina, con este sistema podemos hacer la conexión, la intervención, la apertura de válvulas de seguridad, etc. No solo se coordina con el árbol si no que tiene su propio sistema de control.

5.4.6. CATEGORIZACIÓN DE CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

Existen **Arboles Horizontales y Verticales,** el beneficio de cada **Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad** está en lo que el operador necesite. Otra diferencia es que el **"Production Master Valve (PMV)" o "Válvula de Producción Maestra"** está colocado en diferentes posiciones, en el vertical está en el centro del árbol mientras que en el horizontal está a lado. La segunda diferencia es que el **"Tubing Hanger Landing Location (TH Landing)" o "Tubería de Aterrizaje"** en el vertical está dentro del cabezal y en el horizontal está dentro del árbol **(Imagen 5.24.).**

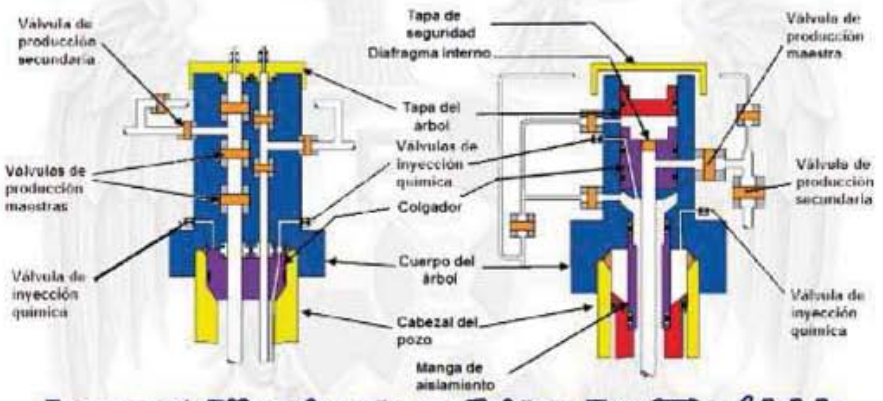


Imagen 5.24. Diferencias entre un Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad Horizontal y uno Vertical. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de sistemas submarinos)

La liberación involuntaria de fluidos del yacimiento es un riesgo en todo momento en el negocio de petróleo y gas. Por lo tanto, es necesario tener dispositivos que pueden ayudar a mitigar este riesgo, estos dispositivos se llaman barreras.

El Árbol Horizontal ha sido uno de los mejores sistemas en el desarrollo de campos y en tecnología submarina, ofrece un gran número de avances tecnológicos y operacionales, siendo ventajoso con los arboles convencionales; esto es gracias a su gran tecnología, su reducción de costos y su reducción de equipo requerido para su manipulación, debido a que cuenta con un sistema de herramientas simple.

Se le llama **Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad** por el efecto de **"Joule Thomson",** cuando el fluido pasa de una gran presión a una presión menor la temperatura disminuye y se congela.

Árbol Convencional o Vertical XT.

- Primer tipo de XT.
- Todas las válvulas principales colocadas en posición vertical.
- Tiene acceso directo al espacio anular y acceso directo a la tubería de producción.
- Complica la intervención del pozo (Imagen 5.25.).

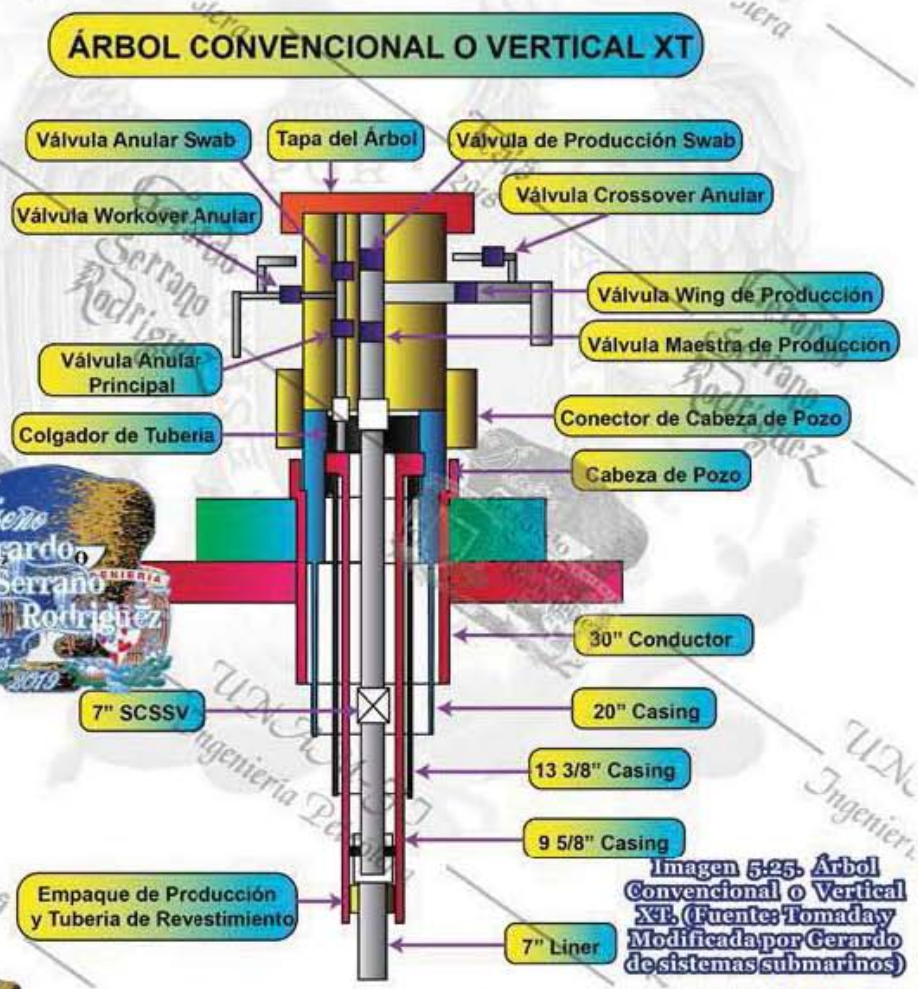


Imagen 5.25. Árbol Convencional o Vertical XT. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de sistemas submarinos)

Árbol Horizontal XT (HXT).

Patentado en 1984. El resultado de un proyecto conjunto de la Industria (JIP) para reducir los costos y mejorar la seguridad.
Tiene las válvulas de manera horizontal.
Colgador de tubería puede ser recuperada sin recuperar el árbol.
Para recuperar el árbol, el colgador de tubería y la sarta de terminación deben ser recuperados en primer lugar (Imagen 5.26.).

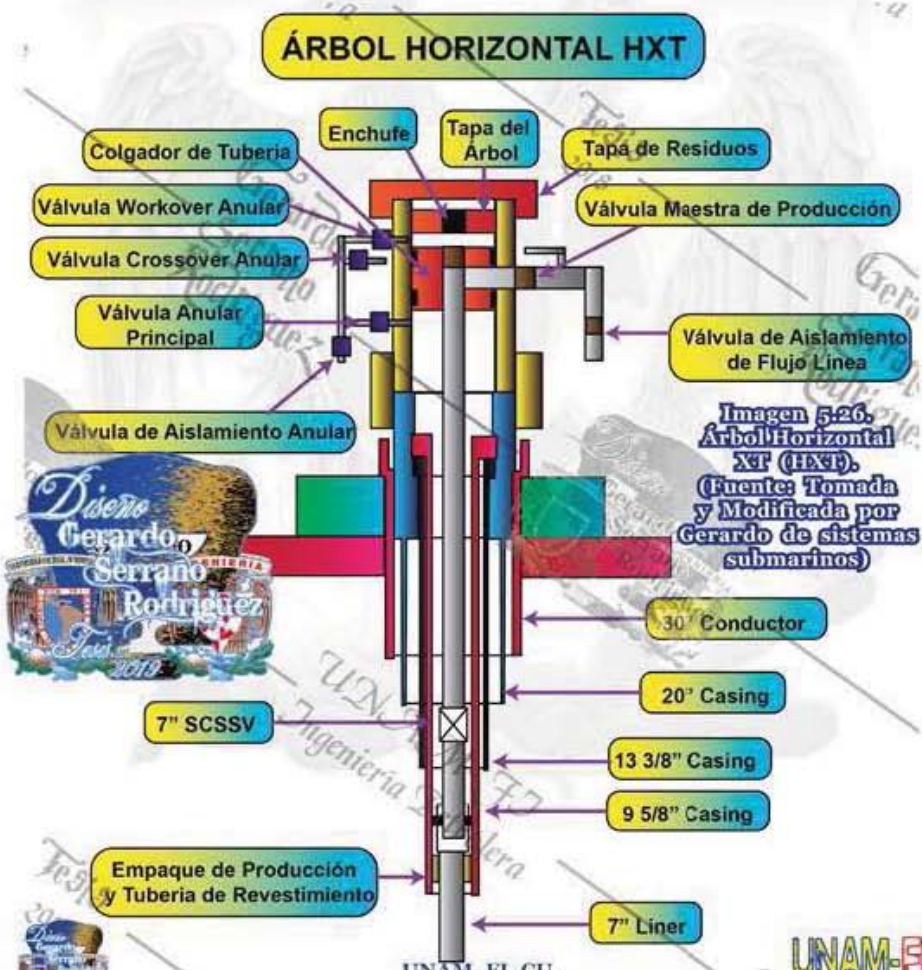


Imagen 5.26. Árbol Horizontal XT (HXT). (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de sistemas submarinos)

5.4.7. MÓDULOS DE CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

A. ESTRANGULADOR.

El **Estrangulador** cumple una función esencial en la seguridad de la producción de hidrocarburos, gracias a este componente podemos tener un control seguro de la producción de hidrocarburos. En los ambientes de producción costa afuera existen dos tipos de estranguladores los no recuperables y los recuperables, ofreciendo el segundo mayores ventajas de operación y costos.

Los **Estranguladores** son utilizados para el control de la presión y el flujo en el árbol, obteniendo seguridad y optimización en la producción. Entre otras funciones se encuentran:

- Apertura y el cierre del pozo.
- Reduce la presión en las líneas de flujo.
- Controla el flujo para alargar la vida de producción.
- Protege las válvulas del árbol de altas presiones durante la apertura y cierre.

Las partes principales de un estrangulador son:

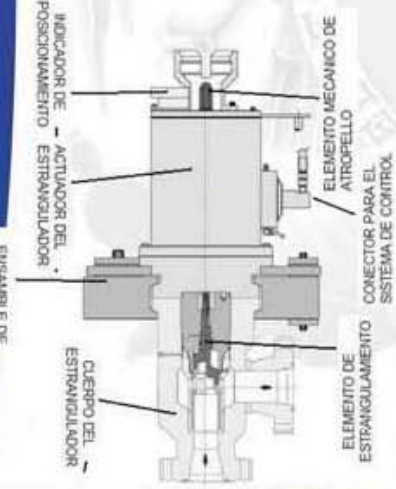


Imagen 5.27. Configuración de un Estrangulador Propiedad Cameron.

- Indicador de posicionamiento: Elemento que se encarga de proveer un posicionamiento seguro y confiable en la instalación de este componente.
- Actuador: El actuador es un sistema que se encarga de actuar, controlar y operar la apertura y cierre del estrangulador.
- Ensamble de amarre: Ensamble que tiene la función de proveer los elementos necesarios para lograr una unión con el árbol submarino.
- Cuerpo del estrangulador: Estructura metálica por donde pasan los fluidos.
- Elemento de estrangulamiento: Elemento que estrangula el flujo que pasa a través del cuerpo estrangulador, este funciona por medio de su apertura y cierre.
- Conector para el sistema de control: Componente que permite la conexión de los sistemas de control con el fin de controlar y operar el actuador.
- Elemento mecánico de atropello: Componente que permite la apertura y cierre mecánico del estrangulador. **(Imagen 5.27.)**.

B. TAPA DEL ÁRBOL.

La tecnología de estos componentes ha permitido una mejor instalación de estos equipos reduciendo costos y mejorando su funcionamiento. Las **Tapas de los Árboles** juegan un papel importante en el funcionamiento de los mecanismos internos del árbol, en la protección de este, pero sobre todo en las intervenciones al pozo.

Para los arboles convencionales la **Tapa del Árbol** cuenta con componentes que sirven como cobertura o sello de los agujeros tanto de producción como del espacio anular, así mismo actúa como protección de las válvulas de acceso (swab valve) protegiendo la parte superior del árbol de los ambientes submarinos. Algunas tapas son usadas como una herramienta que sirve como puente o como punto de conexión entre los sistemas de control y las funciones internas del árbol (válvulas, medidores, etc.).

Para los arboles horizontales, la capa interna sirve como elemento de sello y protección del agujero del árbol proporcionando una doble barrera en el agujero de producción. Sin embargo, la principal función de la tapa externa es la de proveer la comunicación al pozo, cuando este se va a intervenir. Así mismo al igual que en los arboles verticales, las tapas externas de los arboles horizontales sellan y protegen la parte superior del árbol de las condiciones submarinas externas a él.

La tecnología ha logrado que algunos diseños de estos componentes sean lo suficientemente ligeros con el fin de que sean instalados por medio de ROV´s directamente sobre el árbol, mientras que los diseños más comunes requieren de una herramienta de instalación. **(Imagen 5.28.)**.



Imagen 5.28. Tapa del Árbol. (Fuente: Tomada de sistemas submarinos)

C. TUBING HANGER O COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

El Colgador de Tubería de Producción es un tubo de acero con características especiales cuya función es proporcionar una interface entre el cabezal del pozo y el árbol submarino, este componente funciona como el cabezal de la tubería de producción

Las funciones básicas de un colgador de tubos son las siguientes:

- Suspender la(s) cuerda(s) de la tubería a nivel de la línea.
- Sella el anillo entre el tubo y la carcasa.
- Proporcionar acceso al anillo.
- Proporcionar un conducto(s) de paso para el control del SCSSV, la inyección de productos químicos y el monitoreo.
- Proporcionar una interfaz con el árbol submarino **(Imagen 5.29.)**.





Imagen 5.29. Tubing Hanger o Colgador de Tubería. (Fuente: Tomada de sistemas submarinos)

D. ADAPTADOR PARA ANCLAR EL COLGADOR DE TUBERÍA O TUBING SPOOL.

Este adaptador llamado por su nombre en inglés **"Tubing Spool"** proporciona la opción de anclar e instalar arboles convencionales sobre un cabezal incompatible, este componente se instala sobre el cabezal ya existente y sirve como un lugar para anclar el colgador de tubería. **(Imagen 5.30).**

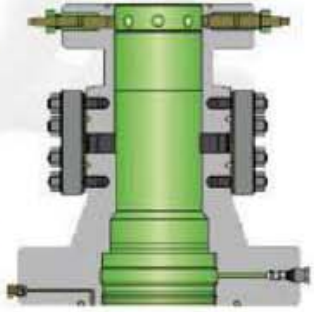


Imagen 5.30. Colgador de Tubería. (Fuente: Tomada de sistemas submarinos)

5.4.8. PRINCIPALES CÓDIGOS PARA EQUIPOS CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

- API 6A / ISO 10423 Especificación para equipos de pozos y árboles de Navidad.
- API 17D / ISO 13628-4 Equipos submarinos para pozos y árboles.
- ISO 13628-1 General Requisitos y recomendaciones.
- ISO 13628-6 Sistema de Control de Producción Submarina.
- API 16A / ISO 13533 Especificación para equipos de perforación.
- ASME, ISO, BS.

5.4.9. CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD PARA AGUAS PROFUNDAS.

En la imagen 5.31. a. se muestra a el **Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad** recién salido del proceso de manufactura y listo para ser probado. Se prueban en unas albercas muy grandes donde se realizan pruebas de alta presión y fluidos.

La imagen 5.31. b.es después de años de operación en aguas profundas, si la zona es de mucha actividad estos árboles se pueden poner así después de dos o tres años llenándose de bastante vida submarina. Muchas veces se dice que la industria del petróleo daña la vida marina cuando **alrededor de los Árboles de Navidad se han hecho a vida** para aguas profundas **(Imagen 5.31.)**.



Imagen 5.31. a.



Imagen 5.31. b.

Imagen 5.31. La Vida Marina alrededor de los Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad. (Fuente: Tomada de sistemas submarinos)

5.4.10. HORARIOS COMPARATIVOS DE ENTREGA DE CHRISTMAS TREE (XT) O ÁRBOL DE NAVIDAD.

Esta es una tabla comparativa de entrega de **Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad** para diferentes compañías. A pesar de que algunos son del 2003, 2004 o 2008 los tiempos de entrega que se van en la gráfica siguen siendo estándares, los árboles que ofrece cualquier compañía tienen un tiempo de estrega de 16 a 22 meses. El tiempo depende también del tipo de configuración de árbol que sea, hay árboles mucho más sencillos que otros.

Reliance KG: Es de India, un proyecto de mayo del 2006.
Reliance MA Phase 1: Es de India, un proyecto de junio del 2007.
Reliance MA Phase 2: Es de India, un proyecto de agosto del 2008.
Fram Ost: Es de Noruega, un proyecto de diciembre del 2004.
Kikeh: Es de la costa Este de África, un proyecto de diciembre del 2005.
Gimboa: Es de la costa Este de África, un proyecto de diciembre 2006.
Dalia: Es de la costa Oeste de África, un proyecto de mayo del 2003. Estos árboles fueron los primeros en ser los más profundos, hoy en día ya hay más profundos.

Todo este proceso de entrega de **Árboles de Navidad** debe cumplir con FEEO, Adjudicación de Contrato, Ingeniería y Proc, Manufactura y Fabricación, Pruebas, Entrega para instalación.

Una vez que se hace el contrato cada cambio que se realice se cobrará como un servicio extra y entre más avanzado este el proyecto más caro será este **(Imagen 5.32.)**.



Imagen 5.32. Tiempo de Entrega de un Árbol de Navidad por Compañía. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de sistemas submarinos)

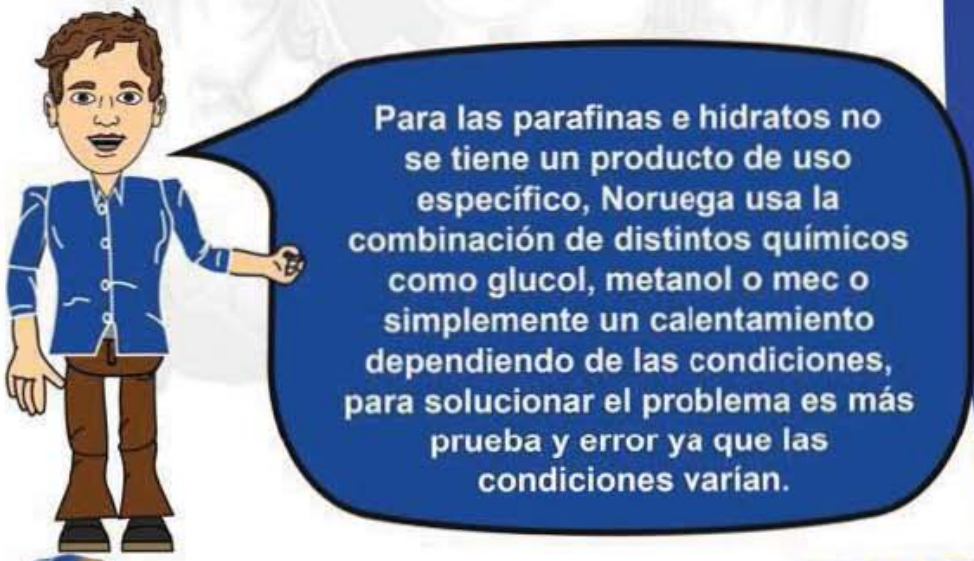
5.4.11. LA VÁLVULA Y LA LÍNEA DE CONFIGURACIÓN DE UN ÁRBOL HORIZONTAL EN POZOS DE INYECCIÓN.

En el dibujo siguiente se ve como está estructurado el árbol y como es, se ve la válvula maestra y la válvula win que es la del ala se ve el estrangulador y todo eso va al Manifool que es la línea azul y es la que va a los otros pozos.

La línea verde que viene por el espacio anular es la línea de desfogue y la línea morada es la línea de servicio.

Si producimos o inyectamos todo viene por la línea azul.
Si tenemos que bombear se hace a través de la línea de servicio que es la morada, entonces abres el crossover cierras la válvula win y abres la maestra e inyectas todo.
Si vas a desfogar el espacio anular o vas hacer una operación especial entonces ocupas la línea de desfogue abres la válvula win y desfogas.

Los volúmenes son muy pequeños.
El volumen del espacio anular está calculado entre 7 y 8 litros y el volumen del espacio de la válvula maestra es alrededor de unos 15 litros, son volúmenes muy pequeños.
Si hay hacemos una prueba de presión y de repente hay una fuga y con dos gotas que se fuguen es un cambio radical de presión por el volumen que estas re-presionando **(Imagen 5.33.)**.



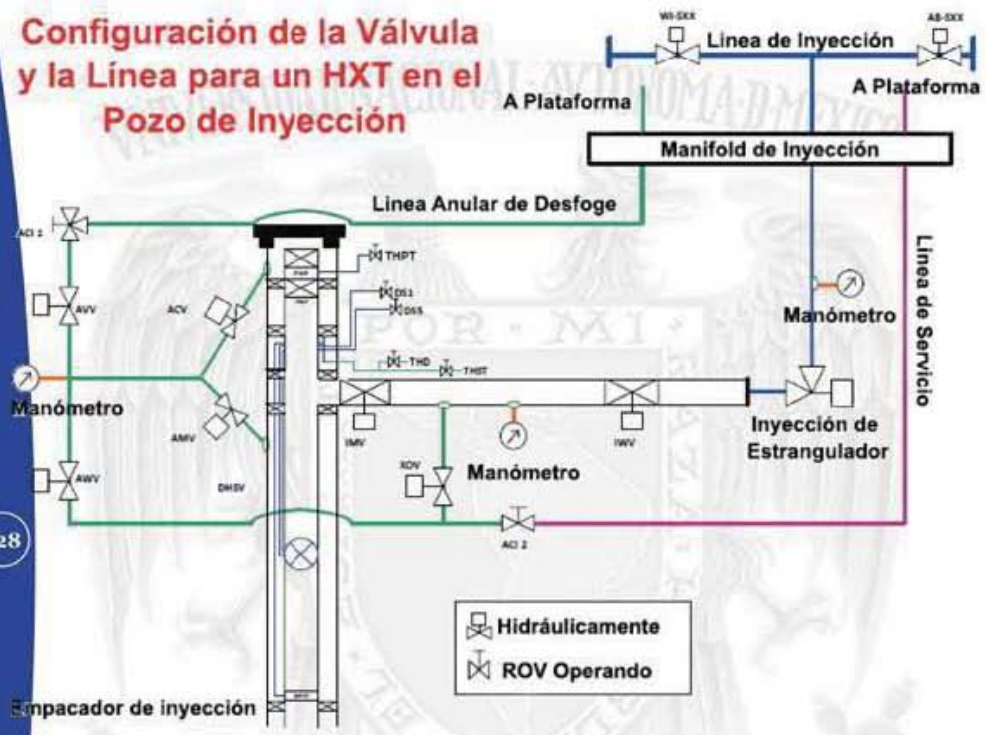


Imagen 5.33. Configuración de un Árbol Horizontal en Pozos de Inyección. (Fuente: Tomada de equipos de producción submarina)

5.4.12. LA PRUEBA DE PRESIÓN DEL ÁRBOL HORIZONTAL.

Así es como se Prueba el Árbol.

Lo que está en rojo es la parte que se está re-presionando y los retos aquí para probar este tipo de árboles es el monitoreo o el cómo se está monitoreando.

Por ejemplo, (Imagen 5.34.). Si decidimos probar a la válvula maestra y hacemos el procedimiento que se describe más adelante y de pronto hay una fuga ¿Cómo saber que es la válvula maestra? ¿Cómo sabes que es la válvula win? o ¿Cómo sabes que no es la del crossover?, entonces la conclusión es que no sabes que estas probando.

Si estas probando las tres válvulas y ves una fuga en el gauge solo ves que hay una fuga, pero no te dice donde hay una fuga, solo sabes que hay una fuga en una de estas tres válvulas y es ahí donde vienen los problemas.

Los arboles están diseñados pero no de una manera tan eficiente para hacer las pruebas.

Lo mismo ocurre en el espacio anular, cuando tu pruebas el espacio anular solo tienes una válvula a donde monitorear y si tu detectas una fuga hay no sabes donde es la fuga y tienes que empezar a mover todas las válvulas y tratar de abrir las externar para ver si alcanzan a ver algo en la plataforma, para ver si alcanzan a ver algo en el Manifool, para ver si alcanzas a ver algo en el pozo y ese es un gran problema en la terminación y en las intervenciones cuando se está probando algún árbol en específico.

Los pasos para realizar las pruebas son:

- Proporcionar acceso al anillo.
- Garantizar IMV y EEV y AWV están cerrados.
- Espere durante 5-10 minutos para atrapar la presión de diseño bien en la línea de inyección.
- Cerrar XOV.
- XOV prueba de entrada durante 10-15 min. Vigilar en el manómetro de inyección cruz.

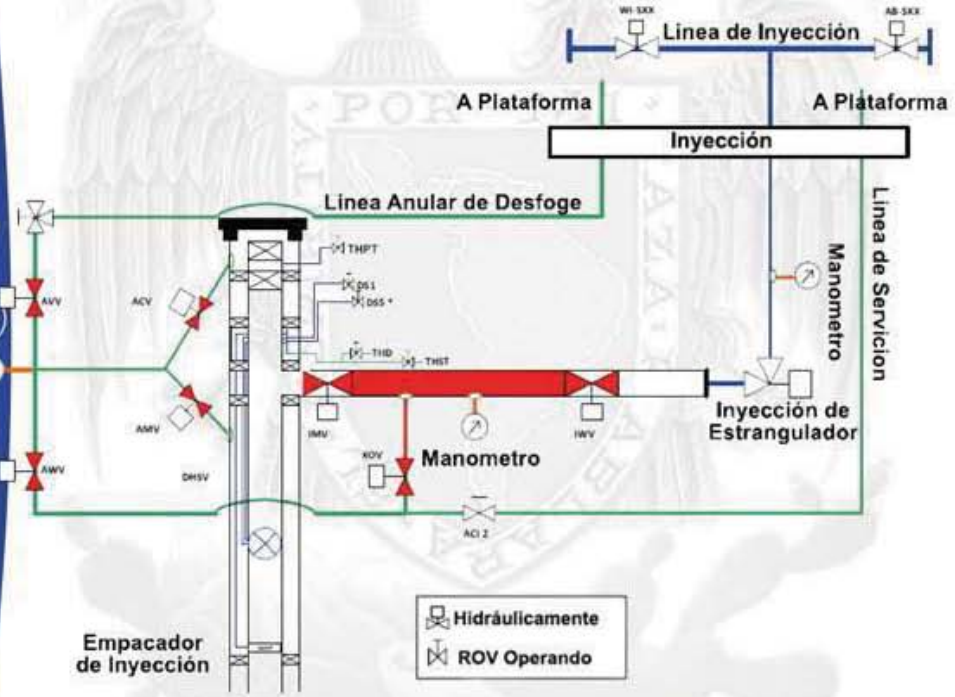


Imagen 5.34 Diagrama de un Árbol Horizontal. (Fuente: Tomada de equipos de producción submarina)

5.4.13. PRUEBAS PRINCIPALES (IMV Y SMV).

Las pruebas principales son la prueba de flujo la cual si se puede verificar la válvula maestra. En la imagen se ve la válvula maestra abierta en el espacio anular para poder monitorear en el gauge (Imagen 5.35.)

Prueba de secuencia No. 4: Prueba de flujo de entrada de IMV.
Prueba de secuencia: Prueba de flujo de entrada de AMV.

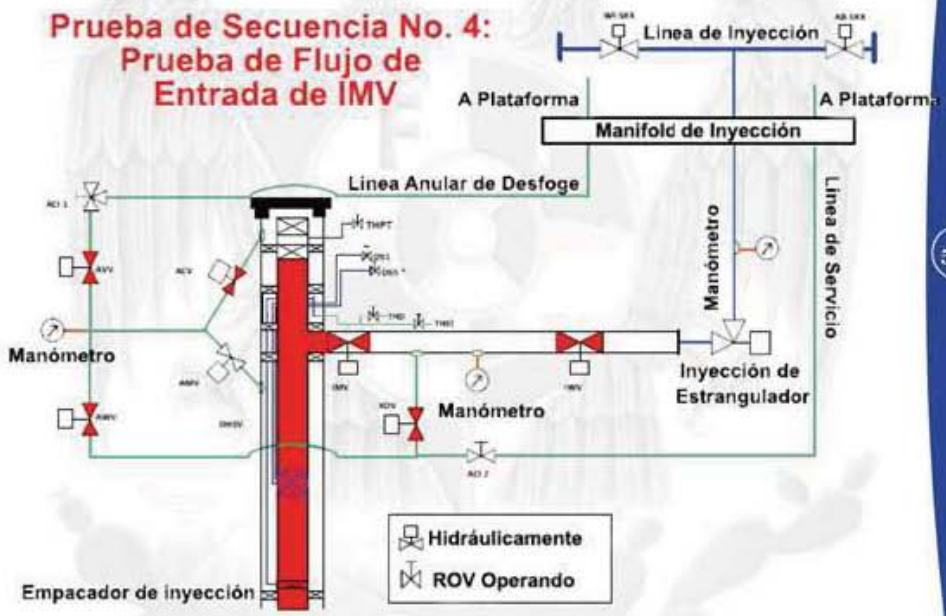


Imagen 5.35. Prueba de Secuencia. (Fuente: Tomada de equipos de producción submarina)

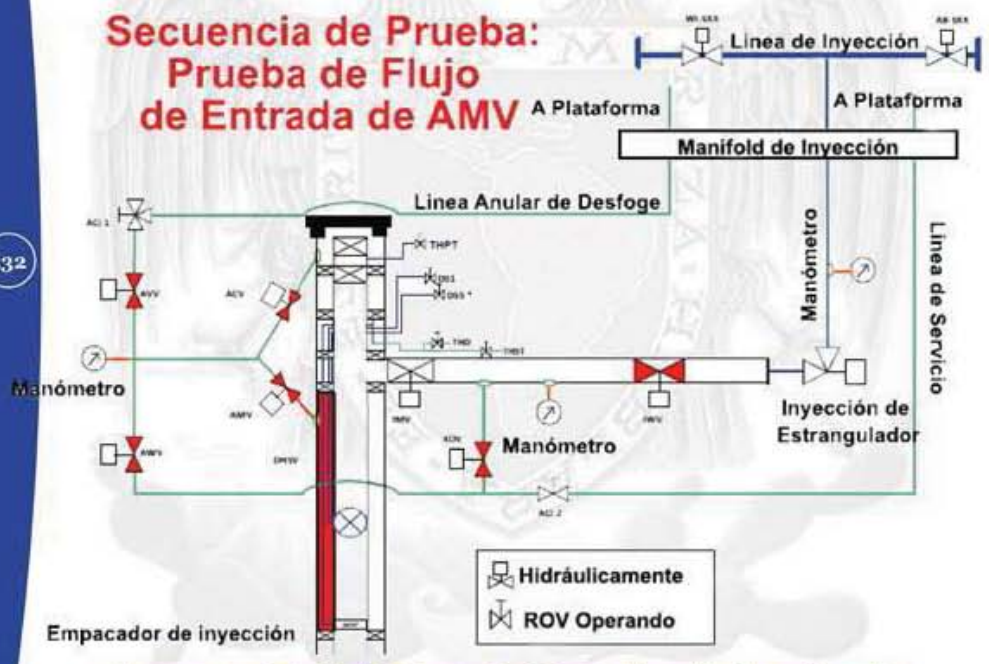


Imagen 5.35. Prueba de Secuencia. (Fuente: Tomada de equipos de producción submarina)

5.4.14. DHSV PRUEBAS DE FLUJO DE ENTRADA.

En el espacio anular también haces una prueba de flujo cierras la válvula maestra y verificas en el gauge y dejas la válvula maestra cerrada para ver que está pasando en el pozo.

La prueba de flujo de la válvula de seguridad, cierras la válvula de seguridad y como es un flaper haces la prueba de flujo, abres la válvula maestra revisas y monitoreas.

Esas son las tres pruebas más importantes:

Solo se ponen una válvula maestra de cada lado una válvula maestra en el espacio anular y una válvula maestra en el espacio producción, las válvulas maestras son parte del sobre de barrera secundaria en caso de que llegue a fallar la válvula maestra la operación seguirá si las demás válvulas están probadas (Imagen 5.36.).

Prueba de Secuencia: Prueba de Flujo Lateral DHSV.



Secuencia de Prueba: Prueba de Flujo Lateral DHSV

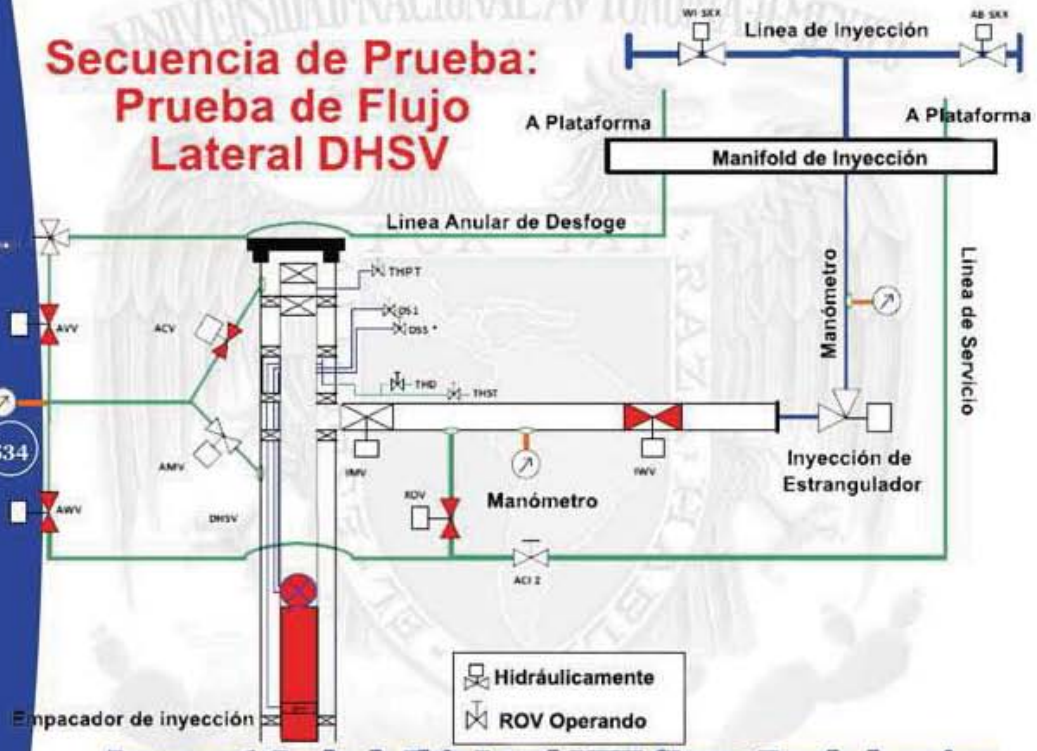


Imagen 5.36. Prueba de Flujo Lateral DHSV. (Fuente: Tomada de equipos de producción submarina)

5.5. EQUIPOS RECOLECTORES DE PRODUCCIÓN SUBMARINA.

Los **Equipos Recolectores de Producción Submarina** enfrenta grandes retos tecnológicos en las batallas costa afuera para llegar más profundo en busca del oro negro, debido a las profundidades y condiciones en el fondo del mar; es de gran importancia llevar a cabo una elección eficaz de estos **Equipos Recolectores de Producción Submarina** para que exista una buena explotación del campo.

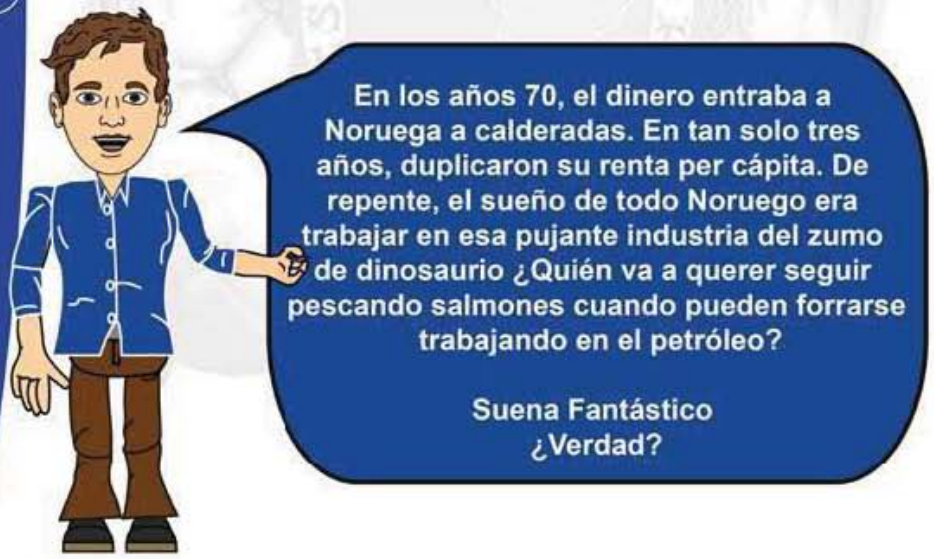
Se consideran **Equipos Recolectores de Producción Submarina** al conjunto de equipos, tuberías y conexiones, instaladas sobre el lecho marino y a lo largo del fondo del mar, su objetivo es llevar los hidrocarburos desde que sale del pozo por medio del árbol submarino hasta



las embarcaciones, plataformas o tierra; en pocas palabras, **se encarga de llevar los fluidos producidos desde la boca del pozo hasta superficie.**

Los Equipos Recolectores de Producción Submarina se clasifica en dos tipos según la función que tengan durante el aprovechamiento de un campo:

- **Equipos Estáticos:** Son aquellos equipos submarinos que sirven como interface en el proceso de la producción y que son instalados con el fin de proveer un desarrollo óptimo, seguro y controlado sin necesidad de usar energía externa a la de los propios fluidos producidos. Entre los equipos estáticos se tienen: Arboles, Manifolds, Plantillas de Producción Submarina, PLEMs, Jumpers, FLEL/PLETs, In Line Sleds, Separadores Submarinos y Medidores.
- **Equipos Dinámicos:** Son aquellos equipos submarinos que se encargan de reforzar la energía de los fluidos producidos o inyectados. Entre estos equipos se tienen las Bombas Submarinas y Compresores de Gas.



5.5.1. MANIFOLD.

El propósito principal de los **Manifold** es recolectar y distribuir los fluidos de producción e inyección hacia y desde las instalaciones de procesamiento. **(Imagen 5.37).**

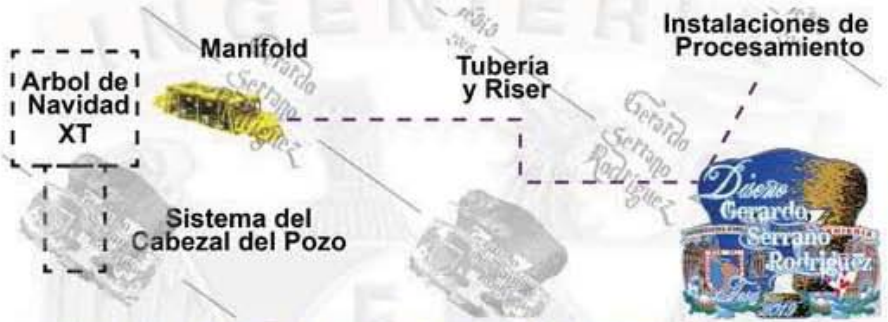


Imagen 5.37. Manifold, PLEM y Plantillas Submarinas de Producción. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de equipos de producción submarina)



El **Manifold** submarino es el conjunto de tuberías, válvulas e instrumentos de monitoreo ensamblados en una estructura de metal con la función de interconectar el flujo de varios pozos reduciendo así el número de líneas de producción que deberían ser necesarias.

El **Manifold** no es un equipo de seguridad como lo es el árbol submarino, es considerado un colector y forma parte del sistema de tuberías al que está conectado. En la siguiente imagen (**Imagen 5.38.**), se tiene un **Manifold**, que como se mencionó antes, sirve como el colector de varias líneas de producción.

Estos equipos logran sus funciones por el uso de válvulas, conexiones, estructuras, componentes del sistema de control, y otros sistemas submarinos comunes; lo que permite la producción de petróleo o gas, así como la inyección de agua y gas.

El **Manifold** cuenta con diversas funciones, entre ellas se encuentran: recibir y distribuir la producción de gas o petróleo (**Manifold de Producción**), y recibir y distribuir la inyección de flujo como **agua o gas (Manifold de Inyección)**.

Este equipo funge como una parte integral importante en el desarrollo de campos; en la mayoría de los casos, el tipo de arquitectura o forma del campo, así como los pozos que son unidos a él, es lo que determina el tipo de **Manifold** o sistema requerido.

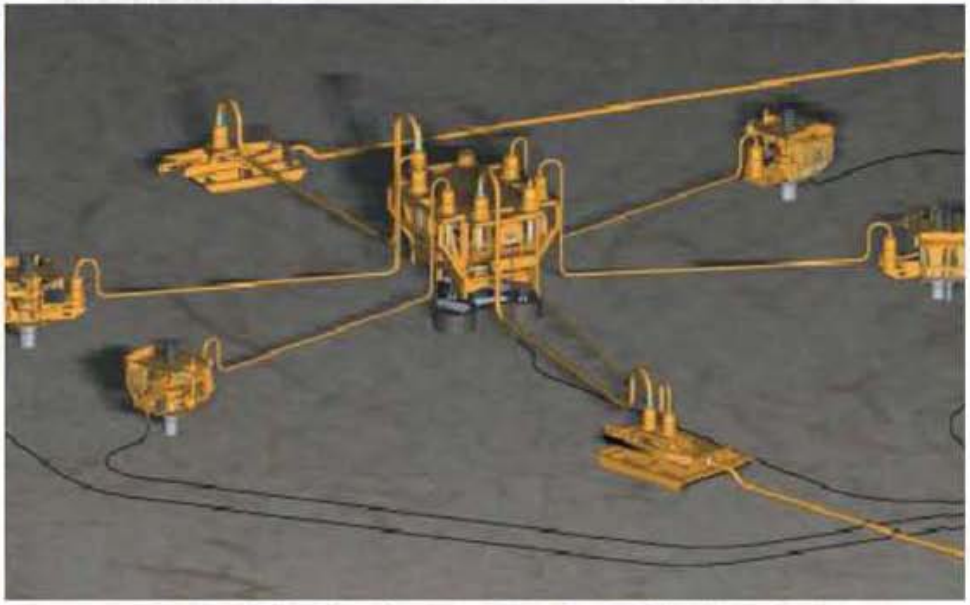


Imagen 5.38. Manifold Submarino Recolectando el Flujo de Varios Pozos. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

El **Manifold de Producción** juega un papel importante en el proceso de recolección de hidrocarburos para llevarlos a la superficie, este **Manifold** recibe los fluidos producidos de dos o más pozos que se encuentran en el campo. Así mismo es usado para aislar pozos como finalidad operacional, es decir si se requiere una expansión en el campo el **Manifold** aísla los pozos existes cuando nuevos pozos son perforados e instalados. El **Manifold** de producción también tiene una función importante en el mantenimiento y monitoreo de las condiciones internas de las tuberías.

Ahora bien, en la inyección de fluidos el **Manifold de Inyección** suministra y provee al pozo los fluidos inyectados desde la superficie marina. Es un elemento importante en el proceso de inyección de fluidos.

5.5.1.1. COMPONENTES DE UN MANIFOLD.

Para que un **Manifold** cumpla las funciones ya señaladas anteriormente debe ser equipado con componentes que monitoreen el flujo, y que proporcionen un soporte estructural al **Manifold**. Generalmente los componentes son los mismos tanto para un **Manifold** de producción como para uno de inyección.

Los componentes que incluyen los **Manifolds** son usualmente los siguientes:

- Cimentación.
- Estructura del **Manifold**.
- Loop de corrida de diablos.
- Conectores.
- Tubería de trabajo
- Válvulas y actuadores
- Instrumentación.
- Medidores de flujo.

A. Cimentación.

Todo **Manifold** necesita de un apoyo estructural o pilote en el cual se soporte y nivele toda la estructura del **Manifold**, esto es logrado con el tipo de cimentación. Este componente es considerado una interface entre la estructura del **Manifold** y la superficie marina.

Dependiendo de las consideraciones del diseño, localización, criterios meteorológicos, características del océano y muchos otros factores, este componente puede ser de tres tipos que son: mud pats- es un simple amortiguador que descansa sobre la superficie marina; pilotes- es un estructura larga y cilíndrica que es incrustada a la superficie marina por diferentes métodos; estructura intermedia- generalmente utilizados para **Manifold** largos, reduciendo peso y de fácil recuperación.

B. Estructura.

La estructura (structure framework) rodea a todos los componentes del **Manifold** ayudando a proteger a las válvulas y a las tuberías de trabajo. Así mismo este componente trasmite las cargas superiores a los cimientos, y en algunas ocasiones sirve como una superficie para montar instrumentación o algunos equipos de control.

C. Loop de Corrida de Diablos.

El **Manifold** juega un papel importante en las pruebas de pozo, el **Loop de Corrida de Diablos (Imagen 5.39.)** cuenta con varias opciones para la realización de estas operaciones. Este componente puede ser recuperable, no recuperable o interno. En los **Manifold** de producción este componente puede ser instalado con o sin válvula, esto depende de los requerimientos de cada proyecto. Las válvulas son capaces de desviar y controlar los fluidos que pasan entre este componente.



Imagen 5.39. Loop de Corrida de Diablos Propiedad Cameron. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

D. Conectores.

El **Manifold** cuenta con puntos que conectan tanto los pozos como las líneas de flujo, estas conexiones se conocen como hubs (por su nombre en inglés) y sus diámetros van desde las 4" hasta las 12". Cada pozo tiene su punto conexión en el **Manifold**, y a la vez las entradas y salidas de las líneas de flujo cuentan con sus respectivos conectores. Si se requiere un loop de corrida de diablos el **Manifold** tendrá sus puntos de conexión para este componente. **(Imagen 5.40.)** En la imagen se observa un **Manifold** con sus respectivos puntos de conexión de entradas y salidas (hubs).



Imagen 5.40. Manifold Submarino con 6 Conectores. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

Así mismo existen conexiones que se encargan precisamente de conectar o unir los conectores con las líneas de flujo, jumpers, etc. Estos dispositivos ayudan a la conexión de cada equipamiento. Entre los tipos de conexiones más utilizadas en los sistemas submarinos de producción encontramos:

- Conexiones horizontales
- Conexiones verticales
- Conexiones tipo canasta (Stab-and-hinge-over SHO)

E. Tuberías de Trabajo (Pipeworks and Headers).

Las **Tuberías de Trabajo** proporcionan el conducto por donde pasan los fluidos tanto de producción como de inyección, existen amplias posibilidades para la configuración de estas. El material para estos conductos es escogido de tal forma que sea compatible con los fluidos producidos o inyectados.

❖ Cabezal de Producción (Header Production).

El cabezal de producción es una tubería que enlaza a otras tuberías con el fin de dirigir los fluidos, esta tubería puede ser doble o simple según las necesidades, y cada una de estas se conecta a una línea de flujo individual. A lo largo de la vida del campo los cabezales de producción son seleccionados individualmente por de alta y baja presión.

❖ Cabezales de Prueba (Test Header).

Las medidas de estos tipos de tuberías son dependiendo de la producción de cada pozo, pero en la mayoría de los casos son de menor diámetro que los cabezales de producción. Pueden ser incorporados para probar un pozo o un grupo de pozos y el circuito o tubería principal de estos componentes está diseñada para realizar operaciones de medición de la producción de cada pozo.

❖ Cabezales Ramificados (Branch Header).

Estos cabezales son ramificaciones que con sus correspondientes tuberías y válvulas dirigen los fluidos producidos de cada árbol a cualquiera de las líneas de flujo, o en algunos casos al cabezal de prueba.

En la **(Imagen 5.41.)**, se observa la configuración de tuberías y cabezales en el interior del manifold, dicha configuración es un juego de tuberías bastante complejo.



Imagen 5.41. Tuberías de Trabajo en los manifolds. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

F. Válvulas y Actuadores.

Las válvulas son montadas e instaladas en la tubería de trabajo (pipework) para controlar la dirección de fluidos producidos o inyectados. Cada una de estas válvulas instaladas necesita un actuador que provoca la apertura y cierre de las válvulas. Estas válvulas también dirigen el flujo dentro o fuera de los cabezales según sea necesario. Las válvulas son operadas hidráulicamente, electrohidráulicamente o manualmente (a través del uso de ROVs). Algunos **Manifold** incorporan bloques de válvulas; estos bloques se caracterizan por que existen cavidades para muchas válvulas en un solo bloque.

❖ Válvulas de Inyección Química

La inyección química es con frecuencia requerida para proteger al pozo e instalaciones contra hidratos, asfáltenos, corrosión y formaciones de cera; esta inyección química son principalmente inhibidores. El **Manifold** contiene válvulas que controla la inyección química antes mencionada, estas válvulas permiten la inyección dentro de los cabezales, y si se requiere a los bloques de válvulas. Las válvulas son operadas hidráulicamente y se controlan a partir del sistema de control.

❖ Válvulas de Aislamiento

Estas válvulas como su nombre lo indica sirven para aislar o separar el flujo de los diferentes pozos que se encuentran conectados al **Manifold.** Existen dos tipos de válvulas para la configuración del **Manifold.** La primera es la de aislamiento de pozo (well isolation) que va entre el pozo y el cabezal; y la segunda es la de aislamiento de cabezal (header isolation) que va entre el cabezal y la línea de flujo, o en algunos casos entre dos cabezales.
- Válvulas de inyección de agua y gas

En los **Manifolds** de inyección existen válvulas que controlan el flujo de inyección, ya sea de gas o de agua. En la inyección de gas el **Manifold** contiene válvulas dobles que son instaladas en bloques para proporcionar un doble aislamiento entre los puntos de conexión (hubs), esto permite llevar a cabo lo que se le llama filosofía de la doble barrera; así mismo en la instalación de un **Manifold Inyector** de gas se le coloca una válvula de aislamiento que permite aislar la salida al hub. En el **Manifold Inyector** de agua en cambio, se utilizan válvulas colocadas de la misma forma que en las de gas, pero con la diferencia que estas son simples **(Imagen 5.42.).**

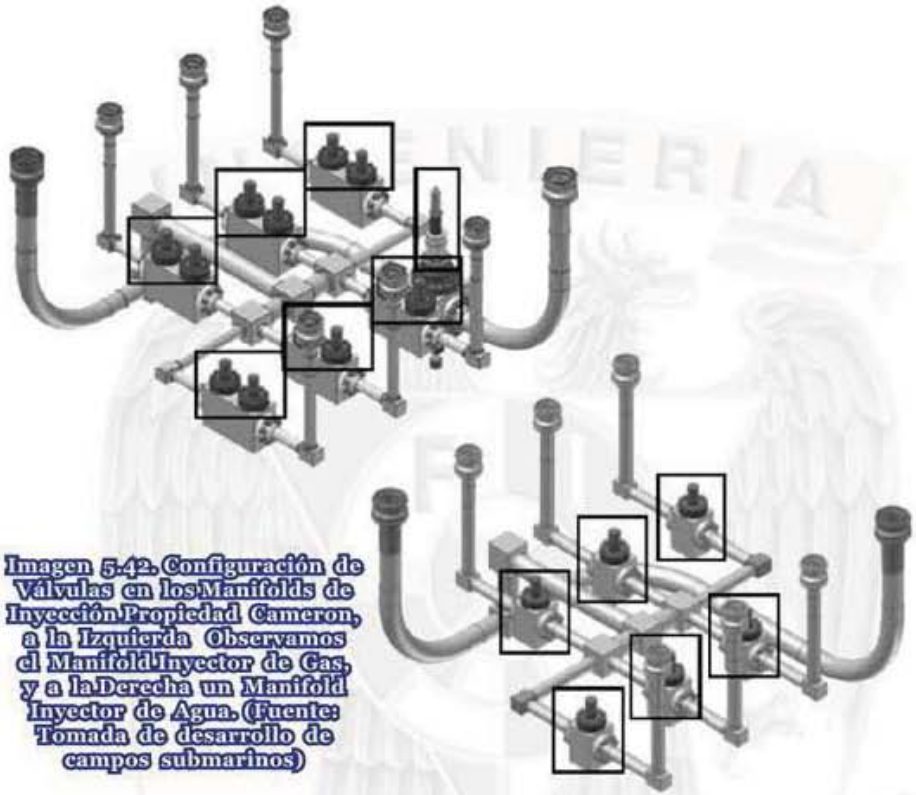


Imagen 5.42. Configuración de Válvulas en los Manifolds de Inyección Propiedad Cameron, a la Izquierda Observamos el Manifold Inyector de Gas, y a la Derecha un Manifold Inyector de Agua. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

G. Instrumentación.

En cualquier sistema submarino de producción es importante llevar un control de todos los datos sobre las características del fluido producido que pasen por los diferentes sistemas, el **Manifold** no es la excepción.

La instrumentación localizada en el **Manifold** proporciona datos al operador por medio del sistema de control. Los **Manifolds** pueden incorporar una variedad de instrumentación incluyendo: transductor de presión, transductor de temperatura, detectores de arena y monitor de corrosión.

5.5.2. PLANTILLAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA.

La **Plantilla de Producción Submarina** es una estructura encargada de recolectar la producción y albergar los pozos.

Sus características son:

- No requiere de Jumpers externos a la plantilla.
- La conexión entre Árboles y Manifold es a través de tuberías internas.
- El equipo de medición y control está incluido en el sistema.
- Desventajas en la instalación de la estructura por el peso

La **Plantilla de Producción Submarina** está siendo desplazada por los **Manifold** ya que su peso tiene muchas desventajas además que se necesitan embarcaciones muy costosas para su instalación.

Las **Plantilla de Producción Submarina** no son muy utilizadas en los sistemas submarinos debido a la problemática de instalación que presentan, ya que su tamaño es muy grande. No obstante, la mayor parte de las instalaciones de estos equipos se han dado en el continente europeo con gran éxito, específicamente en el mar del norte.

La **Plantilla de Producción Submarina** a es una estructura metálica diseñada para albergar un grupo de pozos que se encuentran cercanos entre sí; algunas empresas como Cameron lo catalogan como un tipo de **Manifold** ya que este sistema submarino está compuesto por un **Manifold** interno y por equipo tanto de producción, inyección y perforación dando como resultado un albergue para el grupo de pozos antes señalado; así mismo cuenta con un sistema de control que sirve como monitoreo de todos aquellos componentes y válvulas que se encuentren en la plantilla.

La **Plantilla de Producción Submarina** puede ser usada dependiendo de las condiciones del yacimiento, este equipo es instalado sobre el lecho marino y su diseño depende básicamente del número de pozos albergados y de la capacidad del equipo de instalación.

Los arboles de cada pozo son conectados al recolector interno y las líneas de descarga de las platillas son conectadas directamente a los risers. Al finalizar la instalación del sistema se coloca una estructura metálica que sirve como capa protectora.

Como se mencionó, este tipo de sistemas no tienen una aplicación a gran escala en la actualidad en las arquitecturas submarinas, pero cuenta con grandes características que lo convierten en un buen equipo a considerar.

Entre las características más importantes de este quipo encontramos: no requiere de jumpers externos a la plantilla, la conexión entre árboles y **Manifold** es a través de un puente estrangulador, y todo el equipo de producción se encuentra conjunto en ese sistema dando ventajas en tiempos de instalación y operación.

Generalmente cuando se usa una **Plantilla de Producción Submarina**, los pozos son perforados direccionales con el fin de abarcar un gran volumen en el yacimiento. En la figura 4.6 se muestra una **Plantilla de Producción Submarina** que contiene nueve pozos con sus respectivos árboles. submarinos. **(Imagen 5.43.)**.

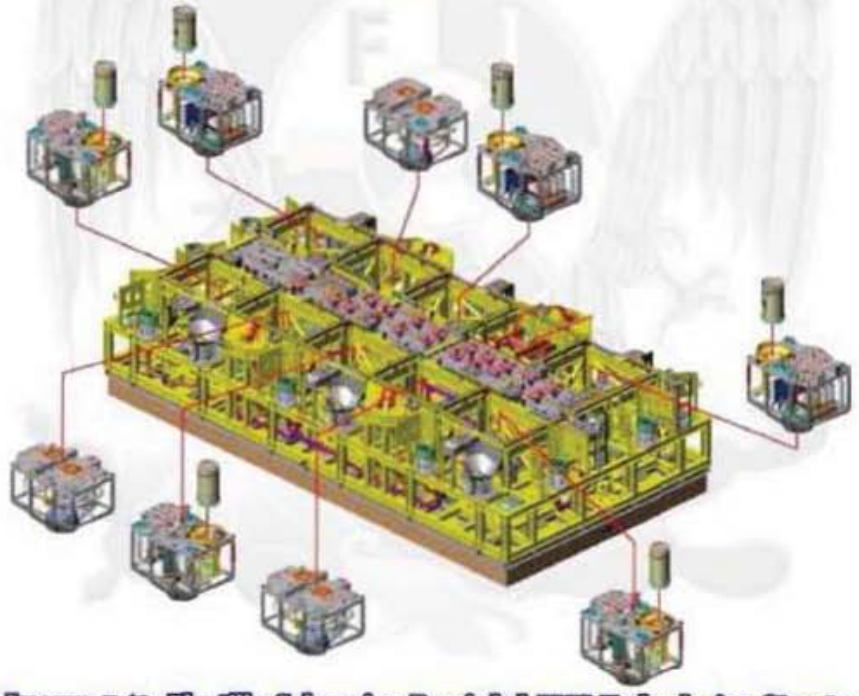


Imagen 5.43. Plantilla Submarina Propiedad FMC Technologies. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.5.3. PLEM, PIPE LINE END MANIFOLD.

El **PLEM o "Pipe Line end Manifold"** es un equipo de colección y distribución submarina que consiste en un conjunto de válvulas, tuberías y puntos de conexión cuya función es la de unir el flujo de solo dos pozos. En realidad, este componente es un **Manifold** de diseño simple que solo tiene dos entradas y una salida **(Imagen 5.44.)**.

El **PLEM o "Pipe Line end Manifold"** es un equipo submarino muy utilizado en campos pequeños y cuenta con una amplia flexibilidad operacional. Una de las grandes ventajas de este equipo es que se conecta directamente con la tubería de producción.

El **PLEM o "Pipe Line end Manifold"** Logra recolectar el flujo de 2 pozos.
Su función es unir el flujo de dos o tres pozos al ducto principal de recolección y para su operación cuenta con conexiones y válvulas.

Imagen 5.44. Pipeline End Manifold.
(Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



5.5.4. PRINCIPALES CÓDIGOS Y ESTÁNDAR PARA LOS EQUIPOS RECOLECTORES DE PRODUCCIÓN.

- ISO 13628-15 Estructuras submarinas y colectores (2011).
- ISO 13628-1 Requisitos generales y recomendaciones.
- Estructura de acero: Euro-código 3.
- NORSOK U-001
- ASME B 31.3 (Tuberías de proceso).
- ASME B 31.8 (Tubería de transmisión de gas).
- DNV-OS-F101 (Sistemas de tuberías submarinas).
- BS8010 Parte 3.
- Normas DNV para la planificación y ejecución de operaciones marinas.

5.5.5. MODELOS DE LOS EQUIPOS RECOLECTORES DE PRODUCCIÓN SUBMARINA EN NORUEGA.

Este es el diseño de Noruega y es algo diferente a otros diseños del mundo, la estructura es diferente por dos motivos (Imagen 5.45).

El primero es porque en la imagen se ven las piernas y el techo o tapas que impiden que las redes de pesca se atoren, la especificación al hacerla es que sean estructuras amigables a la pesca esto evidentemente porque no son aguas ultra profundas si no someras.

El segundo es que en este tipo de Manifold que esta con el Compresor Marítimo, se pueden instalar los Árboles de Navidad, se coloca cada Árboles de Navidad en cada tapa y queda todo completamente centralizado mientras que en otras partes del mundo la idea es que sea completamente descentralizado. Por estándar en el Mar del Norte es centralizado.

El modelo estándar de Manifold y Compresor Marítimo es utilizado principalmente en la Plataforma Continental Noruega NCS es el tipo de 4 ranuras.

El principal contratista submarino EPC tiene su diseño estándar de 4 ranuras.

El módulo colector será la interfaz entre el fluido del pozo y la tubería o sistema de distribución a las instalaciones del proceso.

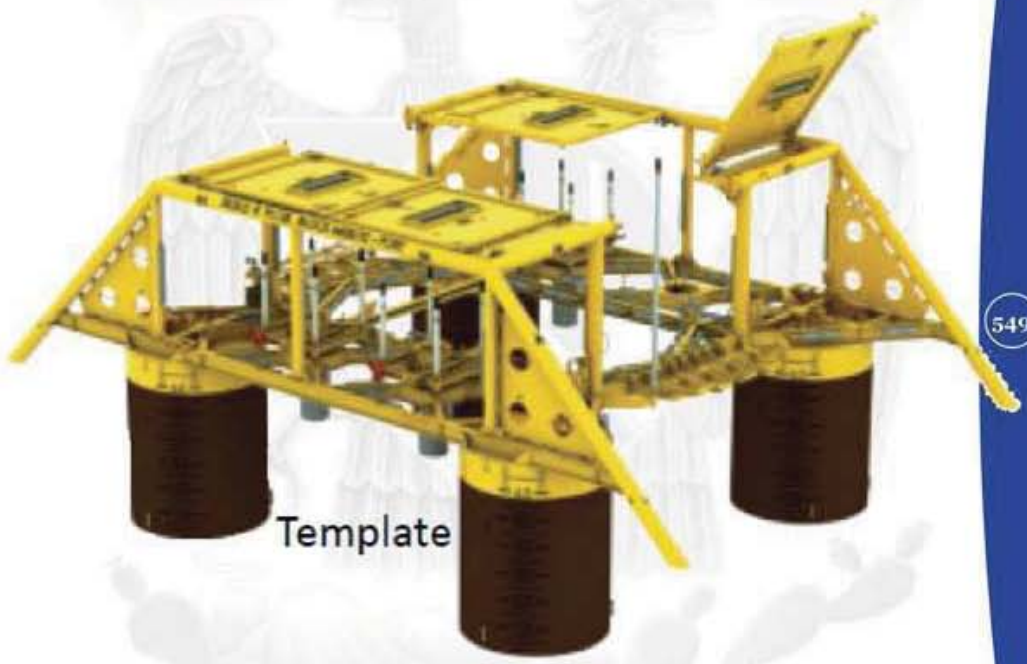


Imagen 5.45. Modelos de Manifold y Compresor Marítimo Noruegos. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.6. DUCTOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN SUBMARINA.

Estos ductos de transporte y distribución se dividen en dos tipos los que están dentro del campo y fuera del campo como se muestra en el siguiente diagrama. (Imagen 5.46).





Imagen 5.46. Ductos de Transporte y Distribución.

5.6.1. JUMPER O LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN.

Los **Jumper o Sistemas de Interconexión** son aquellos que conectan la cabeza del pozo con los distintos equipos submarinos que se disponen en el fondo marino, previamente a la conexión con las estructuras flotantes o de tierra. Estos sistemas tienen tipologías específicas dependiendo de la zona de operación.

En la Plataforma Continental Noruega, la mayoría de los campos submarinos se usan **Jumper o Sistemas de Interconexión** con las plantillas de Producción y Manifolds. Estos **Jumper o Sistemas de Interconexión** se da entre los diferentes cabezales de pozo y con líneas existentes de transporte. Los **Jumper o Sistemas de Interconexión** entre los equipos se puede hacer con conectores horizontales o verticales como se vio en el Capítulo 3. La preferencia en las costas Noruegas es la de utilizar sistemas de conexión horizontal por su menor altura en el fondo marino y porque ensamblan con la gravedad.

Los ROV ayudan a los **Jumper o Sistemas de Interconexión** a que sean instalados desde la vertical, descendiendo desde la plataforma o buque de instalación y son operados desde la plataforma offshore..

De esta forma gracias al ROV el eje de entrada del conector queda orientado en dirección vertical, lo mismo sucede en caso de una conexión Horizontal.

Los **Jumper o Sistemas de Interconexión** vertical necesitan un cuello de cisne para aportar suficiente flexibilidad en la conexión para absorber las expansiones térmicas y las tolerancias de fabricación. **(Imagen 5.47.)**.

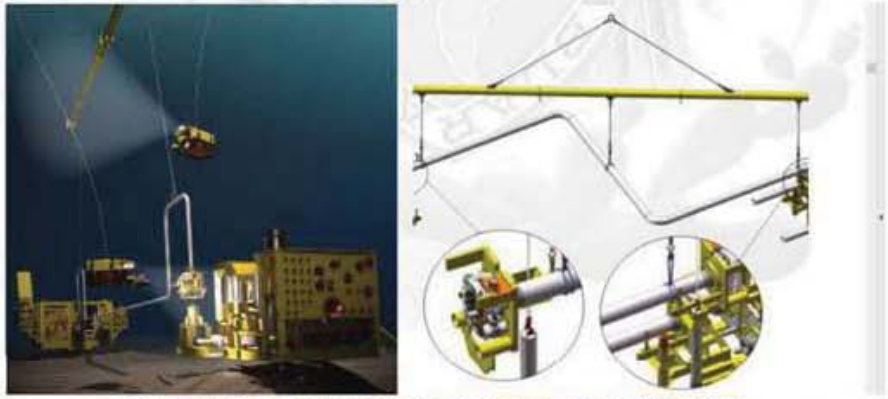


Imagen 5.47. Sistemas de Interconexión Submarina. Sistema Vertical (izq.) y Sistema Horizontal (der.). (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

Las conexiones pueden ser: Árbol-Manifold, Manifold-Ductos, Manifold-PLET, ILS-PLERT etc). Es una tubería rígida o flexible encargada de conectar la producción entre equipos. Puede ser vertical u Horizontal u configuración en "U" y "M" permite amortiguar el cambio térmico y esfuerzos.

Existen dos tipos de **Jumper o Sistemas de Interconexión** que se utilizan en los sistemas submarinos de producción, uno es el jumper de pozo y el otro el **Jumper o Sistemas de Interconexión** de línea de flujo. El primero se encarga de unir y llevar el flujo de un pozo submarino a un manifold; por otro lado, el jumper de línea de flujo se encarga de unir el manifold con una línea de producción.

Los **Jumper o Sistemas de Interconexión** son árboles, manifolds, PLEMs, PLETs, boosters, módulos para tie-ins, SDUs, etc. **(Imagen 5.48.)**

Algunas funciones de los **Jumper o Sistemas de Interconexión** es contener las presiones de trabajo, amortiguar una mala conexión entre los diferentes equipos debido a la expansión o contracción térmica y a aislamiento para la prevención de hidratos.



Imagen 5.48. Jumper. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.6.2. FLET Y PLET-FLOW LINE END TERMINATION Y PIPE LINE END TERMINATION.

Son conectores entre ductos internos hacia la línea principal de producción del campo.

El **FLET, "Flow Line End Termination" y el PLET "Pipe Line End Termination"** son equipos cuya función es proveer un punto de conexión entre un Jumper o Sistema de Interconexión de línea de flujo proveniente de un equipo con un ductor de producción principal hacia la plataforma o tierra.

La única diferencia entre estos dos es que el **FLET** se dedica a la conexión dentro de un mismo campo y el **PLET** para unir la línea de producción entre dos campos.
Los **PLET** se colocan a continuación de los manifolds para la conexión a los risers de producción.

FLET "Flowline end Termination" para unir la producción dentro del campo.
PLET "Pipe Line End Termination" para unir la producción entre dos campos. **(Imagen 5.49.).**



Imagen 5.49. FLET / PLET. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.6.3. IN LINE SLED.

El **In Line Sled** es un equipo que es utilizado como punto de conexión del ducto principal de producción que permite la incorporación de un pozo a una corriente de hidrocarburos de otros campos.

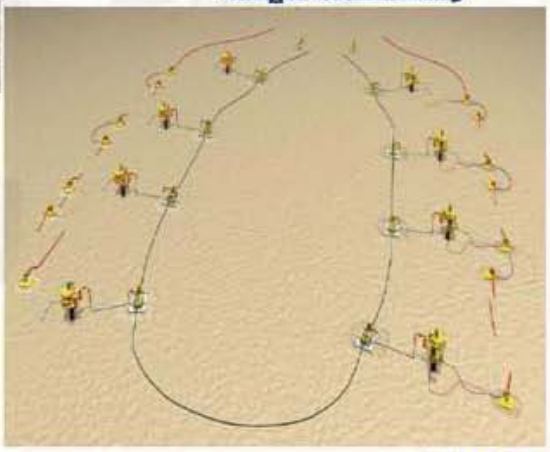
El **In Line Sled** se instala junto con la línea de flujo o de producción y puede ser configurada para conectarse con jumpers horizontales o verticales. Este se utiliza principalmente, en la extensión de campos o en la conexión de pozos aislados.

Es un equipo que va sobre el ducto de producción principal y permite la incorporación de la producción de un pozo.

Se puede instalar las veces que sea necesario dependiendo del desarrollo del campo y el número de pozos que se desee incorporar. **(Imagen 5.50.).**



Imagen 5.50. In Line Sled. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)



5.6.4. RISERS.

Un **Risers** es una tubería flexible que transporta los hidrocarburos del lecho marino a hacia una plataforma semisumergible, plataformas flotantes, barcos de procesamiento y almacenamiento y FPSO.

Los factores a considerar para la selección de un **Risers** son:

- ASME B 31.3 (Tuberías de proceso).
- Las condiciones climatológicas.
- La profundidad de trabajo.
- El oleaje.
- Las corrientes submarinas.
- Tipo de instalación superficial.
- Tipo de fluido producido.
- Temperatura y presión de trabajo.
- Características del yacimiento.
- Tipo de plataforma.

En la actualidad, existen diversos tipos de **Risers** que son empleados dependiendo de los factores antes mencionados, principalmente dependen del tirante de agua y condiciones meteorológicas, estos tipos de **Risers** son:

Riser Rígido Tensionado (TTR): Consiste en una TR sencilla y una TR interna. Este tipo de riser fue ocupado en las primeras instalaciones de producción submarina, y trabajaban en conjunto con árboles superficiales y con submarinos. Los riser tensionados tienen dos tipos de arreglos el sistema de barril sencillo, el cual consiste en una tubería de revestimiento sencilla y una tubería de producción interna; y el sistema de doble barril, que consiste en dos tuberías de revestimiento concéntricas junto con la tubería de producción. El uso de estos arreglos depende de los requerimientos de intervención y reparaciones, la presión del yacimiento, tirante de agua, el factor económico y la seguridad. **(Imagen 5.51.).**

Riser Flexible: Puede ser utilizado en aguas más profundas, ya que este incluye materiales compuestos, aislamiento térmico y nuevas configuraciones con el fin de reducir el peso y las cargas. En la actualidad, estos risers están diseñados para trabajar a una profundidad no mayor de 2000 metros para líneas de hasta 6 pulgadas y de 1500 metros para risers con un diámetro de hasta 10 pulgadas, las configuraciones utilizadas para estos riser son: Lazy wave, Steep wave, y Lazy S; el uso de estas configuraciones depende de la profundidad de trabajo, el grado de movimiento de la unidad flotante, las condiciones ambientales y las restricciones de trabajo. **(Imagen 5.52.).**

Riser de Catenaria en Acero (SCR): Es una tubería de acero colgada desde la plataforma en forma de catenaria que a su vez es una alternativa considerable para la producción en aguas ultraprofundas, y especialmente cuando se utilizan plataformas semisumergibles. Las configuraciones generales de tubería son tres: tubería sencilla de acero, tubería sencilla de acero con aislamiento húmedo y la tubería de doble barril con aislamiento seco. **(Imagen 5.53.).**

Riser Híbrido: Consisten en un conjunto de tuberías de acero verticales soportadas mediante flotadores externos y jumpers flexibles que fungen como la interface entre la parte superior del riser y la unidad flotante.
Se utilizan en ambientes donde el movimiento de levantamiento es elevado, se considera que existen hasta la fecha tres generaciones de risers híbridos, que van mejorando de acuerdo a su generación. La ventaja de este tipo de riser incluyendo todas sus generaciones son: que reduce las cargas de fatiga, permite la fácil incorporación de la técnica de bombeo neumático y que pueden ser utilizados tanto en plataformas instaladas en aguas someras como en aguas profundas. **(Imagen 5.54.).**

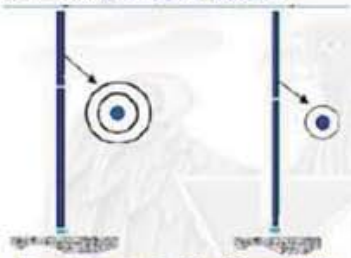


Imagen 5.51. Configuración Riser Rígido Tensionado TTR, Riser de Doble Barril Izquierda y Riser de un solo Barril Derecha



Imagen 5.53. Configuración Riser de Catenaria en Acero SCR.



Imagen 5.52. Configuración Riser Flexible.

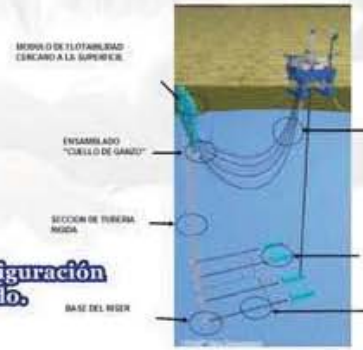


Imagen 5.54. Configuración Riser Híbrido.

5.6.5. DUCTOS O LÍNEAS DE PRODUCCIÓN.

Los **Ductos o Líneas de Producción** son tuberías con características especiales encargadas de la distribución de la producción sobre el lecho marino desde el equipamiento submarino hasta los risers o instalaciones en tierra. En la industria costa afuera podemos entender dos tipos de ductos que son las líneas de flujo (flowlines) que llevan la producción dentro del campo o arquitectura, y las líneas de producción principales (pipelines) que se encargan de transportar el hidrocarburo fuera de la arquitectura hacia la plataforma o tierra.

Los **Ductos o Líneas de Producción** principales son un sistema de tuberías conectado en grandes longitudes, por lo general enterradas o sentadas en el fondo marino, que se utilizan para el transporte del gas, petróleo y productos derivados del mismo. Su función principal es el transporte de aceite y gas a las instalaciones convenientes (generalmente tierra). Estas líneas son de diámetros grandes, trabajan a baja presión y transportan los productos que ya han pasado a través de la arquitectura o instalación principal.

Para el diseño de este tipo de **Ductos o Líneas de Producción** se debe de tomar en cuenta varios factores como son: la batimetría del lecho marino, tipo de fluido transportado, crestas y taludes continentales, la inestabilidad del lecho marino, las condiciones de corrosión del medio en que se encuentran, la actividad sísmica, temperatura, así como la presión interna y externa de dichas tuberías, entre otros.

Los **Ductos o Líneas de Producción** en cambio, presentan un diámetro menor que las tuberías principales de producción, ya que el flujo dentro de estas líneas es menor. Generalmente estos tipos de tuberías usan instrumentación para con ello conocer las características del fluido; presión, temperatura, gasto, viscosidad, etc.

Los factores que intervienen en el diseño de estos tipos de líneas son: Método de instalación, condiciones del lecho marino, presión y temperatura, objetivo del área, configuración de las terminaciones de las líneas de flujo, cargas de operación y de instalación, y el tipo de fluido producido. **(Imagen 5.55.)**.

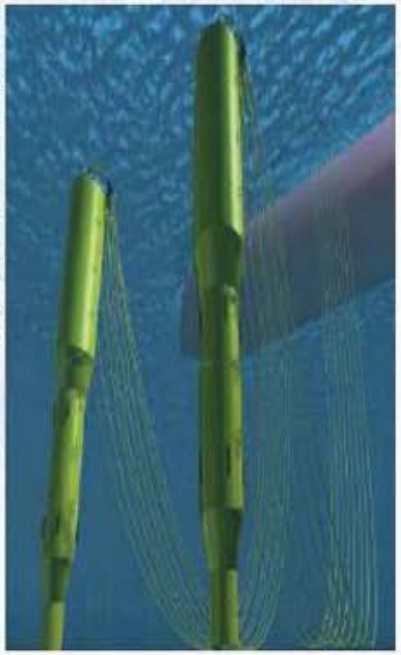


Imagen 5.55. Ductos.

5.7. SISTEMAS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN SUBMARINA (SPCS).

Ahora pasamos a la parte electrónica que no tiene nada de mecánica, muchos consideran que los sistemas de control es la parte más sofisticada del área submarina, pero es con el área electrónica en la que controlan y modulan todas las diferentes áreas.



Lo que más falla en el área submarina son los sistemas de control que se encuentras en lugares llamados **"Cuartos Blancos"** que son cuartos aislados completamente blancos y de plástico en donde los operadores están totalmente protegidos con trajes especiales. Estos trajes especiales se usan debido al manejo de tarjetas electrónicas con las que se dan comandos especiales y a estas tarjetas electrónicas no les puede caer polvo porque de lo contrario fallan.

Desde este lugar se hacen todas las operaciones en el desarrollo submarino aunque también tiene sus limitaciones, por ejemplo, el reto de todas las compañías del mundo es crear **Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad** rentables y duraderos, si uno de los árboles o módulos falla lo mejor es dejarlo así hasta que acabe su vida útil, aunque muchas compañías creen que es bueno sacarlos y darles mantenimiento, pero cuando sacas el árbol y lo mueves es más probable que falle otra vez cuando se instale de nuevo.

Los **SPCS** son un conjunto de equipos y sistemas submarinos y superficiales que controlan y dan energía para la operación y desempeño de los equipos submarinos. El propósito principal del **SPCS** es controlar un **Sistema de Producción Submarino** durante el funcionamiento. El SPCS también contribuirá a mantener con seguridad el flujo de hidrocarburos desde una instalación submarina.

Un sistema de distribución consistirá en un grupo de productos que proporcionará el enlace / interacción entre los **Sistemas de Control de Producción Submarinos** y el **Sistema de Control de la Parte Superior** a través de un sistema umbilical.

En la siguiente imagen se describe el proceso de un **Sistemas de Control de Producción Submarinos** El sistema de control tiene dos partes, una es la que se encuentra todo los submarino como el Manifold y árboles, estos se van a comunicar vía el umbilical conectándose con el sistema de control que está en el Top Side o superficie. Esta es la parte fundamental de coordinación y funcionalidad de los sistemas de control de los árboles **(Imagen 5.57.)**.

A veces en el área de sistemas de control hay Manifold que les llaman "Manifolds estúpidos" esto es un Manifolds sin sistemas de control porque todo se controla desde el árbol, siempre debe haber un sistema de control debajo del agua que este en el Manifold o en el árbol, el otro sistema de control está en el Top Side o en la plataforma. Los sistemas de control funcionan como se representa en la siguiente figura: **(Imagen 5.56.)**.



Imagen 5.56. Sistemas de Control



Imagen 5.57. Diagrama de Operación de los Sistemas de Control Submarino y Superficial.

5.7.1. TIPOS DE SCPS SUPERFICIALES.

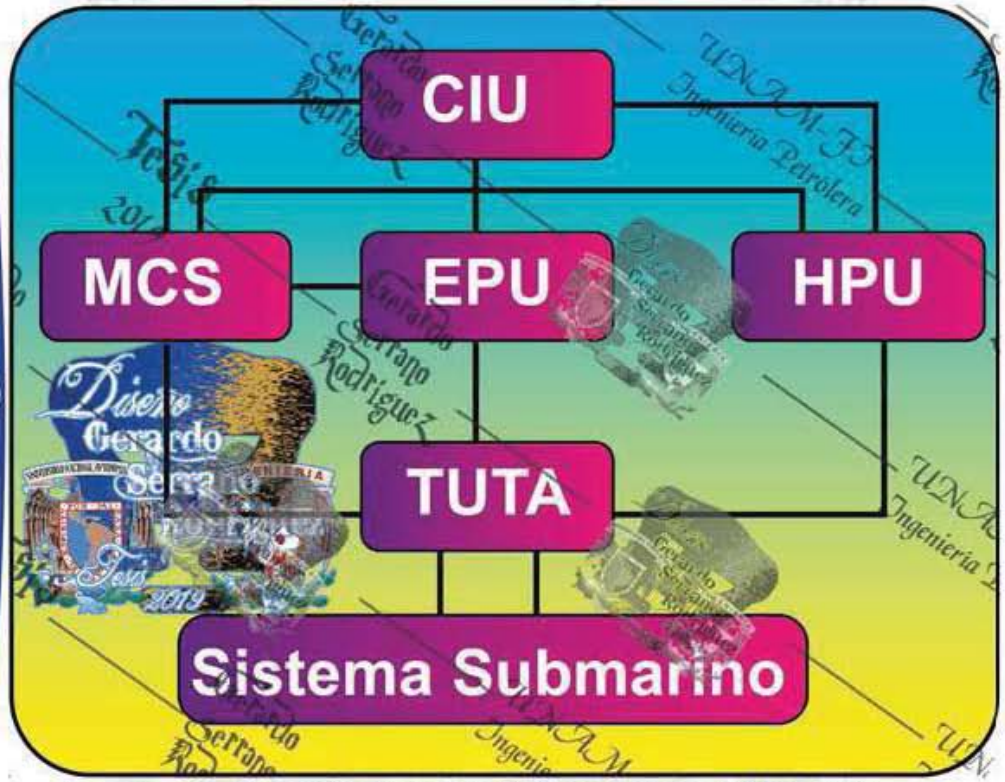


Imagen 5.58. Sistema de Control en la Parte Superior del Top Side.

Estación Maestra de Control (MCS): Interfaz entre el operador y el sistema submarino (SCM, sensor, etc.). Esto es necesario para cualquier sistema multiplexado hidráulico.
La estación maestra de control es el cerebro de cualquier sistema de control ya provee el control y monitoreo de todo el sistema, incluyendo instalaciones superficiales y submarinas. El MCS tiene las siguientes funciones:

- Tipo de plataforma.
- Generar comandos de control para la operación de la entrada de energía (hidráulica y/o eléctrica) transmitiéndola a los equipos de control submarino.
- Desplegar información de los equipos submarinos.
- Implementar enlaces entre los sistemas.
- Ejecutar paro ya sea en la perforación, producción o de emergencia.
- Monitorear funciones y alarmas en condiciones específicas.
- Registrar datos.

La estación se conecta a las consolas de control en donde será controlado por medio de un sistema computarizado. EL MCS está constituido por dos sistemas separados que trabajan simultáneamente, uno monitoreando los sistemas superficiales y el otro los submarinos. (Imagen 5.59.).



Imagen 5.59. Estación Maestra de Control (MCS)

Unidad de Potencia Eléctrica (EPU): Este sistema controla y proporciona la potencia necesaria a la voltaje y frecuencia requerida al sistema submarino.

La unidad de potencia eléctrica es la encarga de suministrar y proveer la energía, no solo a los equipos submarinos de control, sino también a los superficiales como son la estación maestra de control (MCS) y la unidad de potencia hidráulica (HPU). Este sistema recibe la energía de una unidad de suministro llamada UPS; el sistema recibe la energía y la suministra en forma controlada en dos partes, una es enviada a los sistemas submarinos y la otra a los superficiales. Se observa el mecanismo de suministro de energía eléctrica. **(Imagen 5.60.).**

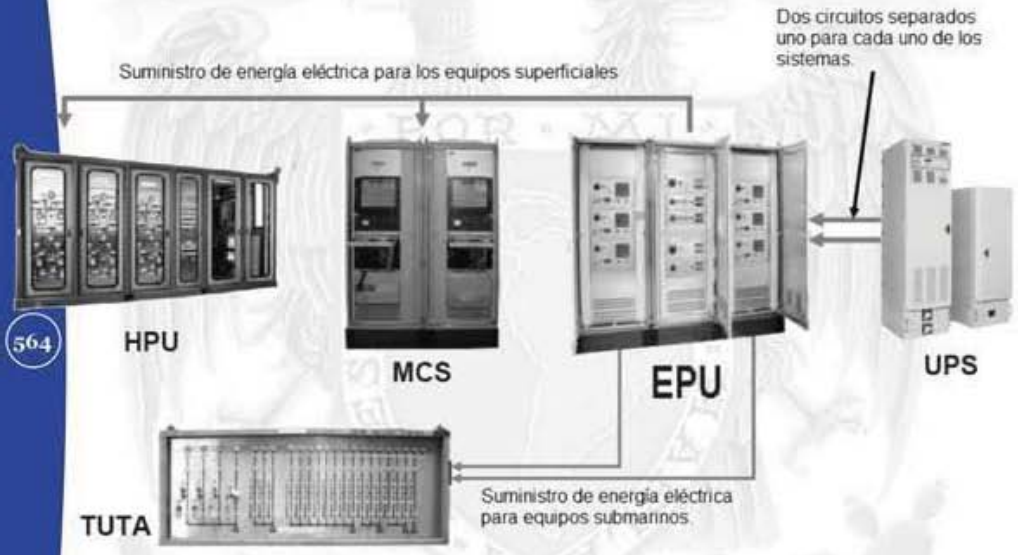


Imagen 5.60. Suministro de Energía Eléctrica en los Sistemas de Control Superficial.

Las energías suministradas a los equipos submarinos pueden ser dobles o simples, como se observa en la figura anterior; esto depende de cada diseño. Así mismo el diseño de estos módulos se hace en forma separada con un modelo encerrado, cada uno de estos módulos cuenta con dispositivos que monitorean y protegen el equipo. Están localizados generalmente en cuartos especiales, cuya área es no peligrosa; esto con el fin de tener eventos seguros en la operación

Unidad de Potencia Hidráulica (HPU): Este sistema proporcionará la presión requerida de un fluido hidráulico para operar remotamente válvulas submarinas. Las presiones de funcionamiento típicas son LP: 345 bar y HP: 690 bar.
La unidad de potencia hidráulica es la encargada de suministrar a los equipos de control el fluido hidráulico a baja y alta presión. El HPU es independiente a los demás equipos de control superficial; su diseño al igual que la mayoría de los equipos depende de las necesidades que se tengan en el control de la producción.

Está constituido por unidades de bombas manejadas eléctricamente, tanques de suministro y de retorno de fluido, filtros dobles, acumuladores, instrumentación de control para cada línea hidráulica de baja y alta presión (válvulas, medidores, etc.) y paneles de control que permiten que las operaciones dentro del HPU se realicen.

El tanque de suministro de la unidad de potencia hidráulica contiene el fluido hidráulico, que está formado generalmente de una mezcla de agua con aditivos. El fluido hidráulico es bombeado del tanque a los acumuladores y posteriormente es enviado a un ensamble de terminación. Se tiene la configuración de una unidad de potencia hidráulica. **(Imagen 5.61.).**

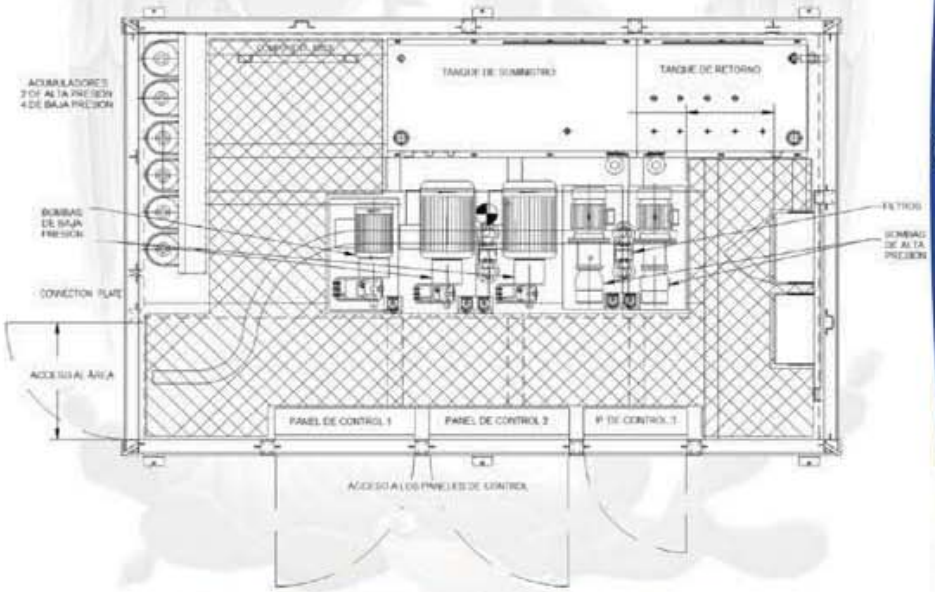


Imagen 5.61. Vista en Planta de una Unidad de Potencia Hidráulica (HPU).

Unidad de Inyección Química (CIU): La inyección de químicos forma parte importante dentro de un sistema submarino de producción con el fin de prevenir la formación de factores que afectan a la producción.

En la industria petrolera los requerimientos en equipos de inyección de químicos son muy diversos, esto depende de las características y propiedades de los fluidos producidos, localización, el número de químicos que se utilizaran, puntos de inyección, pero el desafío más importante son las condiciones del lecho marino.

Una CIU es un equipo superficial que se encarga de suministrar con un control específico los químicos inyectados al equipamiento submarino. Esta unidad está constituida principalmente por tanques, válvulas, medidores, paneles de control, y bombas que se encargan de impulsar los químicos; la cantidad y capacidades del equipo antes mencionado depende básicamente de los requerimientos del proyecto de aseguramiento de flujo.

Topside Umbilical Termination Unid (TUTA): Es el que se encarga de juntar toda la información de los sistemas de control submarinos a la superficie o Topside.

La unidad superficial de terminación del umbilical es un equipo de control localizado en la superficie con el fin de proveer la interface entre los equipos de control superficiales (tales como HPU, EPU y CIU) y el umbilical.
Las TUTA está compuesta por un conjunto de tubos, bloque de válvulas, entradas hidráulicas, e instrumentación que tienen como función dirigir los fluidos químicos e hidráulicos al umbilical. Así mismo esta unidad incorpora módulos de conexión para los cables de energía eléctrica y los de comunicación. Las características que deben de tener las unidades de terminación del umbilical superficiales son:

- Terminaciones hidráulicas, eléctricas y químicas.
- Mampara de interface entre las terminaciones hidráulicas y químicas.
- Válvulas con monitoreo para las líneas hidráulicas y químicas.
- Conexiones eléctricas de comunicación y suministro.
- Conexiones de líneas hidráulicas y eléctricas.

Todos los equipos superficiales de control mencionados anteriormente son conectados a esta unidad de terminación.

5.7.2. SISTEMA UMBILICAL.

Los **Umbilicales** son dispositivos de control que se encargan de transportar señales desde superficie hasta el fondo marino, interconectando los sistemas superficiales con los sistemas submarinos de control.

El **Umbilicales** es una tubería gigantesca de varios kilómetros donde la producción no tiene mayor ciencia y no tiene ninguna parte movible ni nada mecánico, la parte más sofisticada del **Umbilicales** puede ser su espesor ya que varía dependiendo de la profundidad, calcular el espesor de las tuberías es lo más complicado.

Los **Umbilicales** tiene una parte estática y una dinámica, la dinámica es la que tiene cierto movimiento y la estática es la parte que ya está en el fondo del lecho marino, constantemente se tiene que hacer una producción continua de estas tuberías que deben tener el espesor correcto, la distancia correcta para que cuando sea instalado la parte estática y dinámica queden en la parte correcta.

Actualmente solo son tres las compañías que hacen umbilicales que son Arkersolutions, NexSam y Sopsyseven.

El **Sistema Umbilical** reunirá todas las líneas hidráulicas, eléctricas, de inyección química y de fibra óptica que se utilizarán en equipos submarinos. El **Umbilicales** será el enlace entre la instalación / plataforma / instalaciones submarinas.

El umbilical es el ensamble de líneas hidráulicas, líneas de inyección de químicos, cables eléctricos y de fibra óptica, que tienen como función:

- Terminaciones hidráulicas, eléctricas y químicas.
- Conectar los equipos de control superficiales y los submarinos.
- Enviar y transportar la energía hidráulica y/o eléctrica, la inyección de químicos (si se requiere) y señales de comunicación al equipamiento submarino.
- Enviar y transportar señales de monitoreo (medidores de flujo, presión y temperatura, etc.) del equipamiento submarino a los equipos de control superficiales. **(Imagen 5.62.).**

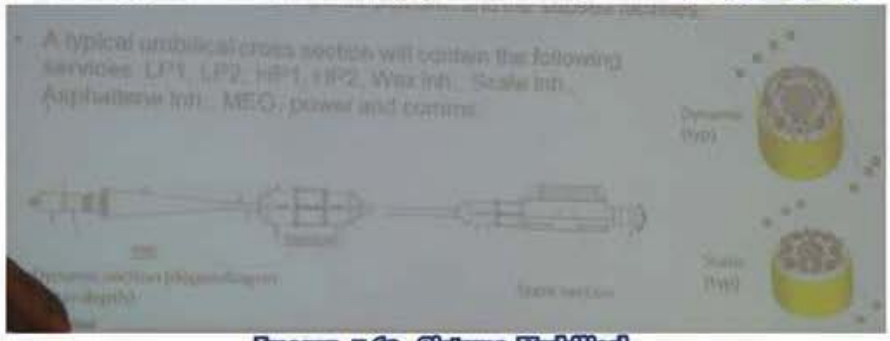


Imagen 5.62. Sistema Umbilical.

Los umbilicales pueden ser clasificados en dinámicos o estáticos, esto depende de donde se localicen en un sistema de control, se les llama dinámicos a aquellos umbilicales que son conectados desde la superficie hasta las SUTA; por otro lado, los estáticos son aquellos conectan las SUTAs con cualquier otro equipamiento submarino (ya sea de control o de producción). **(Imagen 5.63.).**



Imagen 5.63. Diferencia Entre los Umbilicales Estáticos y Dinámicos.

El diseño de los umbilicales y el número de estos dependen básicamente de cada proyecto, ya que cada campo o arquitectura es única y posee características especiales que afectan dicho diseño. Entre los factores que afectan encontramos: distancia de los equipos superficiales a los submarinos, presión y tamaño de trabajo de las líneas hidráulicas, número de funciones que controlan y monitorean, gastos, presiones y tipos de químicos en la inyección, los requerimientos de elementos eléctricos, y la vida de diseño.

Los umbilicales pueden ser simples o complejos, ya que su configuración puede estar constituida de uno o varios componentes que ayudaran a realizar las funciones de dicho umbilical, esto dependerá de los requerimientos del proyecto del sistema de control. Entre los principales componentes encontramos:

1. Tubos de Metal: Este componente se ha convertido en la solución preferida en varios proyectos de aguas profundas tanto de control hidráulico como en inyección de químicos. La función de los tubos de acero en un umbilical es el de proveer el fluido hidráulico para la operación de válvulas de los árboles o equipamiento submarino; así mismo, permiten transportar los fluidos de inyección de químicos en el sistema de flujo de producción.

Estas líneas hidráulicas son utilizadas a grandes profundidades de tirante de agua, proveen un mayor tiempo de respuesta en comparación con los tubos termoplásticos, y son diseñados para trabajar a altas presiones. Los tubos de acero están disponibles en varios tamaños dependiendo de su diseño, su fabricación puede comprender de varios tipos de acero que incluyen características especiales como, de acero súper dúplex, acero inoxidable, acero con revestimiento de zinc, entre otros.

2. Tubos Termoplásticos: Los tubos termoplásticos son un tipo de manguera que al igual que los tubos de acero son utilizados principalmente para el control hidráulico. Este tipo de material provee un costo efectivo para la fabricación de umbilicales electro-hidráulicos. Los rangos de tamaños de diámetros para estas mangueras van desde 1/4" hasta 2 1/2". Estos tubos están constituidos por una capa interna fabricada de nylon, una capa que contiene la presión fabricada de fibra aramídica, y una capa externa que al igual que la interna es hecha de nylon. Hoy en día gracias a nuevos descubrimientos tecnológicos existen tubos termoplásticos que permiten la inyección de químicos en aguas profundas.

3. Cables Eléctricos: Los cables eléctricos en un umbilical de control de la producción tienen como función proporcionar la energía eléctrica al módulo de control de cada equipo con el fin de transmitir información y monitorear la presión/temperatura, flujo, posicionamiento de las válvulas, etc. Estos cables eléctricos están formados por cables conductores trenzados de cobre, una capa que separa los cables conductores, una capa de ajuste, y una capa de protección.

4. Cables de Fibra Óptica: Estos cables tienen la función de transmitir inmediatamente la información (datos) desde las unidades submarinas hasta la superficie, teniendo un protocolo de comunicación entre la superficie y el lecho marino. Estos cables tienen aplicación en medidores de flujo, presión y temperatura, sistemas de bombeo multifásico, sistemas de separación submarina, etc. Los cables de fibra óptica pueden contener de 1 a 72 fibras individuales y son fabricados a partir de sílice. Lo cables se encuentran contenidos en un tubo metálico hermético, que a la vez es cubierto por capas de polietileno y acero galvanizado.

Se observa un ejemplo de la configuración de un umbilical. **(Imagen 5.64.).**



NUMERO	DESCRIPCION
1	Dos líneas de HP y dos líneas de LP para control hidráulico.
2	Una línea para el espacio anular y una más disponible.
3	Líneas para inyección de metano.
4	Líneas para inyección de inhibidores.
5	Tres cables de energía (eléctrica) y uno más disponible.
6	Tres cables de comunicación y uno más disponible.

Imagen 5.64. Configuración de un Umbilical.

5.7.3. CABLES DE CONEXIÓN HIDRÁULICOS Y ELÉCTRICOS.

Son mangueras de conexión eléctricas e hidráulicas (independientes), tienen la función de conectar el sistema de control submarino con el equipamiento submarino de producción (arboles, manifolds, etc.)

Los cables de conexión ("flying leads" por su nombre en inglés) son elementos parecidos a los umbilicales que se encargan de unir los sistemas de distribución con el equipamiento submarino (módulo de control), con el fin de conectar y tener comunicación entre los equipos de control que se encuentran instalados sobre el lecho marino **(Imagen 5.65.)**.

Estos cables al igual que los umbilicales son diseñados y fabricados dependiendo de los requerimientos de cada proyecto. Existen dos tipos de cables de conexión que son los hidráulicos y los eléctricos. Así como se mencionó, los hidráulicos se encargan de enviar la energía hidráulica para la apertura y cierre de válvulas o en la inyección de químicos, este tipo de cables pueden ser sintéticos (tubos termoplásticos) o de tubos de acero. Los eléctricos son aquellos que se encargan de la comunicación en el monitoreo de las funciones de cada equipamiento submarino.

Lo cables de conexión pueden ser desplegados desde unos pocos metros hasta cientos de metros aguantando profundidades de tirante de agua mayores a los 2000 m, su tamaño es de menor diámetro que la de los umbilicales y son instalados por medio de un ROV.

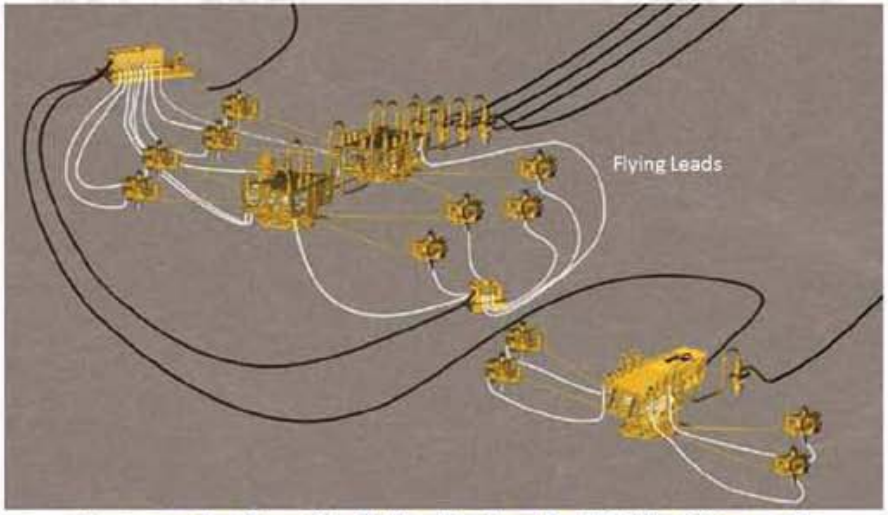


Imagen 5.65. Conexión de los Equipos de Distribución con el Equipamiento Submarino por Medio de Cables de Conexión (Flying Leads).

CABLES DE CONEXIÓN HIDRÁULICO.

El sistema de control controla la inyección de diferentes fluidos. Este sistema proporcionará fluido hidráulico usado para operar válvulas submarinas montadas típicamente en un XT y en un Manifold a través de un solenoide **(Imagen 5.66.)**.

Hay dos tipos de sistemas hidráulicos:

El Fluido de Retorno en Bucle Abierto de SCM: Es ventilado al mar.

El Fluido de Retorno en Bucle Cerrado: Es devuelto al depósito / tanque de HPU en la plataforma a través del umbilical.

En Noruega por estándar en el Mar del Norte forzosamente tiene que regresar a la plataforma.

En el umbilical tenemos dos tipos de líneas.

Sistema LP: El sistema de baja presión es típico de una barra de 345 y se utiliza para operar XT y válvulas de Manifold.

Sistema HP: El sistema de alta presión es típicamente un 690 bar y se utiliza para operar un DHSV / SCSSV.

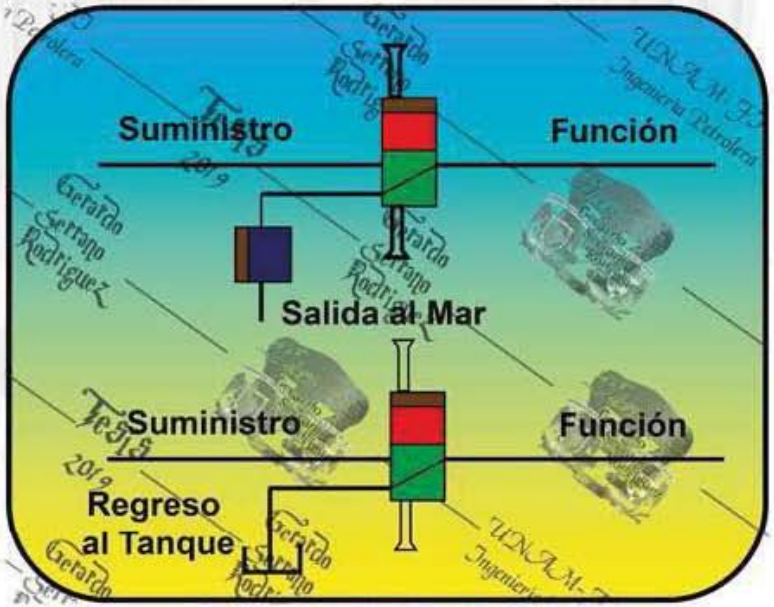


Imagen 5.66. Sistema Hidráulico de Control para la Inyección de Diferentes Fluidos.

CABLES DE CONEXIÓN ELÉCTRICOS.

Se encargan del suministro eléctrico y de comunicación para el monitoreo de las funciones del equipo.

5.7.4. TIPOS DE SCPS SUBMARINOS.

Los sistemas de control submarinos son equipos instalados sobre el lecho marino, estos equipos reciben la señal mandada por los equipos de la superficie, y de ahí son conectados a cada una de la instrumentación de control encontrados en los manifolds, arboles, etc. **(Imagen 5.67.)**.



Imagen 5.67. Sistema de Control en la Parte Inferior.

Módulo de Control Submarino (SCM):

El módulo de control submarino es conocido como el corazón de los sistemas y equipos submarinos ya que provee un sistema de control electro-hidráulico multiplexado que se encarga de controlar y monitorear el funcionamiento de las válvulas y equipos de monitorec que se encuentran en los equipos submarinos tales como árboles, manifolds, estranguladores, etc.
Este equipo de control es diseñado junto con los sistemas submarinos, ya que el diseño de este, depende de las válvulas y equipos de monitoreo que va a controlar. Dicho modulo es instalado sobre el equipamiento submarino (árbol y/o manifold submarino).
Existen diferentes tipos de módulos de control, pero la mayoría incluyen instrumentaciones eléctricas e hidráulicas, y líneas que proveen entrada y retorno de información, con el fin de operar los diferentes tipos de válvulas. La cantidad de instrumentación y de líneas depende del tipo de aplicación y de la cantidad de equipos y válvulas operadas. **(Imagen 5.68.)**, **(Imagen 5.69.)**.

Todos los componentes y circuitos electrónicos deben de ser encerracos con un llenado de gas atmosférico logrando una doble barrera, diseñado para proporcionar seguridad a ambientes severos y a grandes profundidades. **(Imagen 5.70.)**.

El módulo de control submarino comprende principalmente de los siguientes componentes:

- Modulo electrónico submarino (SEM)
- Válvulas de control direccional
- Conectores de alimentación (hidráulicos y eléctricos)
- Base y capa del modulo
- Mecanismos de cierre.
- Sensores y transmisores internos.
- Filtros.
- Acumuladores.



Imagen 5.68. Modulo de Control SCM en Manifold.











Imagen 5.69. Modulo de Control SCM en el Arbol de Navidad



Imagen 5.70. Modulo de Control Submarino (SCM) Propiedad Cameron.

Unidad de Distribución Submarina (SDU):

El sistema de distribución submarina provee la distribución de fluidos hidráulicos, químicos y/o la energía eléctrica que provienen de los umbilicales a cada uno de los equipos submarino en donde se tienen funciones de control; es decir la señal mandada por los umbilicales es recibida por el **SDU** y de ahí por medio los flying leads es enviada a cada Módulo de Control Submarino (SCM), o hacia las funciones del equipamiento submarino de producción.

La unidad de distribución submarina juega un papel importante en la conexión con los sistemas de control. Esta unidad de control está instalada sobre el lecho marino y su estructura es diseñada, probada y certificada para adaptarse a la manipulación de las diferentes cargas existentes en el fondo marino, así mimo debe tener convenientemente una garantía de corrosión.

El sistema de distribución hidráulica, toma los fluidos hidráulicos o químicos del umbilical, distribuyéndolo a múltiples puntos de acceso para suministrar todos los requerimientos de pozos y manifolds por medio de flying leads hidráulicos. Por otro lado, la unidad de distribución eléctrica distribuye la energía eléctrica y comunicación para cada módulo de control usando flying leads eléctricos. (Imagen 5.71.).



Imagen 5.71. SDU, Unidad de Distribución Submarina.

Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical (SUTA):

La unidad submarina de terminación del umbilical es un ensamble de equipos de conexión y distribución, cuyo fin es el de recibir la señal del umbilical y proveerlas a los módulos de control y a los equipos instalados en el lecho marino. El resultado del diseño e instalación de este sistema es que varios pozos o funciones de los equipos submarinos pueden ser controlados a partir de un solo umbilical que es terminado precisamente por el SUTA. Así mismo los SUTAs tienen la función de recibir la información de un umbilical principal y mandarla a otro SUTA por medio de un umbilical secundario, esto se realiza cuando se van a incorporar más pozos o cuando exista un crecimiento en la infraestructura submarina.

El diseño de esta unidad de control es de gran importancia ya que es el medio de comunicación de umbilicales y módulos de control. Consta con un sistema de cimentación que provee seguridad en el asentamiento de este equipo sobre el lecho marino.

Es importante destacar que los sistemas de distribución hidráulica y/o eléctrica (SDU) mencionados anteriormente forman parte de lo que es este ensamble de terminación. Los principales sistemas en la configuración de un SUTA son el sistema de distribución y el punto de conexión/terminación del umbilical conocido como UTH.

(Umbilical Termination Head). Estos componentes pueden desarrollarse en forma conjunta o separada, y son los que proveerán y suministrarán las señales mandadas por el umbilical. La conexión del umbilical a la UTH se hace por medio de conexión tipo canasta que distribuye la comunicación al SDU (en inglés se le conoce como stab and hinge over). **(Imagen 5.72.).**



Imagen 5.72. Configuración de un SUTA.

5.8. MÓDULOS DE OBSERVACIÓN PARA SISTEMAS DE CONTROL DE PRODUCCIÓN SUBMARINA (SCPS).

Así como en los otros equipos de producción submarina, existen diferentes factores que determinan el diseño y selección de los equipos, accesorios e instrumentación de un sistema de control. Entre estos factores están:

- Modulo electrónicc submarino (SEM)
- Estudios meteorológicos y oceanográficos.
- Condiciones del suelo marino
- Presión y temperatura de operación.
- Profundidad del agua.
- Numero de pozos.
- Tipo de pozo (gas, aceite, inyector)
- Tipo y número de funciones que serán monitoreadas.
- Accesorios y equipos que son controladas (válvulas, estranguladores, etc.)
- Variables de medición que se medirán con el sistema de control.
- Inyección de químicos.
- Tipo equipo superfcial e infraestructura.
- Distancia del equipo superficial al submarino.
- Requerimientos de respuesta.
- Filosofía de mantenimiento.
- Facilidades de reparación y mantenimiento.
- Posibilidad de conexiones futuras debido al crecimiento del campo.

Hay cinco **Tipos de Modulo de Control** para los **Sistemas de Control de Producción Submarina SPCS.**

- Modulo electrónicc submarino (SEM)
- Sistema Hidráulico Directo.
- Sistema Hidráulico Piloteado.
- Electricidad Directa.
- Sistemas Multiplex Electro Hidráulico (E-HMUX).
- Sistema con Todo Eléctrico.

El **Tipos de Modulo de Control** para los **Sistemas de Control de Producción Submarina SPCS** define el tipo de suministro eléctrico o hidráulico que requieren para operar.

Sistema Hidráulico Directo.

Tiene muy pocos componentes y eso significa menor costo. Los equipos son operados mediante señales hidráulicas enviadas directamente desde la superficie para cada una de las funciones. **(Imagen 5.73.).**

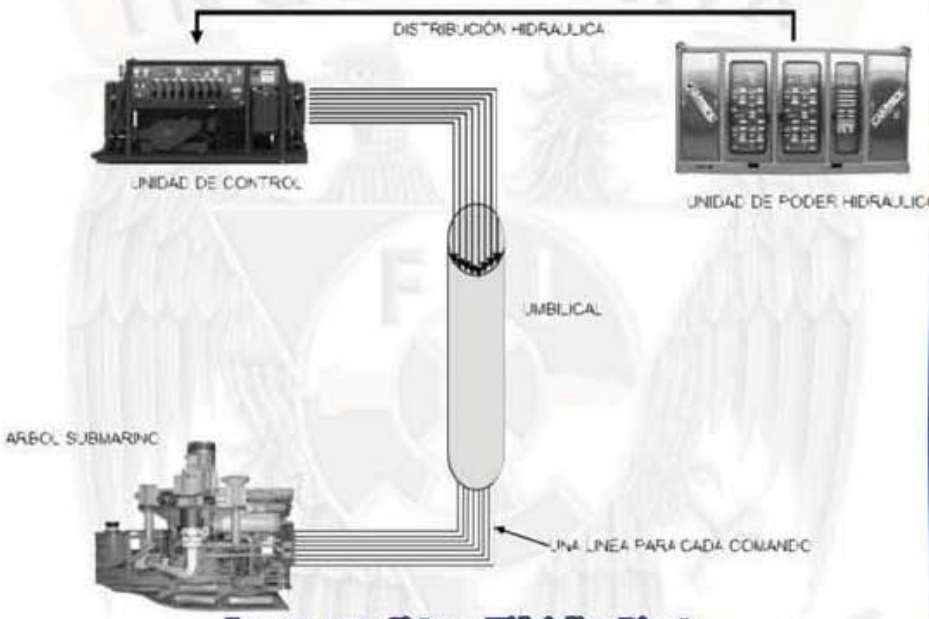


Imagen 5.73. Sistema Hidráulico Directo.

Sistema Hidráulico Piloteado.

El sistema controla un fluido hidráulico que opera una válvula intermedia encargada de controlar el suministro hidráulico para cada función. Su ventaja sobre el anterior es que da un mejor tiempo de respuesta y reduce los costos.

El sistema controla un fluido hidráulico que opera una válvula intermedia encargada de controlar el suministro hidráulico para cada función. Así mismo se utiliza acumuladores submarinos encargados de operar y controlar las diversas funciones. (Imagen 5.74.).

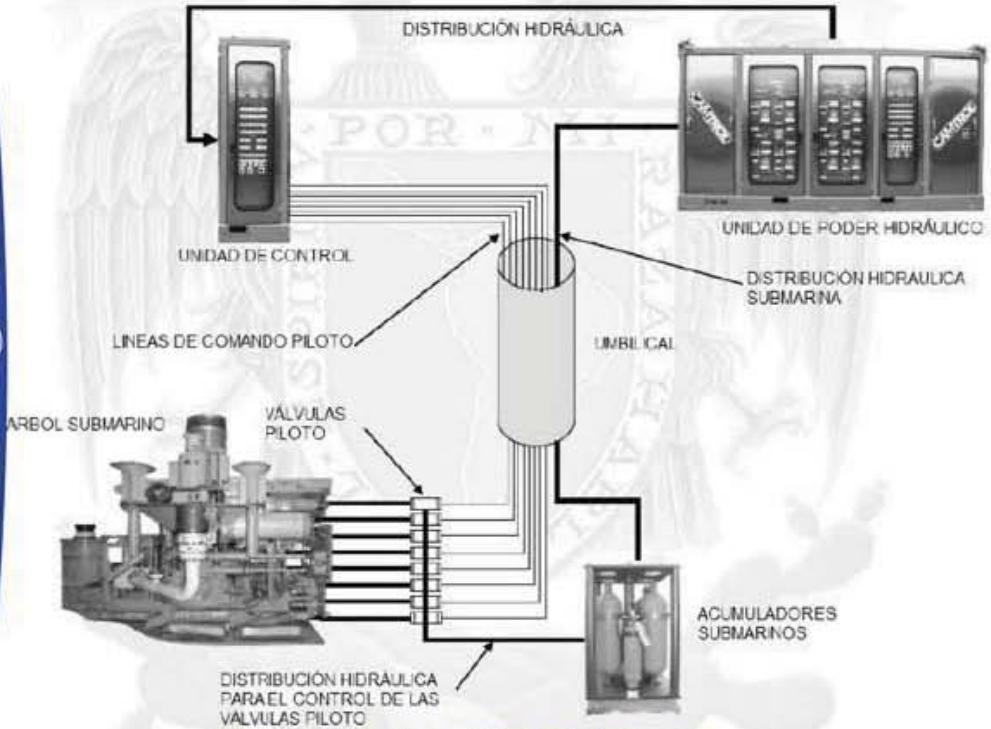


Imagen 5.74. Sistema Hidráulico Piloteado.

Electricidad Directa.

Se utiliza la energía eléctrica directa para accionar los equipos y enviar o recibir información del equipo submarino.

Sistemas Multiplex Electro Hidráulico (E-HMUX).

Por lo general en la actualidad se emplean únicamente sistemas de control eléctricos ya que el tiempo de respuesta es mucho más rápido y efectivo que los demás.
Maneja líneas de distribución hidráulicas y eléctricas para la operación y monitoreo de los equipos generando un tiempo de respuesta mucho más rápido que los otros tipos de control.

Este sistema tiene la ventaja de que varios equipos submarinos pueden ser controlados en la misma comunicación, por medio de líneas de distribución hidráulicas y eléctricas. En este sistema se utiliza el umbilical como comunicación entre procesador y procesador enviando y recibiendo información del equipo submarino.
Este sistema da el mejor tiempo de respuesta dando así menos limitaciones operacionales y mayor flexibilidad. Se requiere de un alto nivel de complejidad en el sistema, incrementando equipo superficial.

A continuación, se muestra la complejidad del funcionamiento de un sistema electro-hidráulico multiplexado. (Imagen 5.75.).



Imagen 5.75. Sistemas Multiplex Electro Hidráulico (E-HMUX).

Sistema con Todo Eléctrico.

Se utiliza la energía eléctrica para accionar los equipos y enviar o recibir información del equipo submarino.

El uso de este tipo de sistema ha hecho que los sistemas hidráulicos y de piloto se estén volviendo obsoletos; justamente una de las grandes ventajas de este sistema, es que se elimina la opción de utilizar fluido hidráulico para accionar las válvulas, reduciendo complejidad de sistemas, costos, riesgos y mantenimiento. Este sistema utiliza la energía eléctrica proporcionada por el umbilical para la comunicación entre procesador y procesador recibiendo y enviando información del equipo submarino. Así mismo se utiliza la energía eléctrica para lograr las operaciones de las válvulas en el fondo marino.

Esta es una tabla de las diferentes variantes de los módulos de control y como se rige con factores de costo, confiabilidad, flexibilidad o que tan lejos puede llegar. Los Multiplex Electro Hidráulico son los más atractivos y los más caros, los que pueden llegar más lejos y más profundo. **(Tabla 5.2.).**

Actualmente ya se está usando fibra óptica para comunicarse con los Sistemas de Control. La fibra óptica se está implantando como medio de transmisión de información en la industria subsea, por la capacidad de transmitir infinitamente más señales que con cable de cobre y por su velocidad. En la actualidad se mantiene la convivencia entre los conductores de cobre y de fibra óptica.

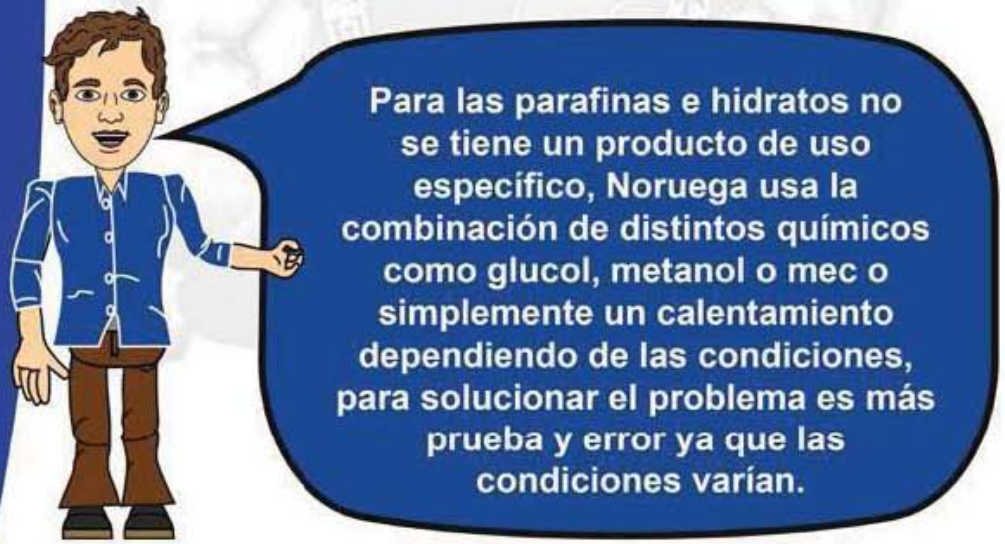


Tabla 5.2. Diferencias entre Módulos de Control del SPCS.

Tipo de sistema	Costo	Flexibilidad	Distancia	Profundidad	Ventajas	Desventajas	Aplicación
Hidráulicos Directos.	Bajo	Limitado	Corta	Superficial	Diseño simple Alta confiabilidad	Nivel de respuesta lento con grandes longitudes. Gran número de umbilicales.	Distancias cortas menores de 8 km. Campos y arquitecturas simples.
Hidráulico Pilotеados.	Bajo	Limitado	Corta	Superficial	Mejora nivel de respuesta Reduce umbilicales. Alta confiabilidad.	Gran número de umbilicales. No existe monitoreo debido a que no hay señales eléctricas.	Pozos satelitales. Distancias cortas y medias de 6 a 20 km.
Electricidad Directa.	Bajo	Limitado	Corta	Superficial	Diseño simple Alta confiabilidad	Utiliza conectores eléctricos submarinos.	Equipo de monitoreo. Campos complejos.
Sistemas Multiplex Electro Hidráulico (E-HMUX).	Alto	Expansible	Largo	Profundo	Respuesta rápida Alto nivel de manejo de datos. Menos umbilicales.	Sistema complejo. Alto costo. Maneja conectores eléctricos submarinos.	Largas distancias mayores de 5 km. Arquitecturas complejas.
Sistemas con Todo Eléctrico	Alto	Expansible	Muy Largo	Ultra profundo	No requiere energía hidráulica. Menor costo.	Utiliza conectores eléctricos submarinos.	Equipo de monitoreo. Campos complejos.

5.8.1. EJEMPLO DE SISTEMA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN SUBMARINA (SPCS).

Este es un ejemplo ya terminado de un **Sistema de Control de Producción Submarina (SPCS)** que se encuentra ubicado en el Este de India y la compañía Reliance es la compañía de petróleo que lo llevo a cabo. Este proyecto fue en el 2007 y de los más grandes que se hiso en su momento, Arkersolution hiso todo el diseño de la plataforma en aguas someras junto con todo el diseño completo.

En la imagen se ven las líneas de distribución que van de una unidad de distribución a un árbol. Es una solución satelital con un Manifold y cuatro árboles que se encontraban a más o menos 50 Km de distancia y se conectaban por medio de un umbilical **(Imagen 5.76.)**.

El yacimiento de gas más grande de la historia se llama "South Pars-North Dome" está en el golfo pérsico y es compartido entre irán y catar y el umbilical será de 160 kilómetros con un costo de un billón de coronas Noruegas que aproximadamente son dos billones de pesos.



Imagen 5.76. Sistema de Control de Producción Submarina (SPCS) en el este de la India.

5.9. MEDIDORES DE EQUIPO SUBMARINO.

El monitoreo de los diferentes sistemas y equipamiento de producción es de gran importancia, ya que de esto dependen muchos factores que afectan a la producción de hidrocarburos y al equipo instalado. Hoy en día gracias a los avances tecnológicos existen muchas soluciones para dicho monitoreo logrando así una mejor optimización en la producción, seguridad, menores costos de operaciones y prolongación de la vida del equipo.

Dentro de los sistemas submarinos encontramos diferentes dispositivos que ayudan a la medición, entre los dispositivos más importantes y usados encontramos: medidores de presión y temperatura, medidores de flujo, medidores de gas húmedo, medidores de corrosión y medidores de arena.



5.9.1. MEDIDORES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.

Son uno de los dispositivos más importantes y usados en las mediciones submarinas; instalados comúnmente en árboles, líneas de flujo, manifolds y sistemas de procesamiento.

Este dispositivo trabaja por medio de sensores diseñados y construidos para enfrentar ambientes severos y para lograr una larga duración. La mayoría de estos dispositivos utilizan una tecnología probada de sensores pieza-resistivos manteniendo una extrema precisión y estabilidad en la medición de presiones y temperaturas altas. Ambos parámetros son medidos de forma simultánea en un punto común a través de un acoplamiento estándar, la señal de la presión se combina con una compensación de la temperatura eliminando imprecisión que pueden ocurrir debido a un gradiente de la temperatura.



5.9.2. MEDIDORES DE FLUJO.

Es el dispositivo de medición más importante dentro de la producción, la principal función de un **Medidor de Flujo** es determinar el ritmo de producción del campo en desarrollo; así mismo es instalado con el fin de realizar pruebas y mediciones al pozo (well testing). Los **Medidores de Flujo** generalmente se instalan en los árboles, líneas de flujo, **Manifolds** o en los sistemas de procesamiento. Existen dos tipos de medidores de flujo que son los monofásicos y los multifásicos.

Medidores de Flujo Monofásico.

Este dispositivo se encarga de medir los ritmos de flujo de una sola fase, casi siempre es instalado en líneas de flujo y **Manifolds**. Este sistema trabaja a partir de transductores de cuarzo determinando los parámetros a través de un tubo de Venturi, logrando así una gran precisión.

Los **Medidores de Flujo Monofásicos** permiten un mejor manejo de la producción o inyección de fluidos. Estos sistemas son muy utilizados para determinar el flujo en las inyecciones debido a que generalmente, como lo mencionamos antes, estas se llevan a cabo inyectando aguas o gas. **(Imagen 5.77.)**.



Imagen 5.77. Medidores de Flujo Monofásico.

Medidores de Flujo Multifásico.

El **Medidores de Flujo Multifásico** mide el caudal de aceite, gas y agua sin necesidad de utilizar mezcladores para homogenizar o separadores para dividir el flujo antes de la medición. Este sistema se puede utilizar en el monitoreo de la producción, y también en pruebas de exploración y producción. Son instalados en los diferentes equipos submarinos principalmente en los **Jumpers y Manifolds.**

Algunas de las características que poseen estos equipos son constar de materiales adecuados para procesar fluidos y agua de mar, teniendo instrumentos y equipo electrónico protegido y diseñado para uso submarino, poseen confiables sistemas de sello para poder procesar bien los fluidos y el agua de mar, además de que cuentan con un canister submarino recuperable conveniente para intervenciones con ROV sin el uso de una herramienta de intervención. La sección estacionaria de entrada/salida de medición está equipada con pestañas compactas o con conexiones por soldadura en el cuello opcionales. Solo los componentes con riesgo insignificante de falla son instalados en la parte estacionaria. **(Imagen 5.78.)**.



Imagen 5.78. Medidores de Flujo Multifásico.

5.9.3. MEDIDORES DE GAS HÚMEDO.

Es uno de los sistemas de medición con mayor tecnología, este dispositivo tiene un sensor de última generación que mide el contenido de agua en la corriente de gas húmedo, y el caudal individual de los hidrocarburos y del agua. El diseño permite soluciones muy compactas, lo que simplifica la instalación y la integración en los sistemas submarinos.

El uso de este dispositivo permite un monitoreo del yacimiento sin necesidad de realizar pruebas al pozo, así mismo detecta rápidamente problemas como incremento de agua y caídas de producción. Generalmente es instalado en los arboles submarinos y en los sistemas de procesamiento.

Estos medidores determinan los ritmos de flujo de agua en tiempo real, así como gas y condensados, proveyendo a los operadores con información vital para optimizar el yacimiento y los procesos de administración del mismo. Gracias a los diseños compactos de estos, su poco peso, así como mínimo consumo de energía permiten su fácil integración a los sistemas submarinos. Debido a la alta confiabilidad que poseen estos equipos solamente requieren un mantenimiento mínimo. **(Imagen 5.79.).**



Imagen 5.79. Medidores de Gas Húmedo.

5.9.4. MEDIDORES DE CORROSIÓN.

Este sistema se encarga de monitorear la corrosión interna de las tuberías o líneas de flujo **(Imagen 5.80.).** El dispositivo detecta las pérdidas del metal, ranuras, grietas y picaduras a partir de inducir corriente eléctrica a lo largo de la estructura metálica (tubería), midiendo los cambios de voltajes registrados; es decir, el sistema trabaja midiendo un voltaje inicial, posteriormente el monitoreo de la tubería se realiza enviado corriente eléctrica a varios detectores instalados estratégicamente, los cambios de voltaje registrados es lo que determina la magnitud de la corrosión y daño de la tubería.

Los datos obtenidos se procesarán hasta obtener gráficas, tendencias y tasas de corrosión. Estos sensores tienen una alta sensibilidad y son diseñados para un largo tiempo de trabajo detectando rápidamente los cambios en la corrosión.

Generalmente son instalados en **Líneas De Flujo, Arboles y Manifolds.**



Imagen 5.80. Medidor de corrosión.

5.9.5. MEDIDORES DE PRODUCCIÓN DE ARENA.

Este tipo de sistema es con frecuencia combinado con los medidores de corrosión, presión o temperatura; su propósito es monitorear la producción de arena que se acarrea junto con la producción de hidrocarburos. Esta producción de arena puede causar severos problemas con la erosión del equipamiento submarino.

Los sensores que miden la erosión causada por la arena proveen una respuesta inmediata y una amplia precisión. Este sistema opera con el principio de resistencia eléctrica, cuatro detectores independientes miden el incremento de la resistencia cuando están expuestos a la erosión ocasionada por la arena.

Dichos sensores son compactos y son generalmente montados en los arboles con el fin de detectar rápidamente la producción de arena, minimizando los daños en las válvulas y tuberías. Así mismo los sensores no requieren de calibración y no son afectados por el ruido ni por el flujo. **(Imagen 5.81.).**

Algunas de las ventajas que presentan estos dispositivos son:

- Modulo electrónico submarino (SEM).
- Tecnología acústica pasiva.
- Equipos libres de mantenimiento.
- Bajo consumo de energía.
- Comunicación de dos vías.
- Cuenta con pruebas para detectar errores de funcionalidad.



Imagen 5.81. Medidores de Producción de Arena.

5.10. ARQUITECTURAS SUBMARINAS.

La Arquitectura Submarina se refiere a el acomodo de los equipos y sistemas submarinos que nos servirán para obtener una producción eficiente, segura y a menos costo, La Arquitectura submarina siempre buscara maximizar la recuperación de hidrocarburos desde el inicio hasta el abandono.

Existen más de siete tipos de arquitectura submarinas pero las más usadas en el mundo son **Template** y **Clúster.** Noruega usa más la arquitectura **Template** más adelante se explicará por qué. **(Imagen 5.82.).**



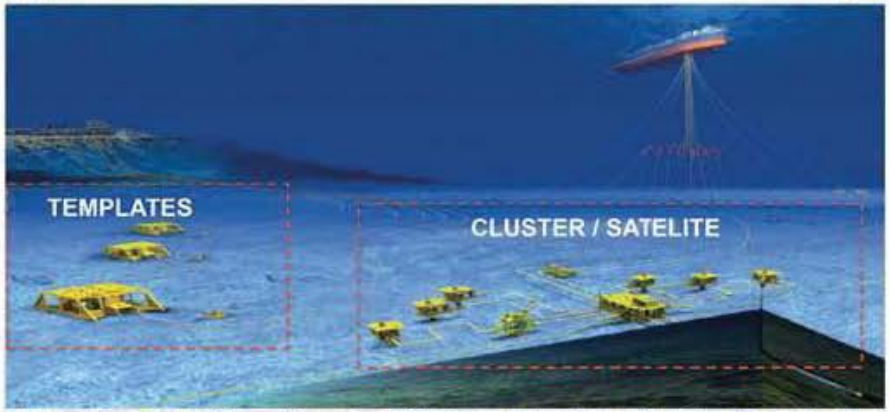


Imagen 5.82. Diferencia entre Clúster y Template. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.10.1. ARQUITECTURA "POZO SATELITE".

Esta arquitectura es la más simple de todas, los **Pozos Satélites** siempre están solos y el equipo que tienen por lo regular no lo comparten con otros pozos. La perforación para estos pozos solo es vertical y se usan para producir en bloques de fallas lejanas de la ubicación. Los **Pozos Satélites** por lo regular mandan la producción a las instalaciones superficiales o pueden conectarse en línea con otros pozos.

Dentro de los aspectos económicos en este tipo de pozos, debemos tomar en cuenta que los costos de las líneas de flujo (tuberías) pueden ser significativos en comparación con el costo del árbol. Cada pozo es manejado por separado, de tal forma que su producción y tratamiento pueden ser optimizados.

La ventaja es la sencillez de su instalación. Una desventaja es que cada pozo debe contar con su propia línea de producción y umbilical y eso significa más costos y congestionamiento de operaciones por la cantidad de pozos satélites cerca. **(Imagen 5.83.), (Imagen 5.84.).**



Imagen 5.83. Arquitectura Pozo Satelite. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de desarrollo de campos submarinos)

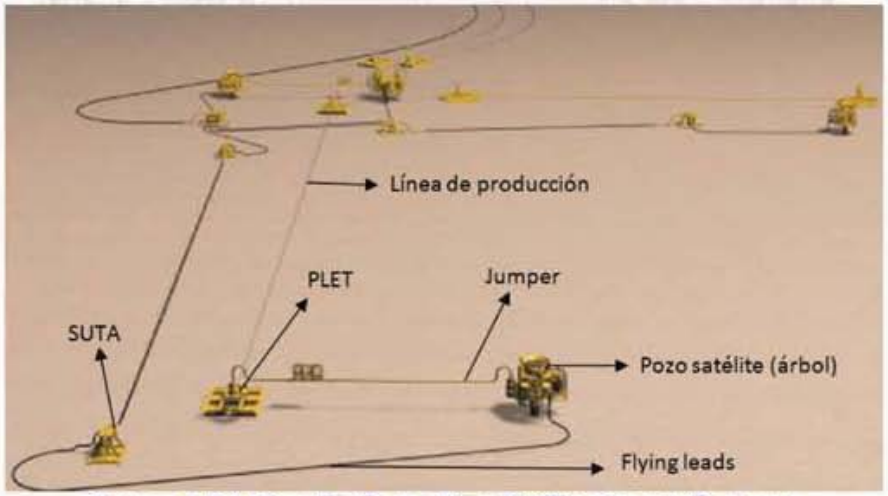


Imagen 5.84. Ejemplo de un Pozo Satélite Conectado a una Arquitectura Cercana. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.10.2. ARQUITECTURA "DAISY CHAIN".

La **Arquitectura Daisy Chain** tiene una gran ventaja económica en cuanto a instalación y producción. La **Arquitectura Daisy Chain** consiste pozos instalados en forma separada pero su producción es unida en forma de cadena entre varios pozos

La ventaja de la **Arquitectura Daisy Chain** reducir líneas de flujo ya que los pozos comparten la misma línea de producción, se reducen las líneas de flujo y risers.

Las configuraciones en paralelo de este tipo de arquitecturas proporcionan dos rutas de producción para los pozos conectados en dicha arquitectura mejorandc los tiempos y reduciendo la complejidad de las reparaciones.

Algunas de las desventajas que tiene este tipo de desarrollo se dan en la distribución de los equipos y sistemas de control ya que pueden llegar a ser complejos y complicados. Así mismo en algunas ocasiones se requiere mover la unidad de perforación para la perforación de otros pozos, aumentando el tiempo y costos de operación. **(Imagen 5.85.)**, **(Imagen 5.86.)**.



Imagen 5.85. Arquitectura Daisy Chain. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de desarrollo de campos submarinos)

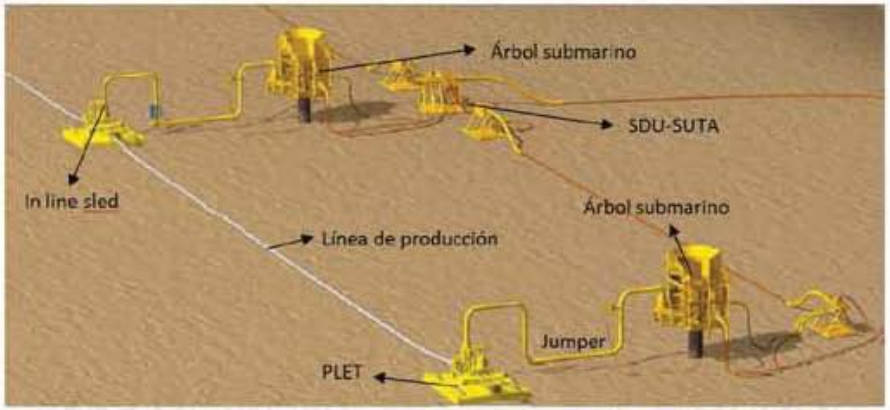
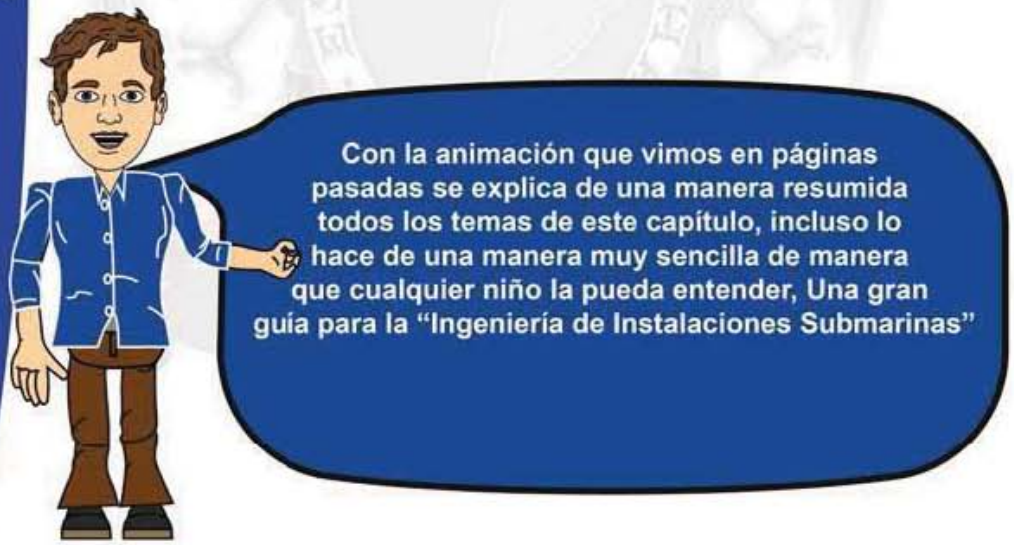


Imagen 5.86. Arquitectura Daisy Chain en el cual se conectan dos pozos en cadena compartiendo la misma línea de flujo (blanco). Propiedad JP Kenny.



5.10.3. ARQUITECTURA "PLEM".

La **Arquitectura PLEM** recolecta el flujo de dos pozos como máximo. La **Arquitectura PLEM** está conectado directamente con las líneas de flujo.

Las ventajas que tiene este tipo de **Arquitectura PLEM** son:

- Modulo electrónico submarino (SEM)
- Simplifica el diseño de ingeniería debido a que es simple.
- Usa menos líneas de flujo.
- Se puede simplificar el sistema de control.
- No es necesario el uso de un PLET.

Las ventajas que ofrece este tipo de arreglo ayudan a una maximización de producción con una reducción de costos. Sin embargo, la **Arquitectura PLEM** cuenta con una gran desventaja, ya que no permite la expansión de dicha arquitectura. **(Imagen 5.87.).**

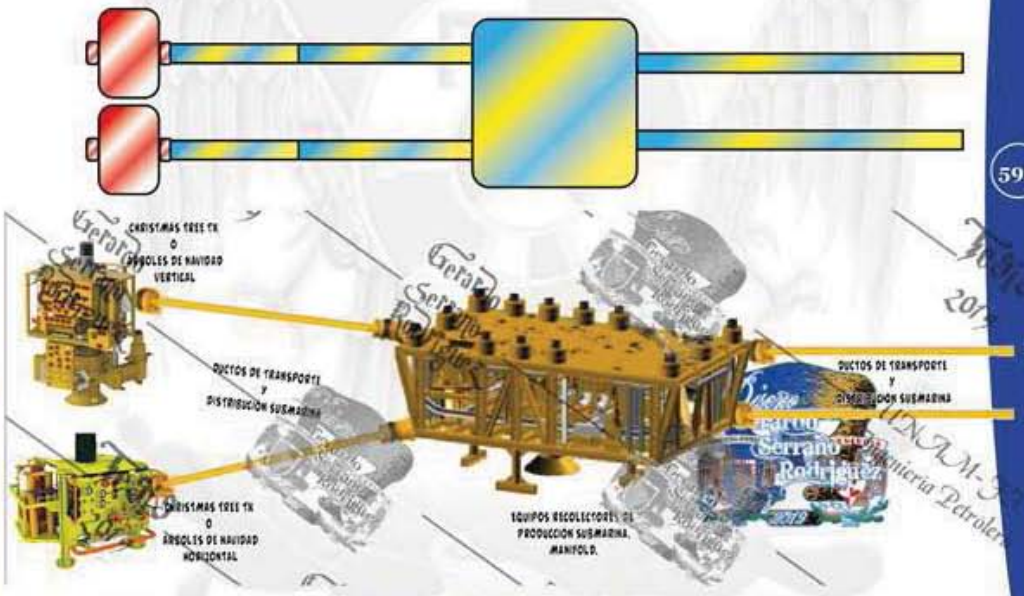


Imagen 5.87. Arquitectura PLEM. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de desarrollo de campos submarinos)

5.10.4. ARQUITECTURA "CLUSTER".

En la **Arquitectura Cluster** todos los pozos individuales y colocados de forma separada se conectarán a un colector central a través de segmentos de tubería o líneas que llegan a un Manifold. Queda descentralizado. En la imagen se ve el manifold en el centro con los arboles alrededor.

Cuando es **Arquitectura Cluster** los elementos están muy cerca y cuando es Arquitectura Satélite la distancia es de 15 o 20 Km entre el manifold y los árboles.

Una ventaja de la **Arquitectura Cluster** es la reducción de tiempos y costos de mantenimiento, ya que el equipamiento submarino se encuentra de forma centralizada y en conjunto las desventajas de dan cuando queremos tratar cada pozo de forma separada o individual.

Otra desventaja de la **Arquitectura Cluster** es que las operaciones de intervención de un pozo pueden alterar o interrumpir la producción de los otros pozos conectados al sistema de conjunto. Una desventaja de esta **Arquitectura Cluster** es que reducen la posibilidad de expansión debido al número reducido de conexiones a pozos.

En algunas ocasiones en un sistema submarino de producción, es posible combinar este tipo de arquitectura con un tipo de **Arquitectura Cluster** de tal manera que optimice el desarrollo del campo a través de usar los benéficos conjuntos de cada uno de estos arreglos. Esta combinación de arquitecturas provee una opción más atractiva económicamente. **(Imagen5.88.), (Imagen 5.89.).**

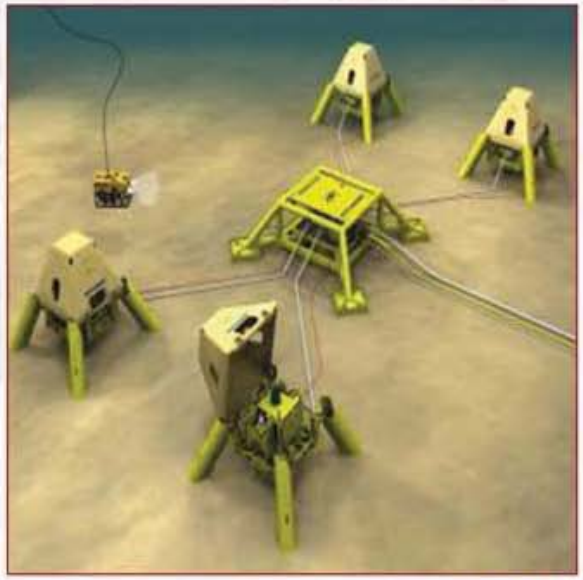


Imagen 5.88. Ejemplo de Arquitectura Cluster. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

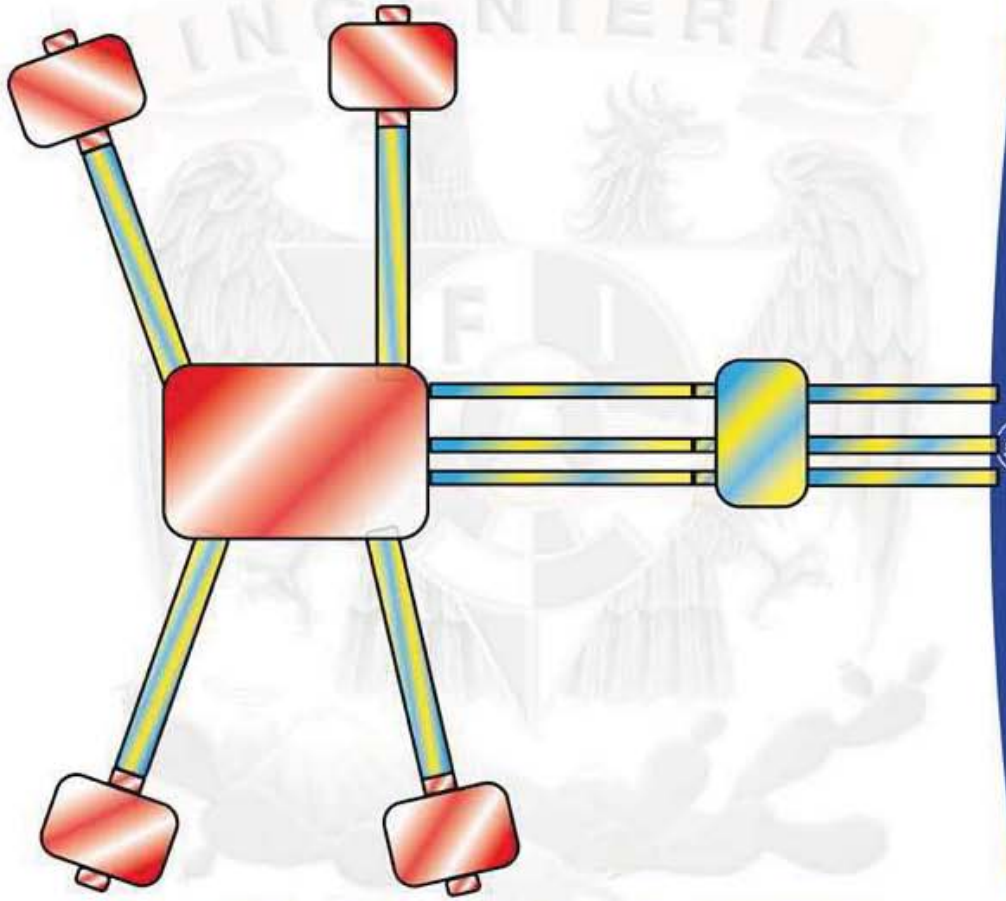


Imagen 5.89. Arquitectura Cluster. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de desarrollo de campos submarinos)



Imagen 5.89. Arquitectura Cluster. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de desarrollo de campos submarinos)

5.10.5. ARQUITECTURA "TEMPLATE".

Como ya se había mencionado esta **Arquitectura Template** es un diseño usado en Noruega, se usa principalmente para estar en armonía con la pesca. Estructura de acero grande que se utiliza como base para varias estructuras submarinas tales como pozos y árboles submarinos y colectores (4 ranuras o slots de serie en el NCS). Esta solución permite perforar y completar todos los pozos necesarios a través de él. Queda completamente centralizado

La **Arquitectura Template** tiene una gran variedad de diseños y generalmente incluye algunas características funcionales parecidas al arreglo tipo **Arquitectura Template** pero con notables diferencias. La mayoría de estos arreglos han sido instalados en el mar del norte a profundidades mayores de 1000 m de tirante de agua.

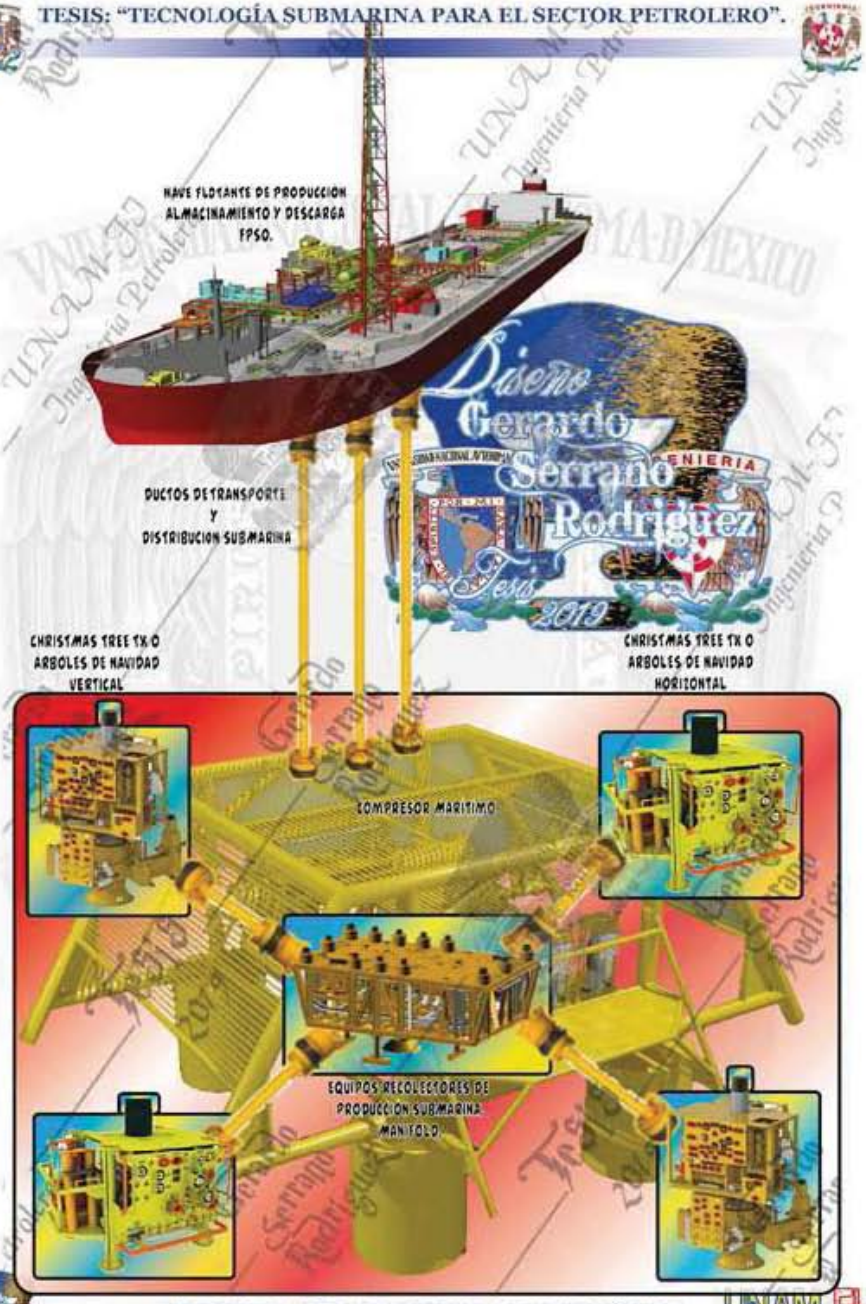
La **Arquitectura Template** es diseñada para albergar un grupo de pozos. Este arreglo de pozos se utiliza cuando el espacio entre ellos es muy reducido, el tiempo de instalación de estos arreglos es más corto, sin embargo, se tienen problemas en la instalación debido al tamaño de estos equipos.

La mayor ventaja que tiene la **Arquitectura Template** es que simplifica el sistema de control, así mismo reduce la cantidad de jumpers y las tuberías de producción optimizando costos dentro del desarrollo del campo.

Una desventaja se presenta al momento de perforar y al momento de instalar. Esto es debido a que se requiere una perforación desviada provocando altos cotos, y riesgos en daños al equipo conforme se van perforando nuevos pozos. Así mismo el servicio de perforación en cualquiera de los pozos puede requerir que los otros pozos se mantengan cerrados por motivos de seguridad. La inversión en este tipo de arquitecturas es muy alta debido a la magnitud y capacidad de los equipos tanto de instalación como de operación. **(Imagen 5.90.).**



Imagen 5.90. Arquitectura Template. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de desarrollo de campos submarinos)



5.10.6. ARQUITECTURA "DRILL CENTER".

Existen varias expectativas acerca del tipo de **Arquitectura Drill Center** ya que no se le considera como una arquitectura en sí. La **Arquitectura Drill Center** o **Centro de Perforación** son un conjunto de pozos que pueden ser perforados con una plataforma sin que esta se mueva de su sitio. Sin embargo, no se le conoce como una arquitectura debido a que dentro de cada **Arquitectura Drill Center** podemos encontrar las arquitecturas antes mencionadas.

Este tipo de arreglo se ha utilizado principalmente en aguas profundas ya que los tiempos y costos de renta en el equipo son muy altos, por lo que se requiere que en una sola posición una embarcación o plataforma perfore un grupo de pozos.

El desarrollo de campos a partir de una **Arquitectura Drill Center** en campos de aguas profundas, se ha originado a partir de la necesidad de optimizar la instalación de los pozos y de los diferentes equipos submarinos de producción, así como la organización del campo por zonas.

Muchas veces los centros de perforación son clasificados o llamados a partir de su localización geográfica. **(Imagen 5.91.)** se observa la configuración de tres diferentes centros de perforación (Drill Centers); el centro de perforación Norte (North Drill Center), el centro Este (West Drill Center), y el Sur (South Drill Center).

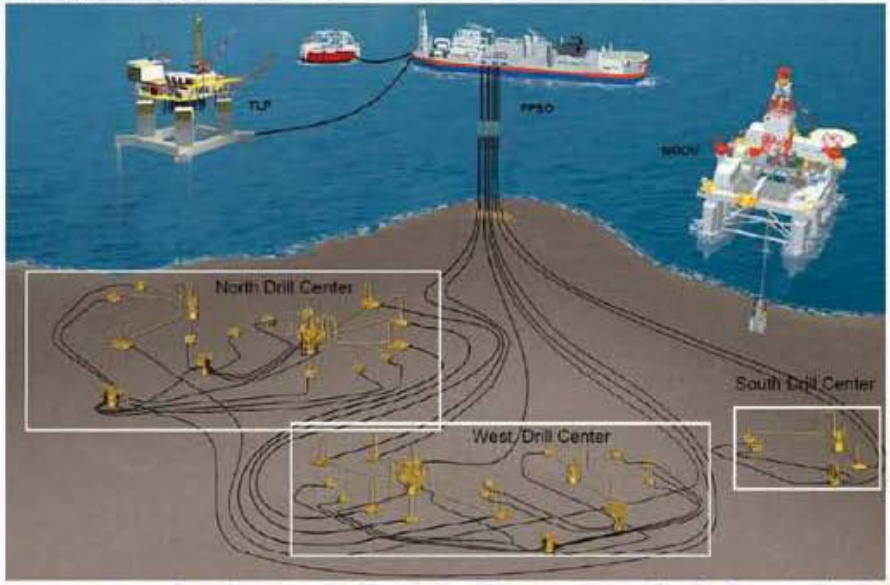


Imagen 5.91. Arquitectura Drill Center. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.10.7. ARQUITECTURA "TIEBACK".

Se conoce como **Arquitectura Tieback** a la conexión de la producción de un campo nuevo a instalaciones de recolección o procesamiento superficiales ya existentes (plataformas fijas, flotantes, o tierra); de tal forma que transformen los campos marginales en campos económicamente rentables.

En la actualidad los campos en aguas profundas son desarrollados con este tipo de arreglos debido a que reduce costos y hace más productivos los campos; maximizando la vida de las instalaciones de producción ya existentes.

Así mismo, el tiempo de instalación juega un rol importante en el desarrollo del campo; el tiempo planeado de instalación desde que empieza hasta el comienzo de la primera producción es reducido cuando se usa este tipo de arquitectura. Al igual que en el arreglo **Drill Center** dentro de este tipo de desarrollo podemos encontrar cualquiera de las arquitecturas antes mencionadas. **(Imagen 5.92.).**

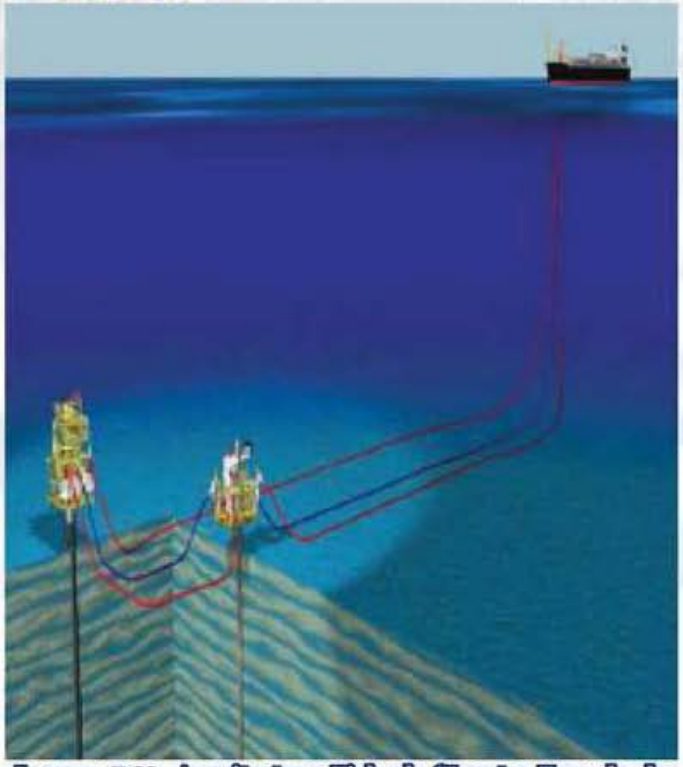


Imagen 5.92. Arquitectura Tieback. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos)

5.10.8. EJEMPLOS DE ARQUITECTURA SUBMARINA.

5.10.8.1. Proyecto Akpo en Nigeria, África.

Los **Campos de Akpo** Descubierto en 2000, el **Campo de Akpo** se encuentra en ultra aguas profundas de Nigeria. Situado en OML 130 aproximadamente 200 kilómetros de Port Harcourt, las profundidades del agua de Akpo de 1.100 a 1.700 metros.

Un campo de gas y condensado, Akpo es operado por Total, con una participación del 24% en el proyecto. Otros participantes en la licencia incluyen CNOOC con 45% de interés, Petrobras con 16%, NNPC con 10% y Sapetro con 5%.

Desarrollo de campo A partir de 2005, el proyecto de desarrollo de campo Akpo incluye 44 pozos: 22 pozos de producción, 20 pozos de inyección de agua y dos inyecciones de gas, de los cuales 22 ya han sido perforados, vinculados a un FPSO.

El proyecto Akpo tiene una arquitectura submarina de forma "Tie Back" que va hacia un FPSO. **(Imagen 5.93.).**

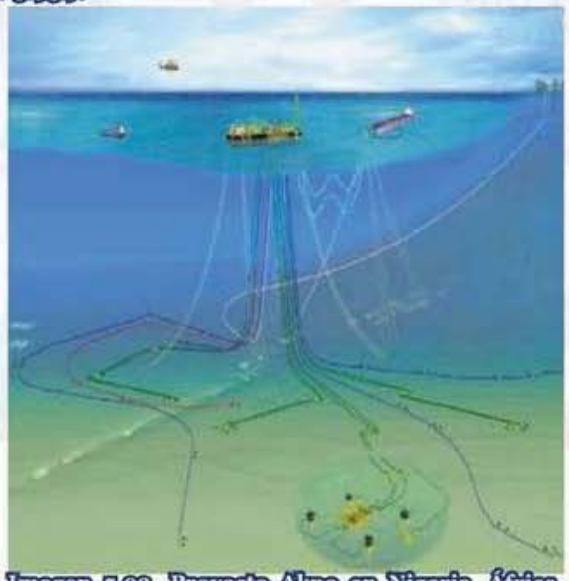


Imagen 5.93. Proyecto Akpo en Nigeria, África.

5.10.8.2. Proyecto Exxon Mobil Erha Nigeria, África.

El desarrollo Erha y Erha North, ubicado a 1.200 m de agua, aproximadamente a 97 km de la costa de Nigeria, consta de tres centros de perforación submarinos conectados a la FPSO a través de elevadores de catenaria de acero (SCR).

Los fluidos de inyección se transfieren desde el FPSO a través de las líneas de flujo para la inyección submarina en los centros de perforación.

El gas asociado se comprime y se deshidrata para proporcionar gas combustible, y el resto se reinyecta de nuevo al depósito de producción. Las instalaciones de inyección de agua inyectan agua de mar tratada en el depósito para el mantenimiento de la presión para mejorar la producción de petróleo. El tratamiento de agua de mar incluye filtración y desaireación.

Tiene 31 árboles submarinos, 19 son de producción de aceite cuatro de gas y 8 de inyección de agua. También tiene 8 Manifold y su arquitectura es "Drill Center"

5.10.8.3. Proyecto Gasero LaKach, México.

Fue el primer semestre del año 2006 cuando la noticia despertó el interés del mundo petrolero: México había descubierto su primer campo de gas húmedo en aguas profundas. Localizado a 31 kilómetros de la costa de Coatzacoalcos, el desarrollo consiste en un sistema submarino con pozos dispersos interconectados en tie back en una estación de acondicionamiento de gas en tierra, que podría ser construido en dos etapas.

Los mejores augurios para el campo Lakach en el estado de Veracruz permitían predecir, después de vislumbrar numerosos retos, que sería a fines de 2016 cuando se obtuviera la primera producción proveniente de aguas profundas, aunque se alcanzará la máxima producción en 2017. Pero la historia no estaba escrita y ninguno de esos pronósticos se cumplió a causa del cambio que generó Estados Unidos en la geopolítica mundial de la energía.

Aún tiene por objetivo tener la primera producción, pero no tiene fecha definida, se planea una producción máxima de 40 MMpcd para el año 2025, actualmente el proyecto está parado y no hay fecha de reanudación.

Se estima una reserva probada y probable de 622,000 mmpc, con una reserva total de 1.3 mmmmpc. Se espera para desarrollo submarino la perforación de 8 pozos con terminaciones inteligentes, debido a la falta de tecnología no se tiene fecha para empezar a trabajar en el campo, el tirante de agua, 1200 m, su Profundidad totales de 400m y una producción esperada por pozo, 60 mmpcd.

5.10.8.4. Proyecto Zabazaba en Nigeria, África.

La siguiente información es confidencial lo recibí tres meses y medio después de iniciar tramites de titulación.

Este es el dibujo en isométrico original que se piensa mandar a un subcontratista y que apenas se empezara a armar, es para el proyecto Zabazaba. Si se ven los planos es un dibujo real de lo que se entrega.

Es un Manifold de 6 slots donde en la parte superior quedará el Manifold, en los planos aparece que la altura será de 27 metros cúbicos. Se ven las dimensiones a lo largo y ancho y esta será una solución satelital con 6 árboles. Se requieren en el proyecto 6 Manifold semejantes a estos.

Estos son dibujos reales que se entregan a los fabricantes como a los diseñadores, en este proyecto se trabajara entre la compañía italiana Zaipen-Twitch que es un socio de Noruega en cuestión de diseño de plataformas (Imagen 5.94.).

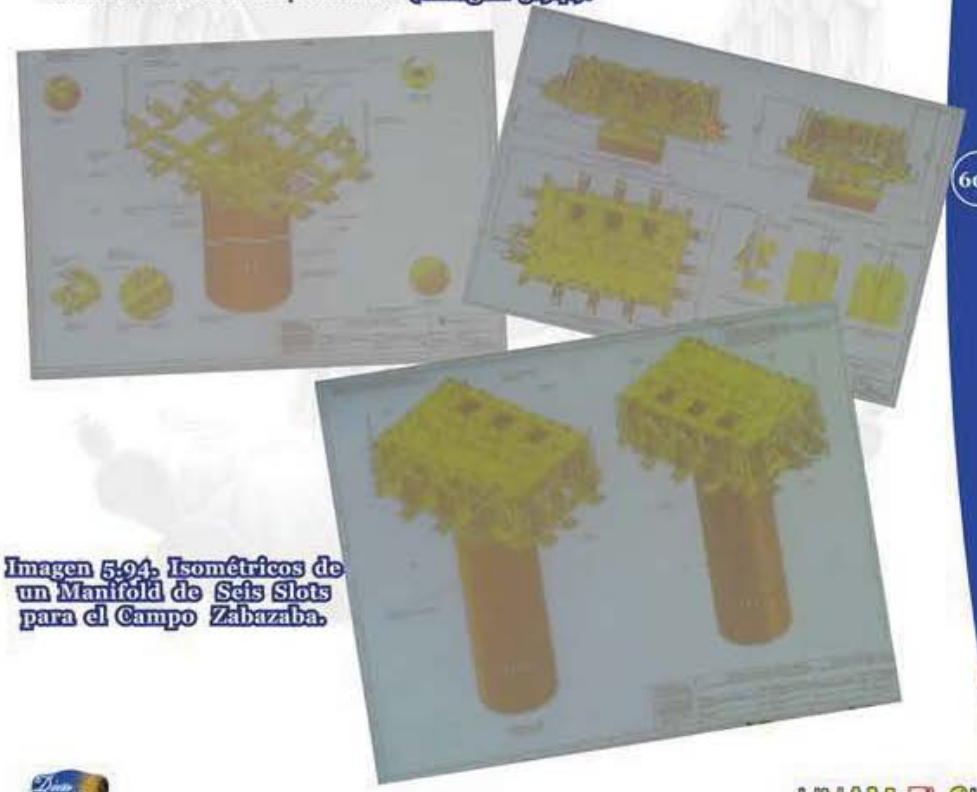


Imagen 5.94. Isométricos de un Manifold de Seis Slots para el Campo Zabazaba.

Este es un ejemplo de campos interconectados, son dos campos que actualmente se están licitando, el campo que se encuentra a lado derecho de la hoja se llama Zabazaba y el del lado izquierdo se llama Etan, estos dos yacimientos están siendo integrados **(Imagen 5.95.)**, **(Imagen 5.96.)**.



Imagen 5.95. Ejemplo de Campos Interconectados.

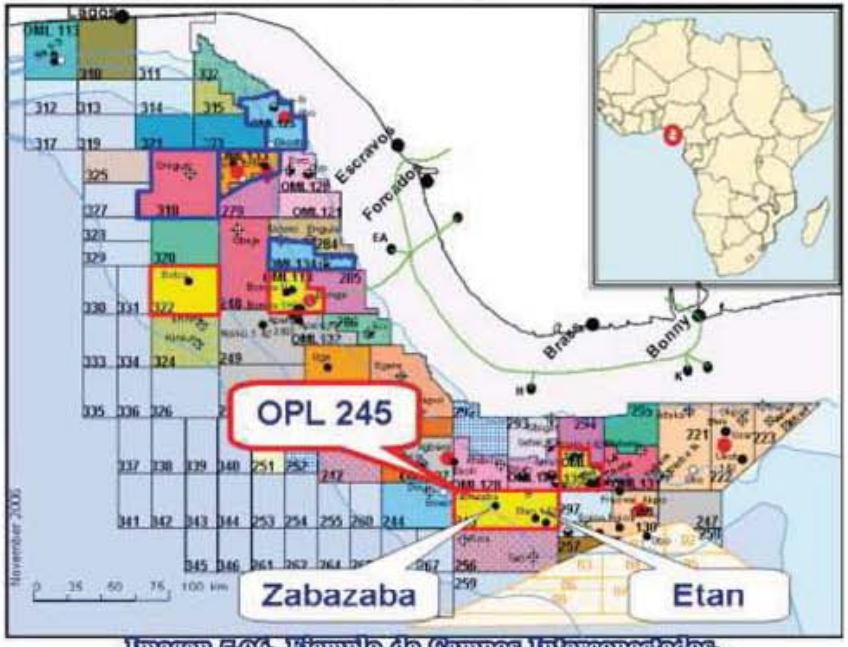


Imagen 5.96. Ejemplo de Campos Interconectados.

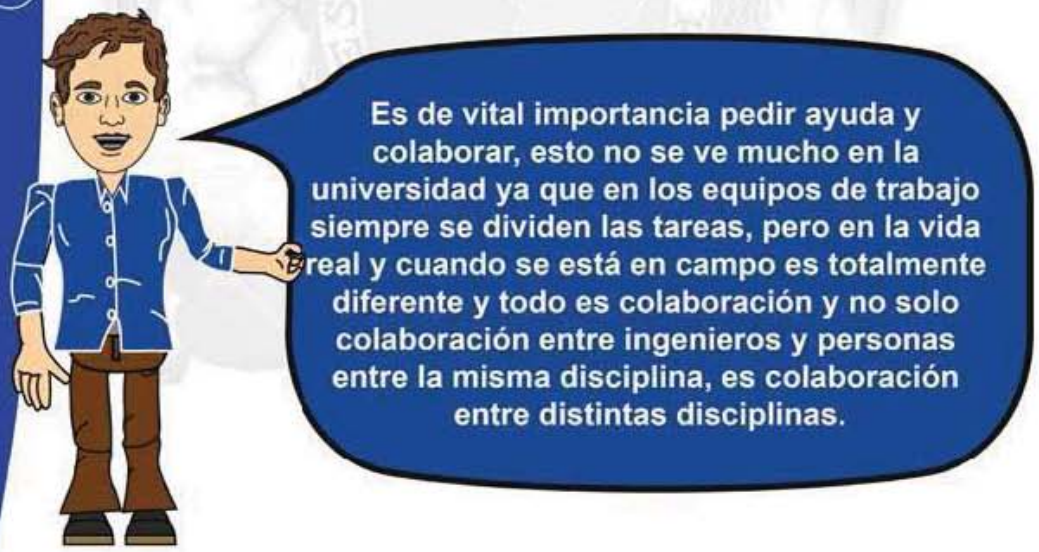
5.11. EQUIPOS DE PROCESAMIENTO SUBMARINO.

Por varios años el Procesamiento Submarino ha estado posicionado como una de las mejores promesas tecnológicas en el desarrollo de la industria costa afuera, no obstante, en la actualidad, no muchos equipos de procesamiento submarino han sido instalados. En la tabla 5.2, se presenta una tabla del esquema mundial de los proyectos de los equipos de procesamiento.



El procesamiento submarino se refiere a la acción de bombeo y separación que se llevan en los equipos instalados ya sea dentro del pozo o sobre el lecho marino. Este concepto se ha incrementado en los últimos años para el desarrollo de campos en aguas profundas, debido a los grandes beneficios que ofrece, lo cuales son:

- Reducción de costos por desarrollo del campo.
- Incremento de la vida del campo.
- Incremento en la recuperación de hidrocarburos.
- Incremento en el gasto de flujo.
- Reducción de la necesidad de inyectar químico
- Reducción de derrames provocados por el daño de instalaciones por un huracán.
- Minimización de riesgo para el persona.
- Menor impacto ambienta.



Tablas 5.2. Equipos de Procesamiento en el mundo 2017-2025 Según Ristar. (Fuente: Tomada equipos de procesamiento, Arker Solutions)

Procesamiento: Compresión de Gas.

CAMPO O PROYECTO	ESTADO	TIPO DE EQUIPO	REGIÓN	PROFUNDIDAD (m)
Asgard - Midgard & Mikkel Fields	Prueba	Compresor Centrifugo	Mar del Norte	300
DEMO 2000	Prueba	Compresor Counter-axial	Mar del Norte	
Ormen Lange	Prueba	Compresor Centrifugo	Mar del Norte	860
Shtokman	Proyecto conceptual	Compresor Centrifugo	Mar de Barents	350
Snohvit	Proyecto conceptual	Compresor Centrifugo	Mar de Barents	345
Troll	Proyecto conceptual	Indefinido	Mar del Norte	340
Gullfaks	Prueba	Compresor Counter-axial	Mar del Norte	345

Procesamiento: Bombeo Sumergible.

CAMPO O PROYECTO	ESTADO	TIPO DE EQUIPO	REGIÓN	PROFUNDIDAD (m)
Argonauta (BC-10)	Instalado	ESP	Brasil	1,900
Cascade	Prueba	ESP	GOM	2,484
Espadarte	Prueba	ESP	Brasil	1,350
Golfinho Field	Instalado	ESP	Brasil	1,350
Jubarte EWT	Instalado	ESP	Brasil	1,400
Jubarte Field (fase 2)	Prueba	ESP	Brasil	1,193
Jubarte Field	Operando	ESP	Brasil	1,350
Parque Das Conchas	Instalado	ESP	Brasil	2,150
Navajo Field	Operando	ESP	GOM	1,110

Procesamiento: Bombeo Multifásico.

CAMPO O PROYECTO	ESTADO	TIPO DE EQUIPO	REGIÓN	PROFUNDIDAD (m)
Azurite Field	Instalado	Bomba Helico-axial	Oeste de Africa	1,338
Brenda & Nicol Fields	Operando	Bomba Helico-axial	Mar del Norte	145
Ceiba C3 and C4	Operando	Bomba Helico-axial	Guinea Ecuatorial	750
Ceiba Field (FFD)	Operando	Bomba Heli-co-axial	Guinea Ecuatorial	700
CLOV	Proyecto conceptual	Indefinido	Africa	1,200
Draugen Field	Abandonado	Bomba Helico-axial	Mar del Norte	270
Gela Field	Abandonado	No especificado	Italia	
King	Instalado	Bomba de Doble tornillo	GOM	1,700
Lufeng 22/1 Field	Abandonado	Bomba centrifuga	Sur de China	330
Lyell	Instalado	Bomba de Doble tornillo	Mar del Norte	146
Machar Field (ETAP Project)	Abandonado	Bomba Helico-axial	Mar del Norte	85
Marlim	Instalado	Bomba de Doble tornillo	Brasil	1,900
Mutineer/ Exeter	Operando	Bomba Helico-axial	Oeste de Australia	145
Prezioso	Abandonado	Bomba de Doble tornillo	Italia	50
Schiehallion	Instalado	Bomba Helico-axial	Oeste de Shetlands	400
Topacio Field	Operando	Bomba Helico-axial	Guinea Ecuatorial	500
Vincent	Instalado	Bomba Helico-axial	Oeste de Australia	470
Barracuda	Prueba	Bomba Helico-axial	Brasil	1,040
Montazo & Lubina	Prueba	Bomba centrifuga	Mediterraneo	740

Procesamiento: Inyección.

CAMPO O PROYECTO	ESTADO	TIPO DE EQUIPO	REGIÓN	PROFUNDIDAD (m)
Albacora Leste Field	Prueba	Bomba centrifuga	Brasil	400
Columba E.	Operando	Bomba centrifuga	Mar del Norte	145
Tordis	Operando	Bomba centrifuga	Mar del Norte	200
Troll C Pilot	Operando	Bomba centrifuga	Mar del Norte	340
Tyrihans	Prueba	Bomba centrifuga	Mar del Norte	300

Procesamiento: Separación Submarina

CAMPO O PROYECTO	ESTADO	TIPO DE EQUIPO	REGIÓN	PROFUNDIDAD (m)
Argyll	Abandonado	Indefinido	Mar del Norte	75
Canapu Field	Prueba	Indefinido	Brasil	1,700
Marimba Field	Instalado	ESP	brasil	395
Pazflor	Prueba	Hibrido	Africa	800
Perdido	Prueba	ESP	GOM	2,438
SPS Project	Abandonado	Indefinido	GOM	610
Tordis	Operando	Bomba Helico-axial	Mar del Norte	200
Zakum	Abandonado	Indefinido	Abu Dhabi	22
Troll C Pilot	Operando	Bomba centrifuga	Mar del Norte	340
Parque Das Conchas	Operando	ESP	Brasil	2,150
Marlim	Prueba	Bomba centrifuga	Brasil	878

Tablas 5.3. Equipos de Procesamiento en el mundo 2017-2025 Según Ristar. (Fuente: Tomada equipos de procesamiento, Arker Solutions)

El **Procesamiento Submarino** se entiende como cualquier actividad de separación o reforzamiento de energía de los fluidos producidos, que se realiza con la instalación de equipos ya sea dentro del pozo o en la mayoría de las ocasiones sobre el lecho marino.

Originalmente los sistemas o equipos de **Procesamiento Submarino** fueron ideados como una manera de vencer los retos de las situaciones extremas encontradas en aguas profundas. El **Procesamiento Submarino** se ha convertido en una solución viable para campos localizados en áreas con severas condiciones, donde los equipos de procesamiento en la superficie pudieran tener riesgos.

La motivación para procesar el crudo o gas en el fondo marino antes de que llegue a superficie ha cambiado, desde la reducción del peso instalado sobre la cubierta de las plataformas de producción, reduciendo a su vez su tamaño y desplazamiento, hasta la de facilitar la producción en las etapas finales de explotación del pozo. El incremento en la recuperación de hidrocarburo es la clave del desarrollo de instalaciones de proceso en el fondo marino. Un beneficio adicional de llevar al fondo la instalación de proceso comparado con las instalaciones a flote o en tierra incluye la reducción de costes, optimización de la producción y reducción de riesgos en seguridad de los operadores.

Además, la producción en campos con crudos pesados y/o bajas presiones de la reserva, podría hacerse viable o incrementarse con la instalación de equipos submarinos de proceso. **(Imagen 5.97).**



Imagen 5.97. Instalación de Separación, Impulsión e Inyección Submarina. Tordis. Noruega. (Fuente: Tomada equipos de procesamiento, Arker Solutions)

Existen diferentes equipos utilizados en el **Procesamiento Submarino,** estos pueden ser equipos estáticos (separadores) o equipos dinámicos (bombas y/o compresores). No obstante, debido a los retos antes mencionados, dichos equipos en la mayoría de las veces pueden ser combinados logrando así un sistema más complejo; esto solo depende de las empresas fabricantes de dichos equipos, pero principalmente de las necesidades del campo.

El **Procesamiento Submarino** provee varios beneficios que ayudan al desarrollo y manejo de la producción de hidrocarburos en campos costa afuera.

Entre estos beneficios se tiene:

- Reducción de costos en el desarrollo del campo.
- Aceleración y/o incremento en la recuperación del hidrocarburo.
- Manejo, eficiencia y aseguramiento del flujo.
- Incremento de la producción.
- Reducir la necesidad de una inyección química.
- Reducción de incidentes sobre equipos superficiales debido a las condiciones ambientales.
- Reducción de equipos superficiales y tuberías de producción.
- Flexibilidad en la infraestructura de todas las fases de la vida del campo.

Existen diferentes actividades que se incluyen dentro de un procesamiento submarino, las cuales son:



5.11.1. BOMBEO SUBMARINO.

Las **Bombas Submarinas** son los equipos más utilizados en el procesamiento submarino, sus grandes ventajas hacen que este sea el sistema de procesamiento más económicamente accesible. Entre las ventajas que tienen las **Bombas Submarinas** se encuentran: aumenta la producción y recuperación, requiere de pequeñas cantidades de equipo de producción, prolonga la vida del campo y permite una estrategia de producción diferente a las convencionales.

Las **Bombas Submarinas** al igual que las superficiales se encargan de aumentar la energía del fluido, logrando así una mayor presión, mayor velocidad, y un mejor flujo, obteniendo un mejoramiento en la producción de hidrocarburos.

Un gran reto al que se enfrenta la industria petrolera es la producción de fluidos multifásicos, es por ello que dicho reto llevo al desarrollo de **Bombas Submarinas** tanto de flujo monofásico como flujo multifásico. Se entiende como monofásico a un fluido compuesto de solo una fase; es decir, dicho fluido solo está compuesto por agua, gas, o aceite, pero nunca una combinación de estos. Ahora bien, un flujo multifásico se genera cuando un fluido está compuesto por la combinación de dos o más fases, mezclándose entre sí.

Este tipo de procesamiento incluyen el bombeo de cualquier tipo de fluido (gas o liquido) ya sea a superficie (producción) o al yacimiento (inyección), utilizando equipos submarinos tales como bombas monofásicas, bombas multifásicas, bombas sumergibles y compresores de gas.

En la actualidad, no solo en la industria offshore sino en tierra, las bombas multifásicas se han convertido en una parte esencial en la producción de hidrocarburos; esto es debido a que los hidrocarburos producidos del yacimiento acarrean diferentes fases, aunque sea en una fracción mínima. En la **(Imagen 5.98.)** se muestra una **Bombas Submarinas** de flujo multifásico diseñada por la empresa Cameron.



Imagen 5.98. Bombeo Submarino multifasica de la Cia. Cameron. (Fuente: Tomada equipos de procesamiento, Arker Solutions)

Estos tipos de sistemas (bombas multifásicas) son capaces de bombear flujos multifásicos y pueden ser de hélice (helico-axial), centrifugas o de doble tornillo (twin-screw). Así mismo son aplicados para superar las pérdidas de presión derivados de las grandes longitudes de las tuberías y permitir que el régimen de flujo no sea afectado debido a condiciones de presión y temperatura encontradas en las tuberías de producción submarinas, logrando así que el flujo en las tuberías se incremente.

Las bombas multifásicas bombean los fluidos producidos a través de las tuberías hasta llegar a un equipo flotante de producción, una plataforma o hasta tierra. No existe una separación del flujo multifásico, sino hasta que los fluidos alcanzan los sistemas de procesamiento en superficie.

Dentro de los equipos de bombeo encontramos las bombas eléctricas sumergibles (ESPs) **(Imagen 5.99.)** estos sistemas tienen grandes aplicaciones en el aumento de la producción como un sistema artificial de producción. La bomba es manejada eléctricamente y comprende de varias etapas que cuentan con secciones de bombeo centrífugo que pueden ser especialmente configuradas para adaptarse a las características tanto del pozo como de la producción. En los sistemas submarinos de producción estos equipos son instalados en la mayoría de los casos dentro del pozo pero también los podemos encontrarlos en equipos tales como los jumpers, líneas de flujo y risers.

La tecnología de este tipo de equipamiento ha sido relativamente probada con éxito, pero nuevos descubrimientos pueden ser necesitados con el incremento de distancias tanto en el transporte, como en el tirante de agua; esto envuelve incremento de presión de bombeo y capacidad para manejar fluidos más complejos (viscosidad del crudo).

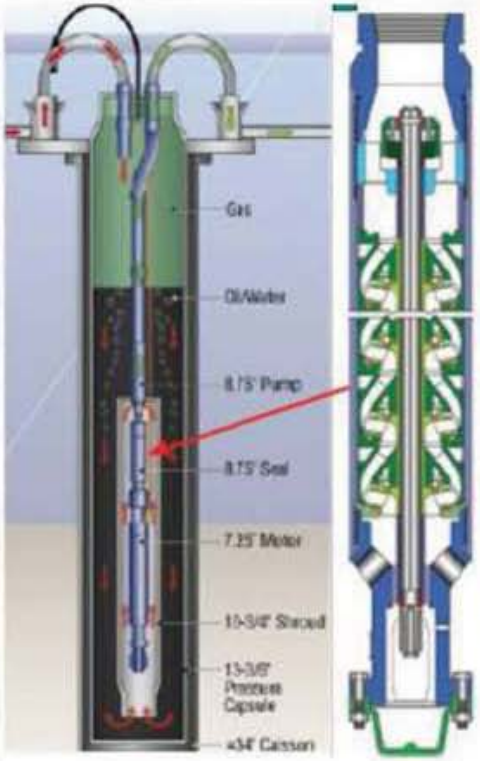


Imagen 5.99. Bomba Eléctrica Sumergible Propiedad Baker Huges. (Fuente: Tomada equipos de procesamiento, Arker Solutions)

5.11.2. SEPARACIÓN SUBMARINA.

La separación submarina provee una separación parcial de los fluidos obtenidos en la producción de crudo, este equipo combina varios tipos de unidades de separación con un sistema de bombeo morofásico o de compresión de gas para bombear los líquidos y gases separados a la superficie.

La separación submarina puede incluir procesos de separación tanto de dos como de tres fases. En la tecnología de estos equipos se puede incluir la combinación con la reinyección y equipo de bombeo haciéndolos más complejos.

Estos sistemas tienen el potencial para reducir costos significativamente en las plataformas, colocando el equipo necesario para la separación de los fluidos producidos sobre el suelo marino.

Entre los diferentes tipos de separadores se tienen:

- **Separador Gravitacional:** este tipo de separador utiliza la segregación gravitacional para separar las diferentes fases, quedando las más pesadas en la parte de abajo y las más livianas en la parte de arriba.
- **Separador Centrífugo:** este tipo de separador separa las diferentes fases por medio de la rotación del flujo multifásico, las diferentes fases serán distribuidas a lo largo del radio de rotación separándose en función de su peso.
- **Separador Ciclónico:** este equipo se utiliza para separar el gas de los líquidos usando flujo supersónico. Un remolino crea un régimen de flujo supersónico centrifugando los fluidos a la pared; separando así, el gas del agua y del aceite.

Con la instalación de estos equipos sobre el suelo marino, la capacidad para procesar el crudo en la plataforma debe reducirse, y la necesidad para separar en la plataforma grandes volúmenes de agua es eliminada. Así mismo en los campos maduros es de gran importancia contar con un separador, ya que conforme trascurre el tiempo de la vida del campo la producción de agua se incrementa.

La producción de agua puede ser un factor para la contribución de formación de hidratos y ceras en las líneas de flujo. La separación del agua ayudara a controlar la formación tanto de dichos elementos en las tuberías. Reducir el volumen de agua que entra a las líneas de flujo puede también conducir a la reducción de los químicos usados para el control de la formación de ceras e hidratos.

Los campos Perdido (GoM, 2010) y Pazflor (Angola, 2011) fueron los primeros campos con instalación submarina de sistemas de separación y bombeo en sus respectivas regiones. Ambos incluyen unidades de separación gas/líquido vertical, desde donde el gas fluye libremente hasta la plataforma de producción y la mezcla líquida es impulsada por bombas eléctricas instaladas en el fondo.

El campo Marlim (Brasil, 2011) es el primer sistema submarino instalado, para separación de crudo pesado y agua, con separador horizontal. El agua es re inyectada para mantener la presión de la reserva, mientras el crudo y el gas son mezclados aguas abajo del separador y fluyen libremente hasta la superficie. **(Imagen 5.100.).**



Figura 5.100. Separador Vertical Submarino. (Fuente: Tomada equipos de procesamiento, Arker Solutions)

5.11.3. COMPRESIÓN SUBMARINA DE GAS.

La **Compresión de Gas Submarino** en Noruega un salto tecnológico.

En 1985 ocurrió un hecho real con un señor que en una servilleta dibujo un compresor, el planteo que si pudiéramos poner un compresor en el fondo del lecho marino para evitar el tirante de agua y no solo el compresor si no que todo el aparato necesario para la extracción sería más cómodo la producción. Hoy en día es una realidad y la única compañía que lo ha hecho, que lo opera de esa manera y funciona es Arkersolution.

Arkersolution tiene un proyecto que se llama Asgard en la costa oeste de Noruega, es un proyecto de gas que está a 110 kilómetros de la costa, se produce gas y se manda a tierra y luego se manda todo a Inglaterra y eso da el 35% de gas a todo el Reino Unido.

La Compresión Submarina del Gas, es una solución del desarrollo en campos en aguas profundas, ayudando a incrementar la recuperación y permitiendo mayores distancias de transporte. Así mismo la compresión submarina ayuda a superar las pérdidas por fricción y mantener los gastos de producción altos.

Con toda la herramienta en el lecho marino se evita el tirante de agua, se aprovecha la presión que viene del yacimiento y cuando se hace la compresión también se genera un efecto de succión.

Los campos de gas requieren refuerzo a medida que la presión del yacimiento disminuye.

La **Compresión de Gas Submarino** reemplaza la necesidad de una plataforma costa afuera o una instalación de compresión en tierra.

- Solución de desarrollo rentable **(CAPEX).**
- Reducción de costos operativos **(OPEX).**

Ventajas de colocar el **Compresión de Gas Submarino** cerca del pozo.

- Aumentar y acelerar la producción.
- Reducir las emisiones de CO_2 a través de un menor consumo de energía.
- No hay desechos al mar.

Más Seguro debido a la operación no tripulada **(Imagen 5.101.).**



Imagen 5.101. Compresión de Gas Submarino. (Fuente: Tomada equipos de procesamiento, Arker Solutions)

Existe un gran incremento en los campos productores de gas donde los procesos de explotación acarrean grandes longitudes de tuberías de producción, desde el lecho marino hasta la superficie (plataforma, tierra, etc.).

La vida de estos tipos de campos puede ser beneficiados con un bombeo de gas, convirtiéndose así en una solución en la eficiencia de costos. Así mismo este equipo evita la acumulación de agua en las líneas de flujo cuando se incrementa el flujo, y ofrece seguridad tanto en operaciones como en el medio ambiente.

El **Compresor de Gas** es un equipo que comprime el gas con el fin de aumentar la presión de este enviándolo ya sea a superficie o inyectándolo al yacimiento. Existen dos tipos de compresores submarinos que son los de tipo centrífugo y los axiales de contra-rotación (contra-rotating axial).

5.11.4. INYECCIÓN SUBMARINA.

La inyección de fluidos en los yacimientos se ha convertido en una parte importante en la recuperación e incremento de la producción de hidrocarburos, las tecnologías de este sistema incluyen equipos de separación, bombeo y compresión. Existen dos tipos de inyección en la industria offshore, la inyección de gas y la inyección de agua, muchos de estos fluidos son producidos a partir de la explotación del yacimiento, reinyectándolos de una forma eficiente y económica.

La inyección de agua es una solución importante en el futuro de la vida de un campo ya que es utilizada para el apoyo de la presión del yacimiento, obteniendo así una recuperación de hidrocarburo. En la inyección de agua se utiliza una bomba monofásica para inyectar el agua en los pozos disponibles, en algunas ocasiones dicha agua es inyectada con arena, pero esto no es muy conveniente debido a los riegos de erosión en tuberías y válvulas.

La inyección de gas se realiza a partir de un sistema de compresión de gas, al igual que la del agua tiene la función de apoyar a la presión, pero de igual forma, puede ser utilizada en la inyección de gas lift como un tipo de sistema artificial de producción.

La industria subsea global, particularmente en Brasil, ha consolidado una considerable experiencia con bombas sumergibles eléctricas, ESP ("Electro Submersible Pumps"), localizadas en el fondo del pozo, que mejoran la producción en reservas con presiones reducidas. **(Imagen 5.102.).**



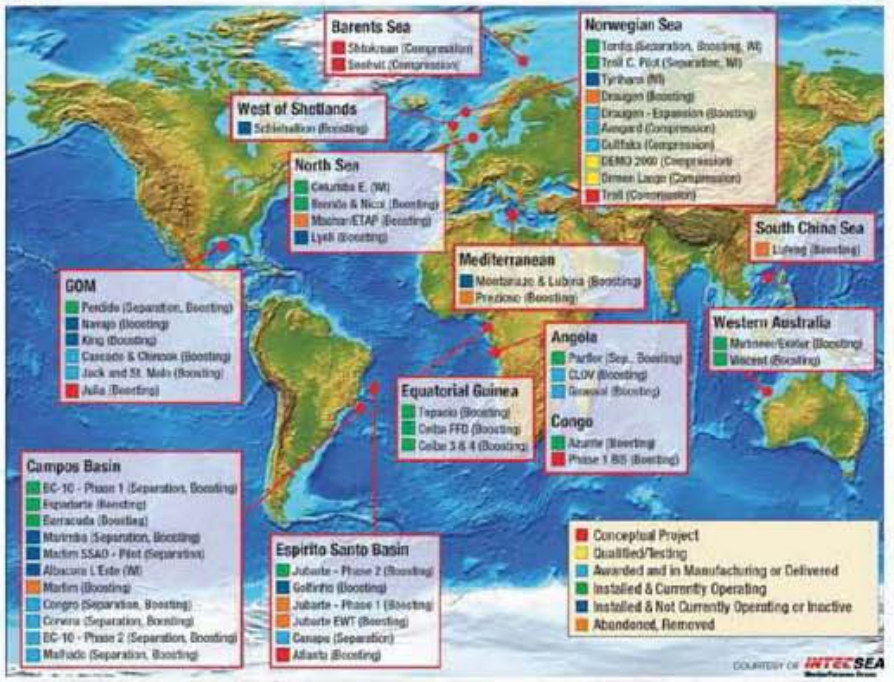


Imagen 5.102. Situación mundial en el Desarrollo de Instalaciones Submarinas. 2013. Offshore Magazine. INTECSEA. (Fuente: Tomada equipos de procesamiento, Arker Solutions)

En la actualidad se están desarrollando nuevos proyectos de compresión submarina para las zonas de producción de gas, principalmente en el Mar del Norte y Mar de Barents. El desarrollo de estos proyectos ha llevado al límite la complejidad en la tecnología subsea. Estos equipos se están instalando en campos plenamente desarrollados durante décadas, con el propósito de incrementar su producción.

El avance hacia campos en aguas cada vez más profundas estará íntimamente ligado a la implementación de sistemas de producción subsea que mejoren la producción y seguridad en la explotación.

5.12. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

La terminación de pozos en aguas profundas también incluye el uso de los SAP. El bombeo mecánico "NO" se usa en aguas profundas, pues por lo remoto de esos lugares y por el tamaño del equipo superficial es prácticamente inviable.

El Bombeo Neumático Inteligente suele ser aplicado en pozos de aceite mediano y ligero, y en yacimientos que tengan un buen casquete de gas a alta presión.

En aguas profundas, la mayoría de los aceites encontrados son pesados o extrapesados. A veces el BN Inteligente no posee la suficiente fuerza para levantar fluidos tan pesados y que tienen que elevarse a grandes distancias. Ante esto, el SAP más aplicado en aguas profundas es el bombeo electrocentrífugo, de todos modos, veremos estos dos últimos de manera general



5.12.1. BOMBEO ELECTRO CENTRIFUGO.

El **Bombeo Neumático** es uno de los sistemas artificiales de producción más importantes para los pozos costa afuera. El gas a altas presiones es inyectado dentro de la tubería de producción o en el espacio anular, donde su gasto inicial de flujo es controlado por medio de la válvula del bombeo neumático instalada dentro de los mandriles en la tubería de producción. La finalidad que tiene es aligerar la columna de fluidos reduciendo la presión de fondo del pozo. Los mecanismos involucrados en el bombeo neumático son:

- Disminución de la densidad.
- Expansión del gas inyectado.
- Desplazamiento del líquido.

Para determinar si se requiere bombeo neumático es necesario considerar:

- Composición de los fluidos y propiedades como relación gas-aceite (RGA), factor de volumen del aceite (Bo), viscosidad del aceite, factor de compresibilidad.
- Contenido máximo de agua.
- Correlaciones de flujo multifásico.
- Perfil del pozo.
- Datos de producción.
- Presión de flujo en el fondo del pozo.



5.12.2. BOMBEO ELECTRO CENTRIFUGO.

El **BEC** es el sistema artificial ideal en aguas profundas, dado su versatilidad y su diseño compacto, dicha versatilidad se debe a la combinación de las válvulas de control de flujo, el variador de voltaje y las bobinas de fondo. Puede producir aceites pesados, incluso puede hacerlo si esos aceites contienen agua o arena. Para eliminar la presencia de gas, se usa un separador de gas.

El **Bombeo Electrocentrífugo** es un sistema de levantamiento artificial multi-etapas muy utilizado en AP debido a su capacidad de ser instalado de manera práctica y rápida en comparación con otros sistemas de bombeo, requiriendo solamente de una fuente de energía eléctrica continua para su funcionamiento. Las características con las que puede trabajar este sistema artificial de producción son:

- Grandes volúmenes de aceite con baja RGA
- Grandes profundidades
- Amplia variedad de condiciones del pozo
- Motor de fondo

Los factores indeseables que pueden generar problemas con la bomba son:
Altas RGA.

- Altas temperaturas
- Presencia de arena en fluidos producidos

Las partes más importantes de este sistema son:

- Motor eléctrico.
- Protector.
- Separador de gas.
- Bomba centrifuga sumergible.
- Cable de corriente eléctrica.

CAPÍTULO 6: "GESTIÓN DE PROYECTOS DE ALTA COMPLEJIDAD"

6.1. EL EXPERIMENTO.

Para iniciar este tema me gusto esta actividad que encontré en un libro de la Facultad de Psicología, el libro es **"Adiestramiento de las Destrezas Generales" de Tomm S. Kauna.** Donde explica una actividad que se realizó con los trabajadores de una empresa y sus respectivas familias en una reunión anual en Canadá.



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

6.1.1. INTRODUCCIÓN.

Tomm es un psicólogo social y en su experimento organizo los grupos separándolos por áreas semejantes, cada grupo estaba conformado por 4 o 5 personas.

A pesar de que todos hemos participado en un proyecto ya sea desde armar un simple rompecabezas hasta la compleja preparación de una cena de navidad, el objetivo de Tomm era demostrar que cada grupo resolvería el proyecto de diferente manera, en diferente tiempo y con diferentes resultados dependiendo del área a la que pertenecían y formación que tuvieran. **(Imagen 6.1.).**



Imagen 6.1. El Experimento. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.1.2. DETERMINACIÓN DEL PROBLEMA.

En nuestras vidas cotidianas, así como en la industria un proyecto es un esfuerzo temporal para tener un resultado o crear un producto para resolver una necesidad especifica.

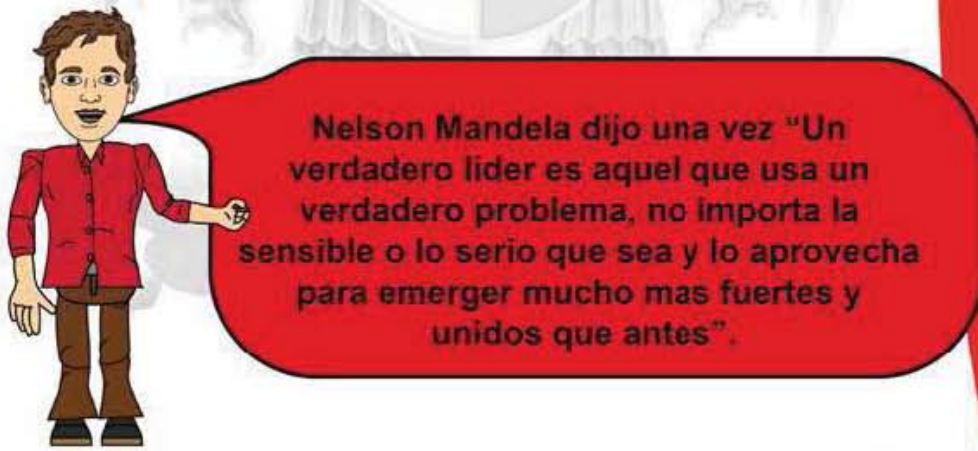
Todos los proyectos tienen un inicio y un final en la que pueden par:icipar varios integrantes u organizaciones que aportaran su fragmento en el momento que se requiera.

Para alcanzar el objetivo o meta planeada cada organización o parte debe participar en el tiempo que se les requiere y con el ritmo adecuado para llegar a su conclusión óptima.

6.1.3. HIPÓTESIS.

Se espera trabajar en este proyecto los siguientes aspectos:

- Trabajo en equipo. Liderazgo. Rendimiento.
- Prototipos. Ensayo.
- Incentivos y Habilidades.



6.1.4. LISTA DE MATERIALES.

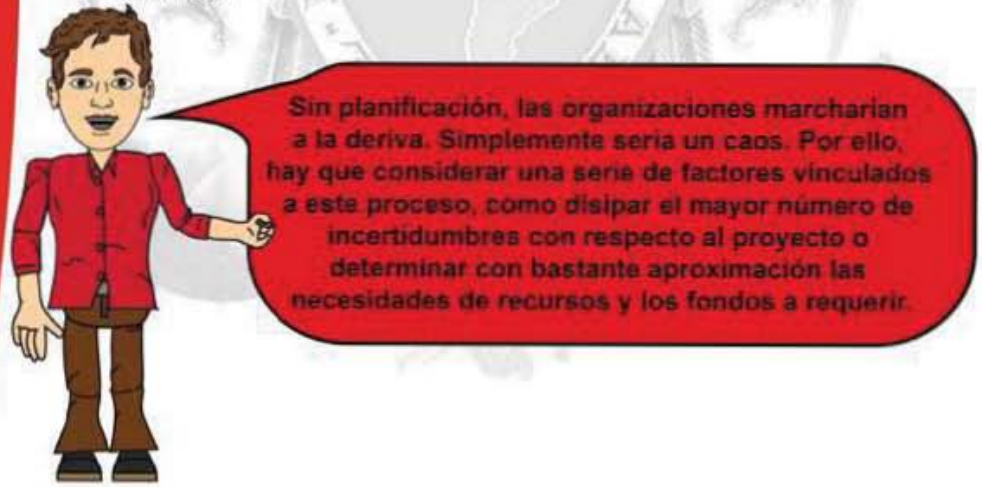
Se buscaron ocho grupos representativos de cinco personas cada uno.
Cada grupo representativo reunía a cinco personas que se desempeñaban en la misma profesión.
Todos los grupos representativos se desempeñaban en algo diferente, pero en el interior de los grupos los participantes se desempeñaban en los mismo.

El suelo para realizar la torre debe ser una superficie plana y limpia.
También necesitarás cinta métrica para medir las estructuras cuando haya acabado el reto.
Los ocho grupos representativos estaban compuestos por:

- Médicos.
- Niños de Jardín de Niños.
- Ingenieros y Arquitectos.
- Abogados.
- Administradores y Contadores.
- Profesores de Jardín de Niños.
- Psicólogos.
- Matemáticos y Físicos.

Se le dio a cada equipo una bolsa con material:

- 20 pedazos de espagueti.
- 1 metro de cinta adhesiva.
- 1 metro de cuerda.
- 1 malvavisco.



6.1.5. EXPLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO.

Se crean grupos con el mismo número de personas, idealmente cuatro o cinco, y se les facilita un kit básico con el que tendrán que **construir una estructura que se sostenga por sí sola encima de la mesa y que tenga en lo más alto la nube de golosina o bombón.** Los participantes disponen de 20 minutos para lograrlo. Cuando se acaba el tiempo, se mide con una cinta métrica cada una de las estructuras que se mantienen en pie por sí solas. Se anotan las alturas y se anuncia el ganador o los tres primeros clasificados, dependiendo del número de grupos.

Los participantes pueden usar los espaguetis, la cinta y el cordel como quieran. Pueden romper, pegar, anudar. La nube debe permanecer intacta.

Es importante que se les vaya diciendo en voz alta el tiempo que queda en momentos determinados, por ejemplo, cuando queden 12, 9, 6 y 3 minutos.

En la parte final, avisar en el último minuto, en los últimos treinta segundos y hacer la cuenta atrás de los últimos diez segundos.

Hacer especial hincapié en que cuando acabe el tiempo, absolutamente nadie puede tocar la estructura, en caso contrario los grupos que incumplan esta norma quedarán automáticamente descalificados.

Al hacer que una torre hecha con palillos y bombones debe ser resistente para sostenerse, esta debe ser lo más alta que se pueda usando los materiales que tenemos. La estructura tiene que levantarse por sí misma, no puede recargarse en la pared, no puede buscar cualquier apoyo, debe estar sostenida por sí misma.

De la bolsa de materiales se puede hacer uso competo o parcial del contenido.

Los equipos fueron de 5 personas y como requerimiento es que no se conozcan y que por primera vez trabajaran en un proyecto.

6.1.6. REGISTRO DE RESULTADOS.

Estos son los resultados de los diferentes equipos.

- Uno de los problemas surgió cuando los equipos se empezaron a poner de acuerdo y encontraron que cada uno tenía una idea diferente sobre cómo realizar el proyecto y en consecuencia fue difícil ponerse de acuerdo.
- Otros hubieran querido más tiempo para terminar su proyecto.
- Cuando a los integrantes se les coloco deliberadamente con gente que no conocía se esperaba que se pusieran de acuerdo o que se presentaran.
- En otros equipos se hizo el diseño y después se repartió el trabajo y el estar diseñando y modificando les consumió bastante el tiempo.
- Todos estuvieron de acuerdo en que se cumplió la regla número uno de la administración de proyectos, **"El proyecto nunca va a salir de acuerdo al plan"**.
- El ejercicio se hizo con diferentes edades y profesiones, en el caso de las profesiones se concluyó la posibilidad de que al ser de distintas facultades y adquirir diferentes habilidades eso contribuyo a razonar de manera diferente.
- Cada una de las profesiones que hicieron el ejercicio razonaron de manera diferente y llegaron a un distinto resultado que las demás profesiones.
- Lo que se vio es que muy pocos construyeron un prototipo, así como otros pocos diseñaron en papel.
- Nadie definió el éxito del proyecto o cual era el éxito del proyecto, aunque algunos decían que el éxito del proyecto era que se sostuviera el malvavisco, conseguir altura, terminar antes de tiempo **(Imagen 6.2.)**.



Imagen 6.2. Definición del Éxito de un Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.1.7. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

- Lo que se vio es que muy pocos construyeron un prototipo, así como otros pocos diseñaron en papel.
- En algún momento los integrantes de cada equipo sacrificaron tiempo en el diseño para empezar a construir otros tuvieron que sacrificar material para mantener la estructura estable y hubo otros que dentro del tiempo no tenían nada levantado.
- Hay personas que son algo ambiciosas y diseñaron cosas muy elaboradas que al final fueron difíciles de sostener.
- También hay que considerar que el espagueti es un material extremadamente débil y ese era el truco **(Imagen 6.3.)**.



Imagen 6.3. Resultados del Experimento. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.1.8. CONCLUSIONES.

- Después de nombrar a los ganadores (o constatar que nadie ha sido capaz de mantener su estructura), es hora de hacer las reflexiones pertinentes.
- Hay que rescatar **la importancia de crear prototipos en cualquier proceso creativo, cada prototipo equivale a un ensayo.** Los grupos que no prueban hasta el último momento si les funciona su estructura, tienen muchas probabilidades de que no se les aguante. En cambio, los grupos que van probando prototipos desde el principio, tienen más posibilidades de que su torre de espaguetis se mantenga en pie.
- Se da el caso de que los profesionistas lo hacen peor que los niños precisamente por eso, los primeros sólo prueban una estructura en el último minuto y los niños usan el **"Prueba y Error".**
- **Cada prototipo o ensayo es una oportunidad para analizar y revisar qué funciona y qué debemos dejar de hacer.** Otro concepto que se trata a menudo con esta dinámica es el trabajo en equipo.
- En todos los proyectos, desde **construir una plataforma,** construir **una torre de malvaviscos, o hacer un automóvil nos encontraremos con estos factores.**
- Este proyecto sucedió así, se juntaron 4 o 5 personas que no se conocían y que por primera vez intentaban trabajar en un proyecto, lo que hicieron inmediatamente fue empezar a platicar y presentarse, después hicieron un plan ya sea dibujando en hojas o construyendo prototipos y al final se decidieron empezar a construir y a los 15 minutos la mayoría ya tenía algo construido y lo único que falta al final es el bombón, lo que pasa cuando se pone el bombón es que la estructura se cae **(Imagen (6.4.).**
- Curiosamente como ya se mencionó los que mejor salieron en el desarrollo de esta práctica fueron **los niños de prescolar** y esto es porque es un proceso completamente distinto.



Imagen 6.4. Ruta Clásica de Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

- Por un lado, tenemos a **los estudiantes de cualquier licenciatura** y por el otro tenemos a **los niños de prescolar,** ambos tienen la misma meta y los mismos materiales, los dos construyen lo mismo.
- La diferencia es que **los estudiantes de licenciatura** hacen muchos planes construyen la estructura y solamente al final colocan el bombón y la estructura se cae.
- Los **niños de prescolar** no tiene el pensamiento estructurado entonces ellos empezaron a construir la estructura y le colocan el bombón, construyen un poco más de la estructura y le colocan el bombón, construyen un poco más y colocan el bombón, hicieron eso unas 4 o 5 veces dentro de los 18 minutos, esto básicamente es prueba y error, **los niños de prescolar** no tenían los números para saber cuánto iba a sostener la estructura, no tenían tiempo de hacer los números y lo mejor que podían hacer es construir poner el bombón ver cómo se comporta y seguir construyendo **(Imagen 6.5.).**

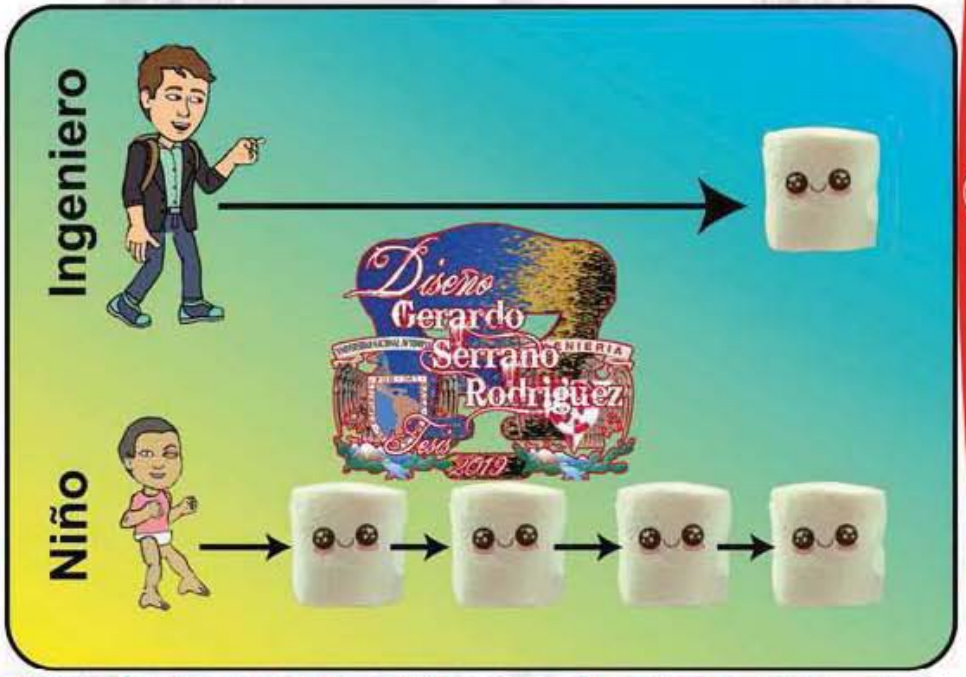


Imagen 6.5. Pensamiento de un Niño contra un Ingeniero. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

- Este proceso se ha ocupado en la humanidad durante mucho tiempo especialmente cuando no sabemos que es lo que está pasando, así fue el primer aeroplano, el primer foco.
- Este ejercicio se ha realizado en otras partes del mundo bajo los mismos estándares y mismas ambiciones de meta y hay mucha información para soportar las conclusiones.
- En la gráfica a continuación se ve que el promedio es alrededor de los 50 centímetros, los recién graduados de **administración** normalmente llegan a los 30 centímetros, los **abogados** llegan a 40, **los niños de prescolar** llegan a los 75 centímetros, los **ingenieros y arquitectos** llegan a los 70 centímetros, así con varias profesiones **(Imagen 6.6.)**.

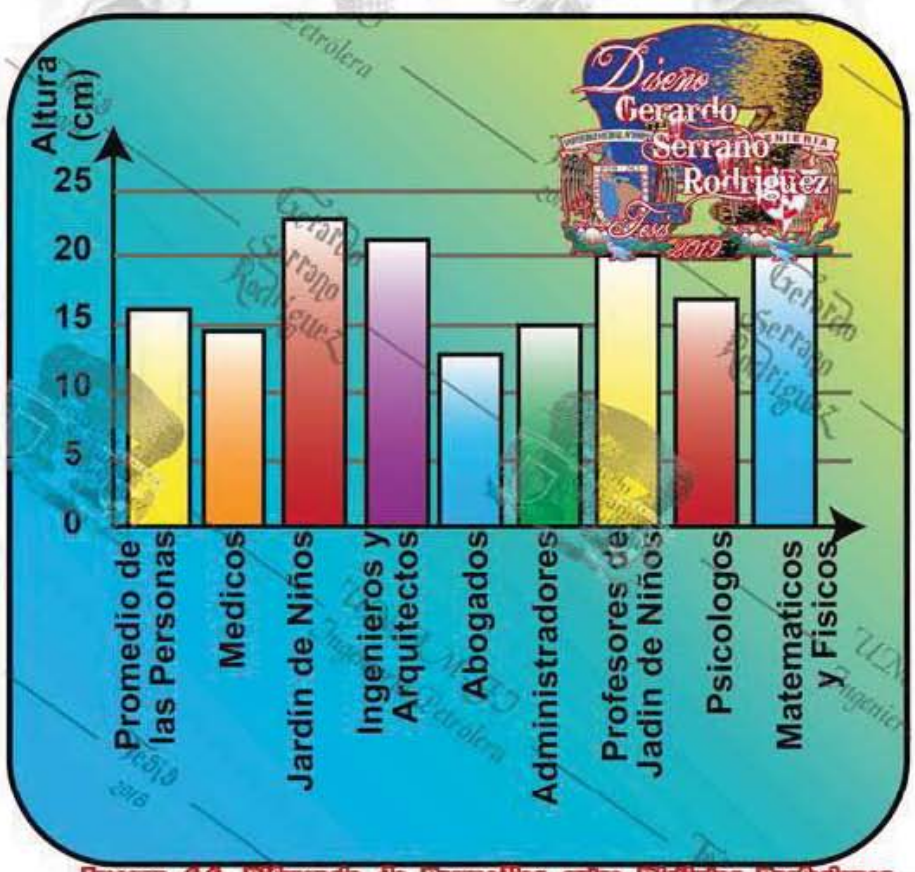


Imagen 6.6. Diferencia de Promedios entre Distintas Profesiones. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

- Uno de los principios básicos para el desempeño de un equipo es que necesitas gente capacitada y esto los pondrá un paso más cerca del éxito, este es uno de los principios más básicos de las dinámicas grupales.
- Al principio del experimento se les dijo a todos que se les daría un premio y se sintieron presionados, entre menos tiempo quedaba para levantar la estructura as presión sintieron.
- Para tener éxito en este ejercicio no solo es cuestión de sentirse motivado por el incentivo, también tiene que ver las habilidades que tenga el equipo o cada una de las personas. **(Imagen 6.7.)**.



Imagen 6.7. Incentivos y Habilidades en el Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.2. INTRODUCCIÓN A LA GESTIÓN DE PROYECTOS.



Todos y absolutamente todos hemos participado en un proyecto alguna vez en nuestras vidas, una receta de cocina es un proyecto, limpiar los zapatos es un proyecto, todo puede adaptarse para que sea un proyecto.

Todo es un proyecto sea grande o pequeño independientemente del tiempo de duración, lo que si es cierto es que pueden participar una persona o varias o una compañía o varias.
El **proyecto existe hasta que los objetivos hayan sido alcanzados** o hasta que se determina que los objetos del proyecto no pueden ser alcanzados.

6.2.1. ¿QUÉ ES UN PROYECTO?

Un **proyecto** es un esfuerzo temporal emprendido para crear un producto, servicio o resultado único.

El proyecto resuelve una necesidad en específico.

La naturaleza temporal de los proyectos significa que los proyectos **tendrán siempre un comienzo y un final.**

Un proyecto podría incluir una o varias unidades de negocio de una empresa. Además, varias organizaciones podrían participar en un solo proyecto.
Un proyecto se considera terminado una vez que se han alcanzado los objetivos del proyecto o se ha determinado que tales objetivos no pueden alcanzarse.
Si la necesidad de un proyecto deja de existir, la necesidad de que el proyecto exista será reevaluada.

6.2.2. ¿POR QUÉ ORGANIZAR EL TRABAJO EN LOS PROYECTOS?

Lo primero es que un proyecto es muy específico. El proyecto tiene un fin único que está definido esta medido desde el momento en que se inicia el proyecto.

Este objetivo es realista, si el proyecto no tiene un objetivo realista entonces será un desperdicio de dinero.

Normalmente el ritmo de entrega en proyectos es muy rápido, exigente y estresante. El enfoque debe tenerse siempre en cuenta y esto es muy efectivo actualmente porque la efectividad con que se trabajan los proyectos es muy alta.

6.2.3. ¿QUÉ ES LA GESTIÓN O LA ADMINISTRACIÒN DE PROYECTOS?

La **Administración de Proyectos** es la aplicación de conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas para proyectar actividades que cumplan con los requisitos del proyecto. Esto es a tiempo y bajo el costo necesario.

6.2.4. ¿HAY UN LÍMITE PARA EL TAMAÑO DE UN PROYECTO? ¿CUÁNDO UN PROYECTO SE VUELVE INCONTROLABLE?

En la primera imagen se muestra la **Plataforma "Troll"** de petróleo recién construida en 1994 y entregada en 1995. En esos años se consideraba uno de los proyectos más grandes construidos, es el objeto más grande, más pesado que el ser humano ha transportado.

Es una estructura de 472 metros de altura, cuando se instaló quedaron 369 metros bajo nivel del mar, tiene un peso de 683 mil toneladas, un proyecto que duro 5 años en construcción, tomo 6 días y siete noches moverla desde donde se fabricó hasta donde se instaló.

Las patas están hechas de una pieza y tienen un metro de espesor, para colocar las piernas en una sola pieza tuvieron que desarrollar un proceso específico para hacer el colado de concreto ya que no se podía colar una distancia tan larga.



Actualmente es **la plataforma de gas costa afuera más grande** su costo fue de 650 billones de dólares **(Imagen 6.8.)**.

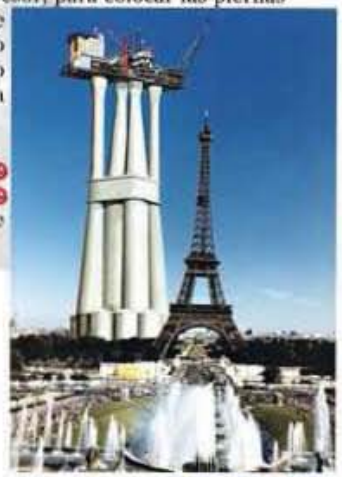


Imagen 6.8. Plataforma "Troll". (Fuente: Tomada de equipos de procesamiento, Arker Solutions)

6.2.5. CONECTOR DE 4 VÍAS.

Este es un conector de cuatro vías y se encuentra en todos los vehículos, tal vez de distintos tamaños o diferentes modelos.

Algunos de los componentes más pequeños utilizados en automóviles.
Pasa 1,000 horas de pruebas de ciclo a temperaturas que van desde -40°C hasta 125°C (Tiempo de transición 30 seg), se tienen una cámara caliente y una cámara fría y el conector se mueve de un lugar a otro durante mil horas cada 30 segundos.

El componente debe pasar las siguientes pruebas:

- **Prueba de Olores:** Cuando nos subimos a un carro de alguna marca en específico huelen exactamente igual todos. Pueden pasar los años y siguen oliendo igual, como es el caso del Volkswagen Escarabajo.
- **Prueba de Combustión:** Si el auto empieza a quemarse, los gases que se queman tienen que cubrir un cierto nivel de toxicidad para seguridad de los pasajeros y el ambiente.
- **Pruebas de Aceleración:** En caso de que se tenga un choque la aceleración bajara de inmediato.
- **Prueba de Corrosión:** Se hace la prueba en 1,000 horas y el componente debe seguir funcionando después de esas 1,000 horas de prueba.
- **Prueba de Polvo:** Se hace la prueba en 1,000 horas y el componente debe seguir funcionando después de esas 1,000 horas de prueba.

El conector de la imagen es un conector de 4 sellos y cuatro terminales y su costo es de $0.40 centavos de dólar.

En este caso el cliente llega y le dice a la empresa lo que quiere y los requerimientos que debe cumplir y cada pieza te la comprare en $0.40 centavos y se logra el objetivo de entrega en el plazo establecido.

El cómo cumplen su objetivo de entrega lo podemos aplicar a cualquier proyecto como los automotrices lo de construcción, científicos, todos usan el mismo principio y las mismas teorías de desarrollo de proyecto, lo que se usa en la industria del petróleo es muy semejante a los que se usa en los demás proyectos que son las variables de terminar a tiempo con un costo determinado y calidad determinada. **(Imagen 6.9.)**.



Imagen 6.9. Conector de Cuatro Vías para Automóviles. (Fuente: Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.2.6. DESAFÍOS DEL PROYECTO SUBMARINO.

Cuando desarrollamos un proyecto siempre nos encontramos con los siguientes retos: (Imagen 6.10.).

Tiempo	Planeación	Relieve	Legislación	Geopolítica
Proveedores	Costo	Productividad	Transporte	Medioambiente
Ensamble	Clima	Terreno	Mantenimiento	Estructura
Calidad	Equipo	Geografía	Economía	Riesgos



Imagen 6.10. Desafíos de un Proyecto Submarino. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.2.7. LA INCERTIDUMBRE DE LOS EFECTOS.

En la siguiente gráfica se muestra el eje de las "X" está el Tiempo y en el eje "Y" Incertidumbre. Cuando se arranca el proyecto en el tiempo cero se hace una planeación inicial, en este tiempo inicial se hacen los cálculos de horas de ingeniería, horas de construcción, etc.

En el tiempo inicial se inicia con un conocimiento del riesgo el cual se considera alto y sin conocimiento del costo, cuando se avanza en el proyecto se conocen más cosas y la información que se tiene es mayor y más concisa.

El punto del centro es donde se equilibra el costo con el riesgo, en este punto empieza la construcción del proyecto con todos los materiales que se tienen, si el cliente quiere algún cambio después de este punto el precio se disparara (Imagen 6.11.).



Imagen 6.11. Gráfica de Incertidumbre contra Riesgo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.3. CICLO DE VIDA DEL PROYECTO.

Un **Ciclo de Vida del Proyecto** es la serie de fases que un proyecto pasa desde su iniciación hasta su cierre, así como los pasos que se tienen que seguir en cada paso.

El **Ciclo de Vida del Proyecto** puede determinarse o modelarse por los aspectos únicos de la organización, la industria o la tecnología empleada **(Imagen 6.12.)**.

Todos los proyectos pueden ser asignados a la siguiente estructura genérica de ciclo de vida:

- **Iniciación:** Inicio del proyecto.
- **Planeación:** Organización y preparación.
- **Construcción:** Realización del proyecto.
- **Entrega:** Cierre del proyecto.

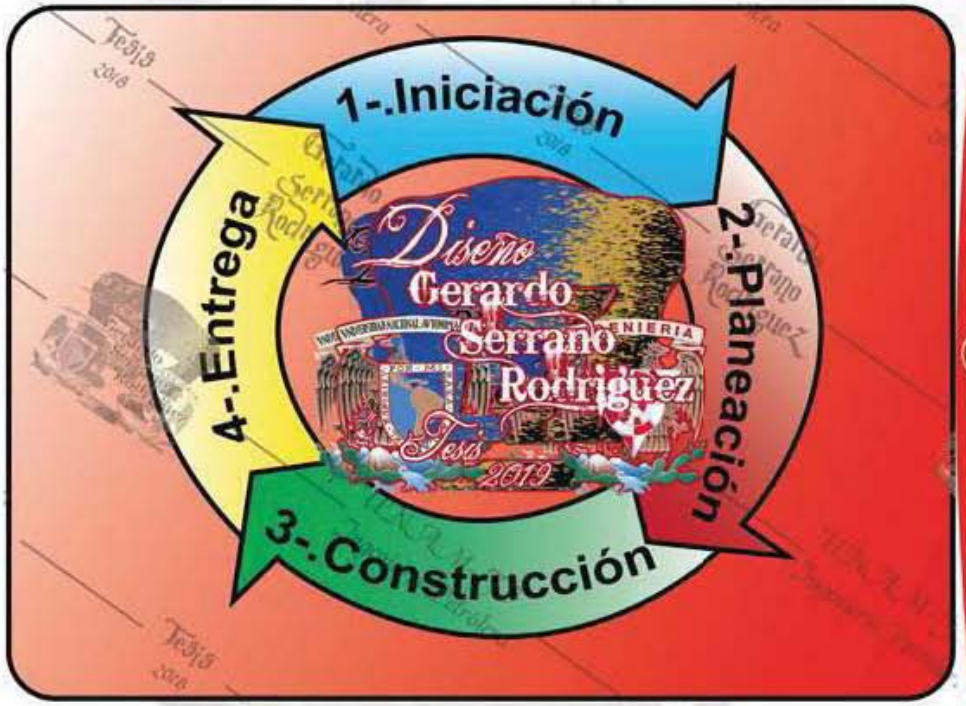


Imagen 6.12. Ciclo de Vida de un Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.3.1. MODELO DE PROYECTO GENÉRICO.

En el **Modelo Genérico** se tiene las etapas de:

Iniciación donde Se hace el estudio inicial y la licitación, es donde se gana o pierde el contrato, en la licitación se explica que equipo se va a usar, que proveedores habrá, como se harán las actividades.

En la parte de **Planeación y Diseño** se hace la ingeniería más detallada, los diseños más detallados, se moviliza todo el equipo y se trabaja con la maquinaria.

La **Ejecución** es la manufactura, en este punto casi toda la ingeniería está terminada y lo único que se tiene que hacer es ir por los proveedores y con los planos mostrar que es lo que se necesita para iniciar la construcción.

En **Monitoreo y Control** es donde te das cuenta si estas cometiendo un error para poder regresar y corregirlo.

Al final se tiene la **Clausura** que es donde los equipos se han construido y se hace la instalación donde se integran todos los equipos **(Imagen 6.13.)**.



Imagen 6.13. Modelo 1 de Proyecto Genérico. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

Este es otro diagrama que se usa en donde se tienen las mismas etapas, pero con un cambio en específico donde la fase de monitoreo y control viene a lo largo de todo el proyecto. El monitoreo no solo se hace en la fase de operación y control, si no que se aseguran desde el principio del proyecto para asegurarse que todo este hecho de forma correcta, para poder entregar a tiempo.

El monitoreo y control es una auditoria para ver la documentación, para ver cómo se están haciendo las cosas, si se está siguiendo el procedimiento, que todo esté de acuerdo a la ley, etc. **(Imagen 6.14.)**.



Imagen 6.14. Modelo 2 de Proyecto Genérico. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

Todo es un proceso en el que se tiene una entrada luego un transcurso y después una salida. En la entrada están los documentos, materiales, órdenes de compra. Se genera el proceso y se le da salida **(Imagen 6.15.)**.



Imagen 6.15. Proceso de Entrada y Salida de un Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.3.2. CICLO DE VIDA DEL PROYECTO.

Algo en común que tienen las **Cuatro Fases** es que todas se van a dividir en actividades y cada actividad se tiene que ver cuando se tiene que hacer, que es lo que se tiene que hacer, que necesitamos para iniciar la actividad, cual esperamos que sea el resultado.

En el diagrama vemos como se distribuyen las actividades y tenemos en el eje de las **"X"** tenemos las **fases** y en el eje de las **"Y"** el nivel de **actividad.**

En la **Iniciación** no sabemos nada de lo que tenemos que hacer, entonces empezamos a movilizar a toda la gente y traer el equipo de trabajo.

En la fase de **Plancación** se hace toda la ingeniería detallada y nos aseguramos de lo que tenemos que hacer.

En la **Ejecución** se muestra que todo se vuelve un caos porque se mezclan las demás fases.

En la **Clausura** es el declive del proyecto donde se terminan los materiales y se pasa a la terminación del proyecto donde se asegura que todo se ha hecho conforme al contrato **(Imagen 6.16.).**

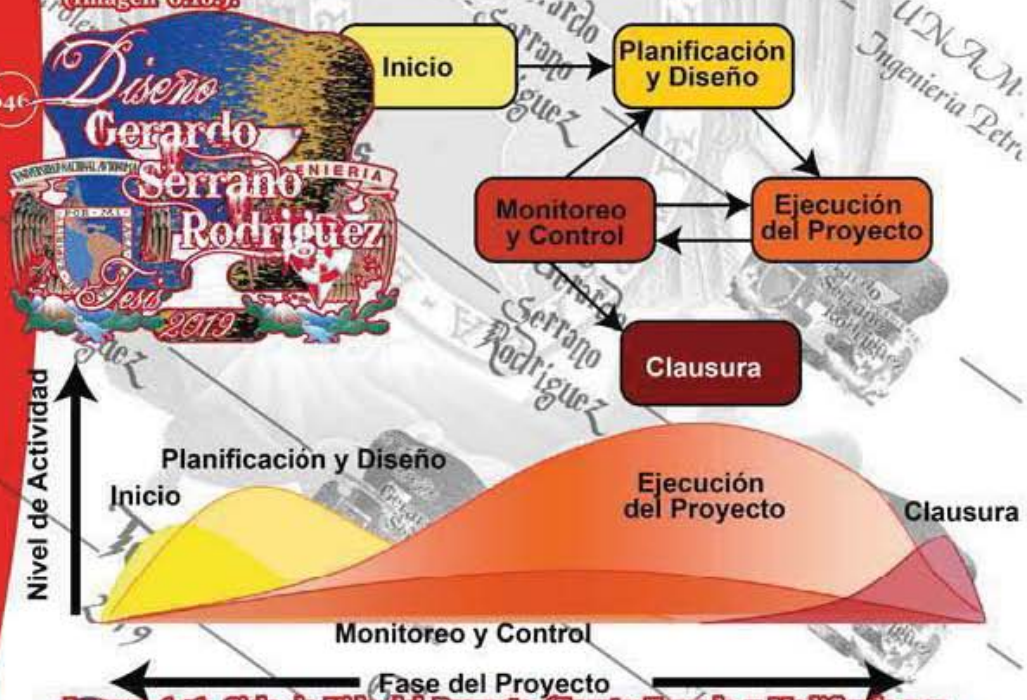


Imagen 6.16. Ciclo de Vida del Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.4. FASES DEL PROYECTO.

6.4.1. MODELO DE PROYECTO GENÉRICO.

En el modelo genérico se tiene las etapas de:
Iniciación donde Se hace el estudio inicial y la licitación, es donde se gana o pierde el contrato, en la licitación se explica que equipo se va a usar, que proveedores habrá, como se harán las actividades.

En la parte de **Planeación y Diseño** se hace la ingeniería más detallada, los diseños más detallados, se moviliza todo el equipo y se trabaja con la maquinaria.

La **Ejecución** es la manufactura, en este punto casi toda la ingeniería está terminada y lo único que se tiene que hacer es ir por los proveedores y con los planos mostrar que es lo que se necesita para iniciar la construcción.

En **Monitoreo y Control** es donde te das cuenta si estas cometiendo un error para poder regresar y corregirlo.

Al final se tiene la **Clausura** que es donde los equipos se han construido y se hace la instalación donde se integran todos los equipos **(Imagen 6.17.)**.



Imagen 6.17. Modelo del Proyecto Genérico. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.4.2. INICIACIÓN.

El propietario del proyecto y otras partes interesadas de alto nivel realizan su debida diligencia sobre si realizar o no un proyecto, u optar por realizar un proyecto sobre otro.
El proyecto se inicia formalmente, se nombra y se define a un nivel amplio.
Los estudios de factibilidad se realizan dependiendo de la naturaleza del proyecto.

Actividades:

- La invitación a licitar.
- Oferta.
- Adjudicación del contrato.
- Revisión del contrato.
- Proyecto de calendario de línea de base del proyecto.
- Firma del proyecto.
- Lista de equipos maestros (MEL) congelados.



¿Qué es EPC?

Contratos a tanto alzado:

- Proyecto "Engineering Procurement Construction" (EPC).
- Proyecto EPCI.
  - EPC + Soporte de instalación.

Contratos reembolsables:

- Proyectos de servicio.
  - Operación offshore.
  - Mantenimiento.
  - Reparar.
  - Alquiler.
  - Mejorar.
- Repuestos (hardware adicional) (Imagen 6.18.).

Imagen 6.18. ¿Qué es un EPC? (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)



Engineering--**I**ngenieria
Procurement-**O**btención
Construction-**C**onstrucción

Suma Global
Suma convenida para un alcance específico

Reembolsable
Costo real + Tasa de acuerdo

Carta del Proyecto.

Autoriza al Gerente de Proyecto a aplicar recursos al proyecto (Imagen 6.19.).

Contiene.

- Caso de negocios.
- Límites de autoridad y estimación presupuestaria.
- Patrocinador del proyecto y partes interesadas.
- Requerimientos del cliente.
- Indicadores de rendimiento clave del proyecto.
- Objetivos comerciales.
- Riesgos de máxima prioridad.
- Número de proyecto.
- Requerimientos de reportes del patrocinador.

Imagen 6.19. Carta del Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)



6.4.3. PLANIFICACIÓN Y DISEÑO.

Desarrollo de un plan de gestión de proyectos que incluya capítulos individuales para las áreas de conocimiento. (Imagen 6.20.).
Actividades.

- Desarrollo del Plan de Gestión de Proyectos.
- Desarrollo del Plan de Ejecución del Proyecto.
- Definición de la estructura de desglose del trabajo (WBS).
- Detalle el calendario de referencia del proyecto.
- Selección y calificación de proveedores.
- Lanzamiento de artículos largos de plomo.
- Ingeniería ruda y detallada.
- Dibujos liberados.
- Plan de Inspección y Prueba (ITP) congelado.
- Registro de riesgos actualizado.

Imagen 6.20. Plan de Gestión de Proyectos. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)



6.4.4. EJECUCIÓN.

Las entregas del proyecto se fabrican y se completan de acuerdo cor el plan desarrollado en la fase anterior.
La ejecución del proyecto y la supervisión y control del proyecto son las dos fases que se ejecutan en paralelo.

Actividades.

- Fabricación.
- Plan de gestión de la finalización comunicado.
- Plan de soporte de instalación y puesta en marcha completado.
- Fabricación y montaje completados.
- Procedimiento de prueba de aceptación de fábrica (FAT).
- Procedimiento de prueba de aceptación de fábrica extendida (EFAT).
- Sistema listo para FAT / EFAT.



6.4.5. MONITOREO Y CONTROL.

El proceso de seguimiento, revisión, presentación de informes y organización del progreso para alcanzar los objetivos de desempeño definidos en el plan de gestión del proyecto.

Actividades.

- Opiniones.
- Generación de indicadores clave de rendimiento (KPI).
- Cambio de control.
- Ejecución de acciones correctivas.

Lo que siempre me va interesar en el proyecto es que los resultados sean predecibles y que pueda decir con seguridad que el proyecto es rentable, desgraciadamente esto es imposible ya que los factores cambian todo el tiempo, para esto hay dos mecanismos de control, uno inferior que es como el proyecto se mueve a través de las distintas etapas y el otra superior que es un órgano de gobierno y gente externa al proyecto y solo hace auditorias **(Imagen 6.21.)**.

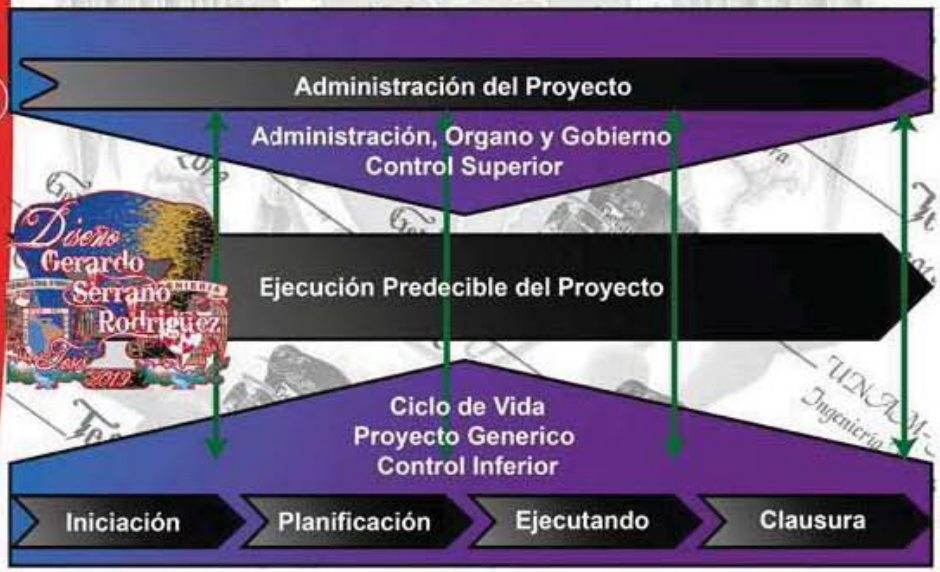


Imagen 6.21. Supervisión y Control del Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

Planos de Distribución de Fuerza.

Este es el modelo más complicado y aplica para proyectos clase uno que son proyectos pequeños y proyectos clase cuatro que son los más grandes.

La fase de iniciación está dividida en etapas más pequeñas, cada cuadro pequeño debajo de cada una de las fases es como una pequeña puerta que el proyecto tiene que cumplir **(Imagen 6.22.)**.

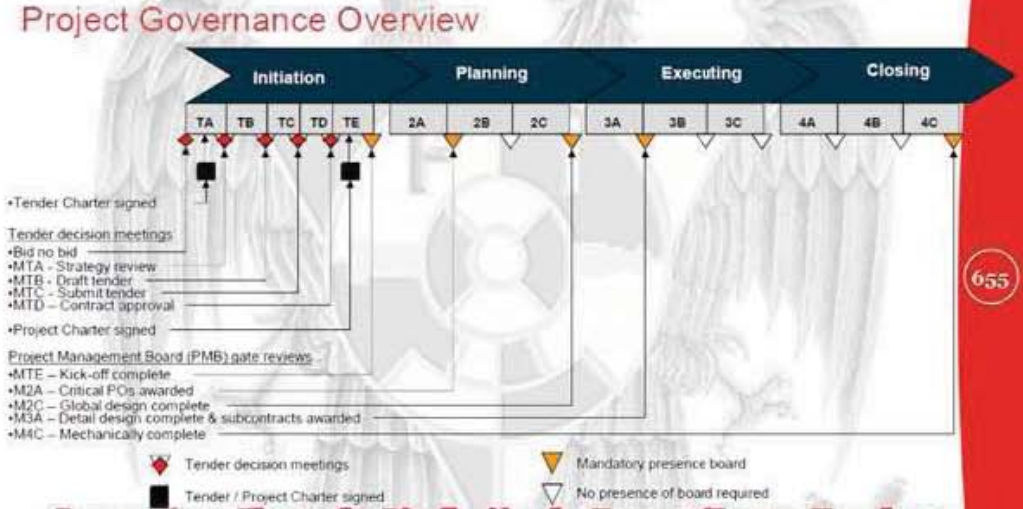


Imagen 6.22. Planos de Distribución de Fuerzas. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

Aseguramiento del Proyecto.

- Compruebe que el proyecto está a tiempo.
- Compruebe el enfoque del proyecto en las actividades correctas de la cadena de valor
- Identificar desviaciones.
- Asegurar que las actividades críticas y los riesgos del proyecto estén bajo control
- Informar y obtener apoyo administrativo.
- Asegúrese de que todas las actividades de las listas de tareas pendientes al final de la etapa estén completas.

6.4.6. CLAUSURA.

Cierre formal del proyecto.

Ocupaciones:

- Prueba de aceptación de fábrica (FAT).
- Prueba de aceptación de fábrica ampliada (EFAT).
- Entrega del equipo de prueba.
- Terminación mecánica.
- Pruebas de integración de sistemas.
- Manuales de operaciones y mantenimiento.
- Entrega a la empresa de instalación.
- Entrega y certificados firmados.
- Terminación formal del contrato.

6.5. ÁREAS DE CONOCIMIENTO DE LA GESTIÓN DE PROYECTOS.

La siguiente imagen es ya muy vista, pero creo que va muy acorde al punto que se está tratando.



Se tiene el proyecto típico, luego se tiene el como el cliente lo explica, como el líder del proyecto lo vendió, la lista de datos, como se ve a simple vista, como lo describió el ejecutivo de ventas, como se documentó o como no se documentó, como estará en operaciones, como se vendió al cliente, como le cobraron al cliente, el soporte del proyecto y realmente lo que el necesitaba era algo sencillo.

Fuera de la descripción el dibujo va al punto de que todos nosotros siempre vamos a ver las cosas desde nuestra perspectiva y siempre ese el punto del que vamos a tener en mente **(Imagen 6.23.)**.

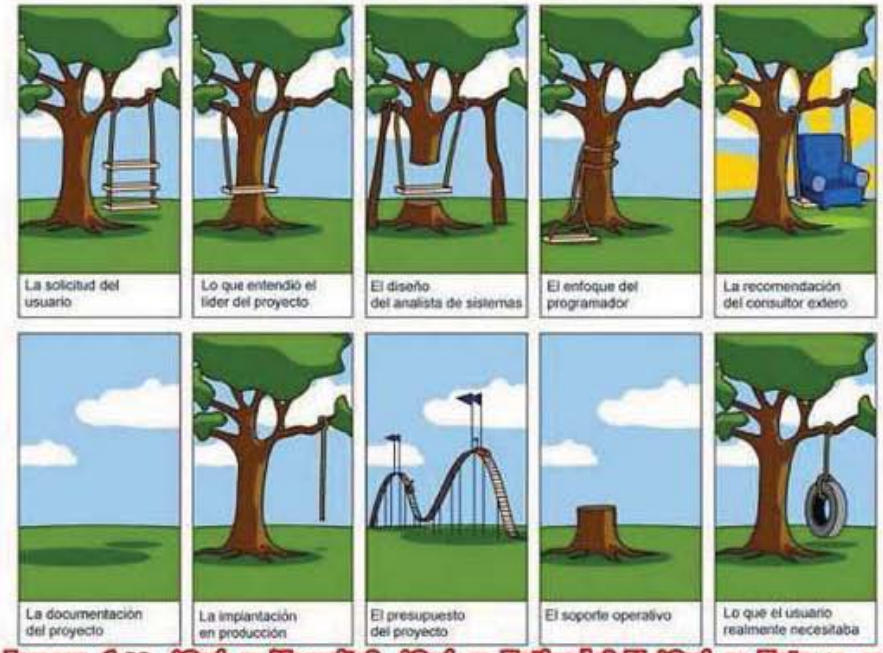


Imagen 6.23. ¿Qué se Necesita?, ¿Qué se Entiende? Y ¿Qué se Entrega en un Proyecto? (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

En este capítulo se hablará de 15 áreas para el desarrollo de proyectos que usa la empresa **Arker Solutions.**

Aker Solutions ASA, está en Noruega y es compañía de servicios petroleros con sede en Oslo, ofrece productos petroleros, sistemas y servicios en todo el mundo para los clientes en la industria del petróleo y el gas.

Las 15 Áreas de **Arker Solution** son: Integración, Cambio, Tiempo, Costos, Calidad, Interesados, Información, Proveedores, Riesgos, Ingeniería, HSE, Recursos Humanos, Finalización, Responsabilidades y Organización. Se verá que es lo que hace cada uno de ellos **(Imagen 6.24.)**.



Imagen 6.24. Áreas de Conocimiento en la Gestión de Proyectos. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.5.1. MANEJO DE INTEGRACIÓN.

Manejo de Integración o Project Integración Management incluye los procesos y actividades para identificar, definir, combinar, unificar y coordinar los diversos procesos y actividades de gestión de proyectos dentro de los grupos de procesos de Gestión de Proyectos.

Regularmente la persona que está a cargo de la integración del proyecto se le llama **Proyej Manager** quien tiene la mayor autoridad en el proyecto y lleva la responsabilidad total por los resultados del proyecto. Integración se encarga de que todas las demás partes estén alineadas.

Manejo del Proyecto de Integración incluye los procesos y actividades para identificar, definir, combinar, unificar y coordinar los diversos procesos y actividades de gestión de proyectos dentro de los grupos de procesos de **Gestión de Proyectos (Imagen 6.25.).**



Imagen 6.25. Manejo de Integración o Project Integración Management. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.5.2. ALCANCE Y MANEJO DEL CAMBIO.

La **Gestión del Alcance del Proyecto** incluye los procesos necesarios para asegurar que el proyecto incluya todo el trabajo requerido y sólo el trabajo requerido para completar el proyecto con éxito.

La **Gestión del Alcance del Proyecto** se ocupa principalmente de definir y controlar lo que está y no está incluido en el proyecto.

El objetivo del Proceso de Gestión del Cambio es asegurar que cualquier modificación de documentos, entregas o líneas de base asociadas con el proyecto que cumplan los criterios definidos se identifiquen, evalúen, decidan (aprueben o rechacen) e implementen.

En **Arker Solución** se tienen dos fuentes de cambios, una es cuando se construye algo con los proveedores y el proveedor dice que no puede facturarlo como quiere, pero da otras opciones y la otra es cuando ya se tiene el material listo para empezar a armarlo y se hacen modificaciones al diseño.

En ambos casos puede ser que necesitemos o no la aprobación del cliente y esto va a depender del contrato y el tipo de impacto que tenga en el cambio total del proyecto.

La otra fuente de cambio es cuando el cliente pide algo que no es factible o por ingeniería no se puede hacer, se notifican los cambios al cliente y el los revisa y si los aprueba se hacen los cambios, se alistan los costos y tiempo.

La **Gestión del Alcance del Proyecto** incluye los procesos necesarios para asegurar que el proyecto incluya todo el trabajo requerido y sólo el trabajo requerido para completar el proyecto con éxito.

La **Gestión del Alcance del Proyecto** se ocupa principalmente de definir y controlar lo que está y no está incluido en el proyecto.

El objetivo del **Proceso de Gestión del Cambio** es asegurar que cualquier modificación de documentos, entregas o líneas de base asociadas con el proyecto que cumplan los criterios definidos se identifiquen, evalúen, decidan (aprueben o rechacen) e implementen.

6.5.3. MANEJO DEL TIEMPO.

Son los planes o actividades y tiempo en los que se va a realizar y que requieren y su cálculo más importante es cuantas horas hombre se necesitan, está ligado las horas hombre a el costo del proyecto.

Project Time Management incluye los procesos necesarios para administrar la terminación oportuna del proyecto.
Establecer planes de proyecto detallados y presupuestos de mano de obra.
Supervisar y controlar el desarrollo del proyecto y el gasto de mano de obra de acuerdo con estos **(Imagen 6.26.)**.

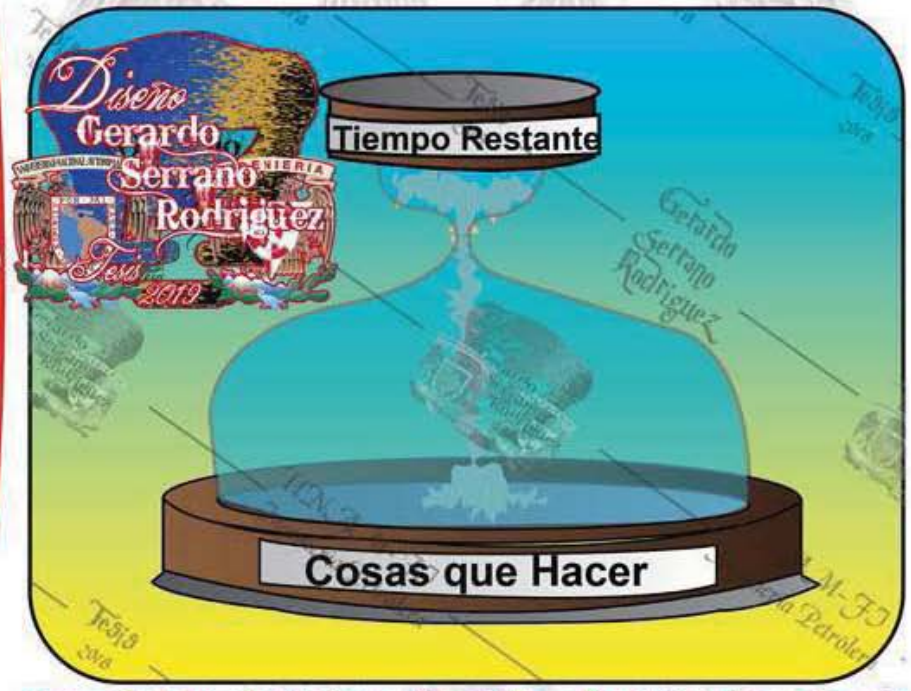


Imagen 6.26. Manejo del Tiempo. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.5.4. MANEJO DE COSTOS.

Sucede lo mismo en **Manejo de Costos** que con **Manejo del Tiempo,** se podría decir que las dos áreas más importantes para **Arker Solution** son **Manejo del tiempo y Manejo del costo.**

El objetivo principal de **Manejos de Costos** es que el proyecto se termine de acuerdo a lo que se presupuestó, todo el tiempo se estará haciendo un pronóstico comparando los números actuales contra los números futuros y decir cuantas horas de ingeniería se van a tener al final, así como saber cuál es la ganancia o la perdida.

La **Gestión de Costos** del Proyecto incluye los procesos involucrados en la planificación, estimación, presupuestario, financiamiento, administración y control de costos para que el proyecto pueda ser completado dentro del presupuesto aprobado.

Análisis y previsión de la información de costos para presentar una imagen actual del costo del proyecto futuro.

Informando a la gerencia del proyecto, al cliente ya la gerencia **(Imagen 6.27.)**.



Imagen 6.27. Manejo de Costos. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.5.5. MANEJO DE LA CALIDAD.

El **Manejo de la Calidad** del Proyecto incluye los procesos y actividades de la organización ejecutante que determinan políticas, objetivos y responsabilidades de calidad para que el proyecto satisfaga las necesidades para las que se llevó a cabo.

El **Manejo de la Calidad** del Proyecto trabaja para asegurar que los requerimientos del proyecto, incluyendo los requerimientos del producto, sean cumplidos y validados.
Asegurar los requisitos contractuales de calidad y sostener valores y estrategias supervisando, controlando y ejecutando el proyecto desde una perspectiva de calidad.

Esta área se divide en tres sub-áreas que son:

- **Planificación de Calidad:** Se hace al principio del proyecto, cada contrato se traduce en requerimiento, productos, materiales y se hace una planeación de cuales son ciertos componentes de calidad.
- **Garantía de Calidad:** Son las personas que están de proveedor a proveedor y de fábrica en fabrica haciendo inspecciones y auditorias para ver si los requerimientos se han cumplido de manera exitosa y si no hay desviaciones que necesitemos corregir.
- **Control de Calidad:** Ayuda a preparar el paquete de documentaciones para garantizar el manejo de la calidad.



Si en la empresa participa todo el personal, desde el equipo directivo hasta el repartidor de mercancia y se comprometen con hacer las cosas bien desde la primera vez evitando posibles riesgos y esmerándose por satisfacer a los clientes, la calidad de esta será excelente.

6.5.6. MANEJO DE LOS INTERESADOS.



Aquí se involucran varias partes como son los proveedores, clientes, inspectores.

La Manejo de Partes Interesadas del Proyecto incluye los procesos necesarios para identificar a las personas, grupos u organizaciones que podrían impactar o ser impactadas por el proyecto, analizar las expectativas de las partes interesadas y su impacto en el proyecto y desarrollar estrategias de gestión apropiadas para involucrar de manera efectiva a las partes interesadas en las decisiones del proyecto y ejecución **(Imagen 6.28.)**.

Imagen 6.28. Manejo de los Interesados. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.5.7. MANEJO DE LA INFORMACIÓN.

El **Manejo de la Información del Proyecto** es un proceso para identificar e implementar:

Información Sobre el Ciclo de Vida: Requisitos según las mejores prácticas de ingeniería submarina, sistemas de entrega de documentación y especificaciones del cliente.

Gestión de la Comunicación: Para garantizar que todos los requisitos externos / internos y los informes son cuidadosamente planificados y gestionados por el proyecto.

Tecnología de la Información: Para asegurar que el proyecto tenga acceso a todas las herramientas de TI requeridas.

Gestión de Documentos: Para garantizar la transferencia oportuna y correcta de la documentación específica del proyecto entre las partes contratantes.

6.5.8. MANEJO DE PROVEEDORES.

En **Arker Solution** se tienen más de 100 proveedores en 125 países con los que se puede contar para hacer la adquisición de materiales. **Arker Solution** se involucra con el proveedor desde el momento en que se busca seleccionarlo. Este trabajo se termina cuando se entrega el material pedido.

El **Manejo de Adquisiciones** de Proyectos incluye los procesos necesarios para adquirir o tener productos, servicios o resultados necesarios fuera del equipo del proyecto.

Adquirir productos, materiales y servicios de conformidad con el contrato de:

- Calidad y cantidad requeridas.
- En el tiempo requerido.
- A los lugares requeridos.
- Al coste total más bajo.

Comprende todas las actividades:

- Identificación del alcance de la contratación pública / subcontratación.
- Selección de proveedores.
- Establecimiento de contratos.
- Administración y cierre de contratos **(Imagen 6.29.)**.



Imagen 6.29. Manejo de los Proveedores. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.5.9. MANEJO DE RIESGOS.

Su trabajo es controlar y reducir la exposición a riesgos de tipo comercial como uso de proveedores, selección de los materiales, situaciones geopolíticas.

El **Manejo del Riesgo del Proyecto** es un proceso que consiste en controlar y reducir la exposición comercial durante la duración de un proyecto y contribuir al logro exitoso de los objetivos del proyecto.

Identificar, analizar y responder a los riesgos del proyecto:

- Maximizar la probabilidad y las consecuencias de los eventos positivos, y
- Minimizando la probabilidad y las consecuencias de eventos adversos

en los objetivos del proyecto.

6.5.10. MANEJO DE INGENIERÍA.

Maneja todos los aspectos de la ingeniería relacionadas con el producto. Esta es el área donde se ocupa más horas hombre y tener una ingeniería exitosa tiene un impacto directo al margen de ganancia.

Manejo de Ingeniería de Proyectos es un proceso para organizar, dirigir y controlar los recursos técnicos necesarios para desarrollar un proyecto basado en los estándares de la industria cliente, regional e internacional según contrato **(Imagen 6.30.)**.



Imagen 6.30. Manejo de la Ingeniería. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.5.11. MANEJO HSE.

Aquí se empieza a hacer un análisis de riesgo de seguridad y ambientales, estos varían y depende del lugar en donde estén ubicados, son distintos los riesgos ambientales en Escocia que en Noruega y en África. Se hace un análisis de riesgos y todos estos se deben de mitigar. El **HSE** es como la licencia para operar si no tienen las exigencias mínimas de seguridad entonces en las auditorías se darán cuenta y detendrán el trabajo.

Esta es una de las áreas más críticas porque muchos optan por hacerse de la vista gorda y deciden evitar muchas normas de seguridad como trabajar sin el equipo adecuado y eso provoca accidentes. Pero por lo regular se para cualquier operación que no se vea segura ya sea de los clientes, de los proveedores o de los mismos auditores.

La **Gestión del Proyecto HSE** es un proceso para asegurar la planificación sistemática y la implementación de todos los aspectos relacionados con **HSE** en el proyecto.

Esto implica

- Los principios sistemáticos de **HSE**, tareas y responsabilidades de trabajo, y
- Asegurar que el proyecto se ejecuta de manera consistente - contabilidad de la política, los objetivos, las metas y los requisitos del SMS del proyecto. Minimizando la probabilidad y las consecuencias de eventos adversos en los objetivos del proyecto.



6.5.12. MANEJO DE RECURSOS HUMANOS.

El éxito del proyecto para **Arker Solution** depende mucho de cómo se desenvuelvan o manejen a la gente, especialmente en proyectos donde se involucran muchas personas.

La **Gestión de Recursos Humanos** del Proyecto es un proceso estructurado que se centra en los procesos de las personas que contribuyen a la excelencia operacional, a la entrega de tiempo ya los equipos de alto rendimiento.

La **Gestión de Recursos Humanos** del Proyecto incluye los procesos que organizan, administran y dirigen el equipo del proyecto.

6.5.13. MANEJO DE LA FINALIZACIÓN.

Es básicamente ver cómo se van a integrar todos los materiales, como se van a entregar los informes y como se van a realizar las actividades de prueba, se va a asegurar de que todos los materiales cumplan con los requerimientos necesarios para pasar la prueba de aceptación. Se instala el equipo y se le entrega a la compañía un paquete de documentación a la compañía que hará el servicio y el contrato está terminado.

El objetivo de la **Gestión de Finalización** es:

- Verificar el diseño del sistema mediante la finalización mecánica y las pruebas de sistema.
- Garantizar la entrega de los hitos contractuales de entrega al Cliente y proveedor de servicios.

Los objetivos anteriores se alcanzan a través de la definición e implementación de una estrategia de finalización común a través del proyecto y también la alineación, monitoreo y control adecuados de todas las actividades de finalización.

6.5.14. MANEJO DE RESPONSABILIDADES.

El objetivo del **Manejo de Responsabilidades** es analizar.

12 Áreas de Conocimiento:

- Gestión de la integración.
- Gestión del alcance.
- Gestión de contratos.
- Gestión del tiempo.
- Gestión de costes.
- Gestión de la calidad.
- Gestión de la información.
- Gestión de recursos humanos y Gestión de riesgos.
- Adquisición y subcontratación mgmt.
- Gestión de SMS.
- Gestión de ingeniería.
- Gestión de la finalización.

Responsable dentro de un proyecto:

- Director de Proyectos.
- Director de Negocio (Jefe de Cambio).
- Gerente de Negocios (Asesor de Contratos).
- Gerente de Negocios (Líder Planificador).
- Gerente de Negocios (Controlador de Costes).
- Gerente de Calidad (coordinadores de QA y QS / MC punteado).
- Gerente de Proyecto / Gerente de Negocios (LCI & DM).
- Gerente de proyecto (asesor de recursos humanos).
- Gerente de Negocios (Analista de Riesgos).
- Gerente de Adquisiciones / Gerente de Subcontratos.
- Gerente de HSE.
- Gerente de Ingeniería.
- Gerente de finalización.

6.5.15. MANEJO DE LA ORGANIZACIÓN.

Este es el estándar de cómo se **Organiza el Proyecto en Arker Solution** donde el equipo central de trabajo es el Gerente del proyecto, el Manejadores del Proyecto, El Gerente de Calidad, El Gerente del Medio Ambiente.

El **Gerente de Seguridad** esta hasta arriba porque se necesita una gran jerarquía para que pueda parar las operaciones de un proveedor en caso de ser necesario, es por eso que tiene mucho peso sobre todas las actividades que realiza.

Después se tiene al **Gerente de Ingeniería en Sistemas de Ingeniería,** Sistemas de Ingeniería se encargará de hacer el diseño del campo e Ingeniería se encargará de ver lo equipos que se van a entregar para las condiciones específicas que pidieron.

Por ultimo vienen paquetes donde cada uno tiene su **Gerente de Proyectos** y su propia estructura ingeniería, compras y manufactura **(Imagen 6.31.).**

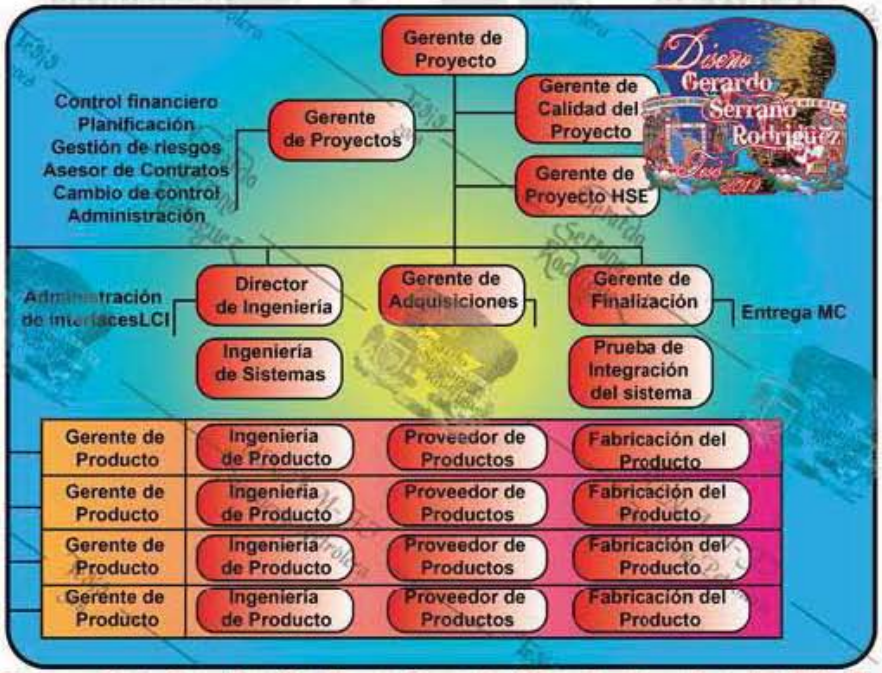


Imagen 6.31. Organización de un Proyecto. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de Adiestramiento de las Destrezas Generales)

6.6. CONTROL DE PROYECTO.

En el **Control de Proyectos** la regla número uno es que ningún proyecto salga como se planeó. Para control de proyecto se trabaja con el tiempo y costo.

El proceso de seguimiento, revisión, presentación de informes y organización del progreso para cumplir con los objetivos de desempeño definidos en el plan de gestión del proyecto.

Grupo de Procesos de Monitoreo y Control. Los procesos necesarios para rastrear, revisar y orquestar el progreso y desempeño del proyecto; Identificar cualquier área en la que se requieran cambios en el plan; E iniciar los cambios correspondientes.

Beneficio clave: El rendimiento del proyecto se mide y analiza a intervalos regulares, para identificar las variaciones del plan de gestión del proyecto **(Imagen 6.32.).**



Imagen 6.32. Factores para el Control de Proyectos. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

6.6.1. MANEJO DE HORARIOS.

Manejo de Horarios: Conceptos.

La palabra **Flotación** significa **Holgura** y esto es cuanto podemos retrasar una actividad sin que afecte la actividad siguiente, la **Holgura Total** es la suma de todas las holguras. **En Arker Solution** por lo general se ocupan 2 semanas al principio y dos semanas al final.

Flotación Libre: Es la cantidad de tiempo que se puede retrasar una actividad de programación sin retrasar la fecha de inicio temprano de cualquier sucesor o violar una restricción de programación.
Flotación Total (FF): Cantidad de tiempo que una actividad de programación puede retrasarse o ampliarse desde su fecha de inicio temprano sin retrasar la fecha de finalización del proyecto o violar una restricción de programación. Esta es una medida de flexibilidad de horario.

Ruta Crítica: Un conjunto de actividades sucesivas caracterizadas por cero flotaciones totales. Un retraso en la ruta crítica retrasa la fecha de entrega final.

Método de Cadena Crítica: Un método de programación que permite al equipo del proyecto colocar búferes en cualquier ruta de programación del proyecto para tener en cuenta los recursos limitados y las incertidumbres del proyecto.

Duración de la Actividad y Flotación.

Este es el ejemplo base de como se ve en un plano, primero se tiene un contrato, después una actividad en ingeniería, se tiene una actividad de adquisición luego manufactura, se hacen las pruebas y se entrega. La flotación total sería la holgura final. (Imagen 6.33.).



Imagen 6.33. Duración de la Actividad y Flotación. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

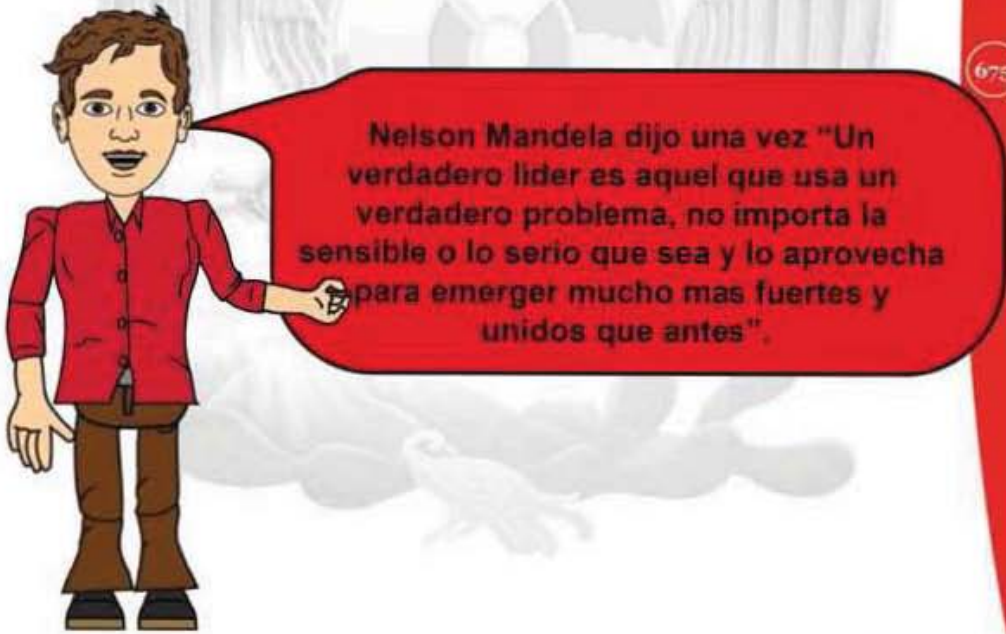
Conceptos.

Fecha de Inicio Temprano (ES): El punto de tiempo más temprano posible en el que una actividad de programación puede iniciarse en función de la lógica de la red de planificación, la fecha de datos y las restricciones de programación.

Fecha de Inicio Tardío (LS): El último punto posible en el tiempo cuando una actividad de programación puede iniciarse en función de la lógica de la red de planificación, la fecha de finalización del proyecto y las restricciones de programación.

Fecha de Finalización Anticipada (EF): El punto más temprano posible en el tiempo cuando una actividad de programación puede finalizar según la lógica de la red de planificación, la fecha de datos y las restricciones de programación.

Fecha de Finalización Tardía (LF): El último punto posible en el tiempo cuando una actividad de programación puede terminar según la lógica de red de planificación, la fecha de finalización del proyecto y cualquier restricción de programación.



Concepto de Programación: Flotación, Fecha Temprana y Tardía.

Una vez que planeamos las actividades con sus respectivos tiempos la flotación que es el tiempo restante la dividimos entre las actividades de tal manera que tengamos una flotación al principio y al final de cada actividad. **(Imagen 6.34.).**



Imagen 6.34. Concepto de Programación: Flotación, Fecha Temprana y Tardía. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

Así como se tienen distintos documentos también se tienen distintas entregas o estatus, el cálculo de todos estos estatus es lo que me da el indicador para saber si estoy a tiempo **(Imagen 6.35.).**



Imagen 6.35. ¿Cómo Controlar las Horas de Ingeniería? (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

Estos son los puntos de control al final de cada una de las actividades (Imagen 6.36.).



Imagen 6.36. Puntos de Control. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

Gestión de Horarios: S-Curva Fecha Temprana y Tardía.

La siguiente es una gráfica donde se muestra una curva de progreso respecto al tiempo. En el eje de las abscisas es el progreso del proyecto y el eje de las ordenadas es el progreso.

Hay dos curvas que son básicas para el desarrollo, una es cuando todo sale a tiempo y otra es cuando todo se entrega más tarde, el área dentro de estas dos curvas es donde el proyecto está todavía bajo control.

El área encerrada en el círculo es la desviación donde vamos detrás del plan y probablemente alguna actividad se nos va a salir de control y hay que tomar acciones para poner el proyecto bajo control. Esto me lleva al segundo mecanismo de control que es costos (Imagen 6.37.).



	Q1 2014	Q2 2014	Q3 2014	Q4 2014	Q5 2015	Q2 2015
Temprano	0%	30%	58%	75%	92%	100%
Tarde	0%	8%	20%	33%	57%	72%
Actual	0%	10%	25%	30%	80%	100%

Imagen 6.37. Gestión de Horarios: S-Curva Fecha Temprana y Tardía. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

6.6.2. MANEJO DE COSTO.

Manejo de Costos: Gestión del Valor Acumulado.

La premisa básica de la gestión del valor ganado es que el valor de una obra es igual a la cantidad de fondos presupuestados para completarla.

Valor Planificado (PV): El presupuesto aprobado para la obra programada para ser completada en una fecha especificada; También conocido como el **Costo Presupuestado** del trabajo programado. El PV total de una tarea es igual al presupuesto de la tarea al finalizar - El monto total presupuestado para la tarea.

Valor Ganado (EV): El presupuesto aprobado para el trabajo realmente completado en la fecha especificada; También se conoce como el costo presupuestado del trabajo realizado.

Costo Actual (CA): Los costos efectivamente incurridos para el trabajo completado en la fecha especificada; También se conoce como el costo real del trabajo realizado.

6.7. MANEJO DE HORARIOS Y COSTO PARA EL DISEÑO DE LA HERRAMIENTA DE TECNOLOGÍA SUBMARINA DEL TEMA 3.10.

La siguiente imagen es ya muy vista, pero creo que va muy acorde al punto que se está tratando. En el **Control de Proyectos** la regla número uno es que ningún proyecto salga como se planeó. Para control de proyecto se trabaja con el tiempo y costo.



Se tiene el proyecto típico, luego se tiene el como el cliente lo explica, como el líder del proyecto lo vendió, la lista de datos, como se ve a simple vista, como lo describió el ejecutivo de ventas, como se documentó o como no se documentó, como estará en operaciones, como se vendió al cliente, como le cobraron al cliente, el soporte del proyecto y realmente lo que el necesitaba era algo sencillo.

Fuera de la descripción el dibujo va al punto de que todos nosotras siempre vamos a ver las cosas desde nuestra perspectiva y siempre ese el punto del que vamos a tener en mente **(Imagen 6.38.).**

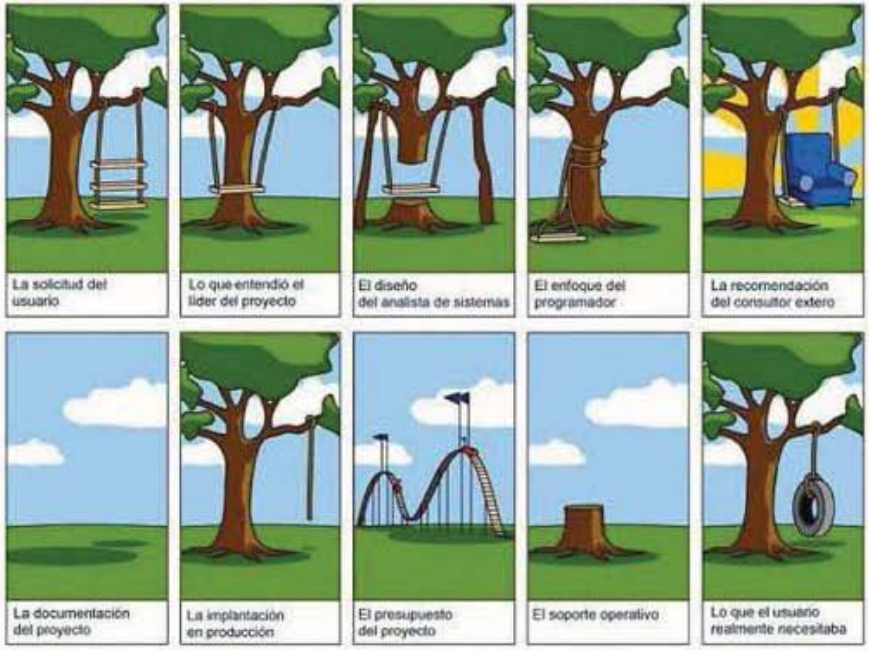


Imagen 6.38. ¿Qué se Necesita?, ¿Qué se Entiende? Y ¿Qué se Entrega en un Proyecto?

Para entender un poco más el Manejo de Costos y Horarios vistos en este capítulo vamos a usar de ejemplo nuestra **Herramienta de Tecnología Submarina que diseñamos en el Tema 3.10.** y que tuvo una duración total de cinco semanas iniciando el Sábado 11 de Agosto 2018 al Sábado 15 de Septiembre del 2018.

6.7.1. MANEJO DE HORARIOS PARA EL DISEÑO DE LA HERRAMIENTA DE TECNOLOGÍA SUBMARINA DEL TEMA 3.10.

Duración de la Actividad y Flotación.

Este es el ejemplo base de cómo nos quedaría nuestro plano para cumplir con nuestros diseños en tiempo y forma, primero se realiza una adjudicación de contrato, después una actividad en ingeniería, se tiene una actividad de adquisición u obtención del material luego fabricación o manufactura, se hacen las pruebas y se entrega. La flotación total seria la holgura que se tubo **(Imagen 6.39.).**



Imagen 6.39. Duración de la Actividad y Flotación. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

Flotación, Fecha Temprana y Tardía.

Una vez que planeamos las actividades con sus respectivos tiempos la flotación que es el tiempo restante la dividimos entes las actividades de tal manera que tengamos una flotación al principio y al final de cada actividad. (Imagen 6.40.).



Imagen 6.40. Concepto de Programación: Flotación, Fecha Temprana y Tardía. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

6.7.2. MANEJO DE COSTOS PARA EL DISEÑO DE LA HERRAMIENTA DE TECNOLOGÍA SUBMARINA DEL TEMA 3.10.

Medición del Progreso Basada en el Valor Ganado (EV).

El ejemplo es el siguiente: El proveedor pide diez diseños de herramientas para tecnología submarina que serán operados mediante ROV o robots submarinos.

Al principio del proyecto se realiza un plan a seguir y lo monitoreamos constantemente hasta que llegamos a la mitad del proyecto y en esta parte encontramos un balance del Manejo de Horarios y Costos diferente al que se esperaba.

Proyecto: Construcción de 10 Herramientas de Tecnología Submarina.
Planificado: Presupuesto de 100 Horas hombre y $1,000 NOK (Coronas Noruegas).
Costo: Costo de la mano de obra es de $ 10 NOK (Coronas Noruegas) / Hr.
Estado Actual: 40m construidos después de pasar 50 horas.

¿Cuál es el progreso? y ¿Cuánto ganamos?
Progreso Físico = 40m / 100m = 40%.
Valor Ganado (EV) = 40% de $ 1000 NOK (Coronas) = $ 400 NOK (Coronas).
Costo Real = $ 500 NOK (Coronas) .
Aquí nos debimos de haber gastado $400 Coronas en 40 metros, pero la realidad es que gastamos $ 500 Coronas en los 40 metros.
Progreso de Costos = 500/1000 NOK (Coronas) = 50%.
En el progreso llevamos 40 metros y nos hemos gastado el 50% del dinero.

Sistema de Medición del Valor Acumulado.

En una gráfica lo anterior lo veríamos de la siguiente manera.

Tenemos la curva planeada de cómo vamos a gastar el dinero, otra curva es cuanto llevamos ganado y otra más de cuanto se ha utilizado. Son el valor planeado, el valor agregado y el valor actual respectivamente **(Imagen 6.41.)**.

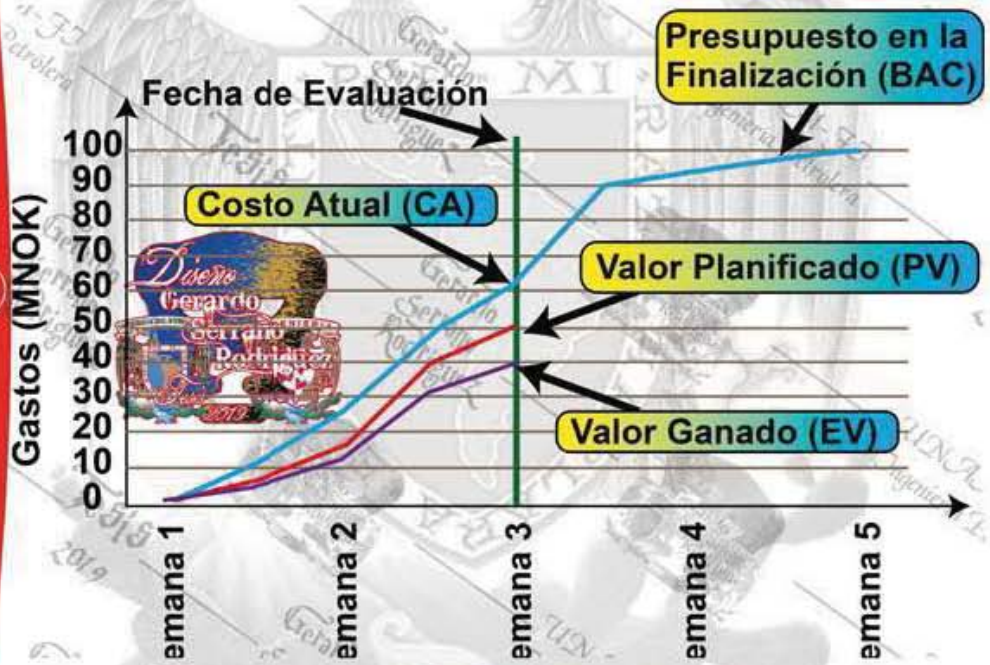


Imagen 6.41. Sistema de Medición del Valor Acumulado. (Fuente: Tomada y Modificada por Gerardo de cartera de proyectos, Arker Solutions)

Manejo del Valor Ganado.

Estos son los indicadores más importantes que tenemos para medir el desempeño de un proyecto.

El primero nos va a dar la medida de que tan eficientes somos con respecto al tiempo. Lo mismo pasa con el costo.

Índice de Rendimiento de la Planificación (SPI): La diferencia entre el tiempo planeado y el tiempo real dedicado al trabajo realizado. **Medida de la eficiencia del programa.**

Índice de Rendimiento de Planificación (SPI) = EV / PV.

Los valores > 1.0 indican que el proyecto progresa mejor que el plan de meta.

Los valores < 1.0 indican progreso detrás del plan de objetivos.

Índice de Rendimiento de Costos (CPI): La diferencia entre el monto presupuestado y la cantidad realmente gastada para el trabajo realizado. **Medida de Eficiencia de Costos.**

Índice de Rendimiento de Costos (CPI) = EV / AC.

Valores > 1.0 indican que el gasto del proyecto es menor que el ganado – Gasto poco.

Los valores < 1.0 indican que el gasto del proyecto es mayor que el ganado – Gasto Demasiado.

Continuando con el Ejemplo de las Diez Herramientas de Tecnología Submarina.

Esto se aplica a los proyectos de **Arker Solution**, mensualmente hay un reporte de los proyectos en general.

El gerente de proyectos será el responsable por estos valores y es su deber hacer intervenciones si detecta algún proyecto que va retrasado o que está pasando por encima del costo planeado.

Para el ejemplo anterior calculando el:

- **CPI = EV / PV =**
- **SPI = EV / AV =**
- **Tiempo Estimado Para Completar el Trabajo =**
- **Pronostico =**

Proyecto: Construcción de 10 Herramientas de Tecnología Submarina.
Planificado: Presupuesto de 100 Horas hombre y $1,000 NOK (Coronas Noruegas).
Costo: Costo de la mano de obra es de $ 10 NOK (Coronas Noruegas) / Hr.
Estado Actual: 4 Herramientas construidas después de pasar 50 horas.

¿Cuál es el Progreso? y ¿Cuánto Ganamos?

Suponiendo que el costo actual (CA) a la fecha especificada del trabajo realizado sea el de 6 Herramientas.

- **Progreso Físico =** 4 Herramientas / 10 Herramientas = 40%.
- **Valor Ganado (EV) =** 40% de $ 1,000 NOK (Coronas) = $ 400 NOK (Coronas).
- **Costo Real =** $ 500 NOK (Coronas).
- **Progreso de Costos =** $ 500 NOK / $ 1,000 NOK (Coronas) = 50%.

- **CPI = EV / PV =** Para 4 Herramientas / Para 5 Herramietas = 0.8

El CPI<1 por lo tanto el proyecto está perdiendo.

- **SPI = EV / AV =** Para 4 Herramientas/ Para 6 Herramientas = 0.6

El CPI<1 por lo tanto el proyecto está perdiendo.

- **Trabajo Restante =** 60% o 6 Herramientas.
- **Costo a la Fecha =** $ 500 NOK (Coronas).
- **Tiempo Estimación para Completar =** (60 / 0.8) = 75 Hrs.
- **Pronóstico =** $ 500 NOK (Coronas) + (75 Hrs * 10 NOK / Hr) = $ 1250 NOK (Coronas).

El mayor problema cuando se trabaja con proyectos es como medir con horas de ingeniería, no es lo mismo una hora de ingeniería para colocar un Árbol de Navidad en el lecho marino o que un sistema de Conexión, pero el calcularlo si es muy útil porque nos da un indicador de cómo va el proyecto. Si los indicadores no son favorables entonces entraran los auditores que reportaran el progreso en el proyecto.

En Realidad...

Los proyectos submarinos involucran más de:

- 300.000 horas de ingeniería solamente.
- 10.000 actividades programadas.
- 200 recursos a tiempo completo.
- 100 proveedores en 20 países.

Así:

- Es importante señalar que estos son sólo indicadores. Se basan en datos objetivos.
- El proyecto necesita llevar a cabo un análisis adecuado de horarios y costos para verificar si el proyecto está realmente adelantado, atrasado o programado.



Video 6.1 e Imagen 6.42. Manejo de Horarios y Costo para el Diseño de la Herramienta de Tecnología Submarina del Tema 3.10. (Fuente: Video creado por Gerardo, información tomada de cartera de proyectos, Arker Solutions)

6.8. LA SITUACIÓN EN MÉXICO.

El objetivo de este capítulo es comparar todo el contenido de MI TESIS a México que es el lugar donde se presenta MI TESIS, se hablara en algunos casos sobre la situación en México y se comparara el cómo se hace en Noruega y la experiencia que podríamos aprovechar de Noruega para aplicarla en México.

Noruega y México no solo tienen en común una gran historia milenaria también tienen un gran potencial petrclero, lo único que no tienen en común es la forma en que han sido administrados los recursos e información de la ingeniería petrolera por los diferentes gobiernos y eso es lo importante en este capítulo.



6.8.1. LA POSIBLE CLAVE DEL ÉXITO DEL MODELO ENERGÉTICO DE MÉXICO.

Noruega al igual que México siempre han sido países con carencias de una u otra forma, Noruega y México a través de su historia han llegado al límite de lo que es sobrevivir, México ha sobrevivido a guerras civiles y saqueos mientras que Noruega ha sobrevivido a un clima poco favorable y muy clemente, ambos tienen la misma solución, saber administrar y ser disciplinados en cuanto a los recursos que tienen para así poder sobrevivir.

Noruega lo hizo, y cuando llego a un cierto nivel de ingresos establecieron un fondo soberano de inversiones, esto fue al inicio de los años noventa, ahora 20 años después el fondo ha crecido a más de 125,000 millones de dólares y eso es a groso modo 150,000 dólares por noruego, ese es su colchón de seguridad en caso de cualquier tipo de devaluación que surja a su moneda.

En los años 90 Noruega llego a una producción diaria de 3.4 millones de barriles de petróleo, eso equivale al tope de México, después tanto Noruega como México han bajado su producción, México hasta los 2.5 millones y Noruega hasta 1.8 millones. Lo que ayudo a Noruega es que realizo algunos descubrimientos importantes e interesantes en el mundo que en un futuro o colocaran en la cima con una producción de 2 millones o 3 millones de barriles al día.

Noruega también le ha dado mucha importancia al gas y probablemente Noruega será pronto un país productor y exportador de gas cuando el petróleo este terminándose.

6.8.2. APOYOS DE MÉXICO Y NORUEGA A SUS ESTUDIANTES.

Noruega tiene en su entorno muchos programas para llevar a los estudiantes a desarrollarse en la industria además que hay un gran apoyo del gobierno hacia la industria no solo con recursos, su apoyo también está en hacer contactos para facilitar principalmente la investigación y el desarrollo de proyectos, Noruega apoya, canaliza y financia todas aquellas ideas que surjan de los estudiantes o investigadores en cuanto al área de ingeniería petrolera.

Esta sería una diferencia muy grande entre ambos países, México puede crear el mejor canal para hacer que las ideas de muchos mexicanos que están guardadas en el tintero se conviertan en realidad entre los mismos mexicanos. Se debe generar un apoyo por parte de México que valla hacia donde los mexicanos quieren y que México sea la herramienta de cohesión entre todos los involucrados a desarrollar nuevas ideas. Se necesita un México que diseño y piense en un futuro para marcar el nuevo rumbo de aquellos mexicanos que crear o tengas nuevas ideas.

El gobierno Mexicano debe lograr romper paradigmas y organiza a todos los mexicanos ya sean empresarios, estudiantes, maestros, investigadores, académicos deportistas entre otros. El gobierno Mexicano debe facilitar todos los contactos, facilitar experiencias para que todos los mexicanos podamos aprender, replicar y compartir entre empresa y empresa, empresa y escuela o escuela y escuela.

México es un semillero impresionante de ideas y entusiasmo que hay que apoyar para construir todo lo nuevo que aún existía, por desgracia mucho de este talento tiene que tomar la opción de dejar México, por que el gobierno no ha querido hacer un compromiso con ellos no a querido crear un vínculo con toda esta gente, se tiene que hacer un canal para tomar todas las ideas y transformarlas en proyectos específicos en pro de México.

El día que México apoye todo su talento dejara de existir la otra cara oculta de la migración y nadie pone atención, la migración de las personas que son todos aquellos mexicanos preparados y talentosos que no tienen un apoyo para desarrollarse aquí en México y buscan otro país la llamada "Fuga de Cerebros".

Si conglomeramos a todos los mexicanos dentro del país, México desarrollara proyectos e ideas de mayor impacto para este país y para las comunidades marginadas que nos rodean.

Aunque México si supera a Noruega en un tema vital de la ingeniería petrolera que es la perforación de pozos, los Noruegos son muy buenos en automatización en diseño, pero la perforación es su punto débil, tanto que no saben hacer el diseño de las sartas, como hacer un diseño a mano de presión de colapso, de presión de tención porque todo lo sacan de tablas y maquinas que hacen los cálculos, pero no entendían el porqué de las cosas, en ese aspecto son muy débiles en la escuela y en el trabajo. Con esto no quiero decir que son malos en perforación, son buenos porque ya hubo varias generaciones atrás de ingenieros que automatizaron todos los cálculos de la perforación entonces las nuevas generaciones ya no se preocupan por los cálculos porque aprietas un botón y está listo, es como la calculadora donde ahora es raro ver hacer una multiplicación o divisiones a mano. Por eso es que concluyo que la perforación en la UNAM está muy fuerte.

6.8.3. EL IDIOMA EN MÉXICO Y NORUEGA.

En el trascurso de mi carrera de Ingeniería Petrolera en la UNAM una de las materias de aprendizaje importantes fue el idioma, tal vez no estaba en el mapa curricular de mi carrera pero si fue una recomendación de todos o la mayoría de mis profesores "Aprender un idioma", para motivarnos y hacernos ver la importancia de este idioma había veces que sus presentaciones ponían las diapositivas en ingles principalmente por los conceptos que teníamos que apréndenos, considero que esto era porque a pesar de que México tenía sus propias herramientas para la industria petrolera cuando leía sobre la herramienta que manejaban en el extranjero para nada se comparaba con la que tenía México, en muchos países era increíblemente avanzada y los nombres, instructivos, documentos y demás información viene principalmente en inglés. Fueron los mismos profesores y la insistencia de abrir un México petrolero al mundo lo que me motivo aprender un idioma.

En algunos de los compañeros de la Facultad de Ingeniería siempre encontré una limitante de tiempo en sus horarios, falta de recursos o un desinterés por aprender este idioma creo que este es un problema que incumbe al gobierno y a los estudiantes y se debería de trabajar más en esta área, hacer que el idioma ingles sea cotidiano en nuestras vidas. En Noruega cuando entras a un local ya sea centro comercial o restaurante y no conoces el idioma te sorprendes cuando la mesera te toma la orden en el idioma inglés, tal vez por ahí podríamos empezar, hacernos de un vocabulario en inglés para nuestras rutinas diarias ya sea trabajo o escuela.

El idioma Noruego es un idioma que está más cercano al alemán y muchas de sus oraciones se estructuran como las del idioma alemán, pero también tiene muchas palabras en el idioma inglés.

6.8.4. ORGANIZACIÓN DEL SECTOR PETROLERO EN NORUEGA Y MÉXICO.

La pregunta para iniciar este capítulo es ¿Cómo es la organización del sector petrolero en Noruega? El eje regulador de todas las actividades petroleras en Noruega es el Ministerio de Energía y Petróleo Noruego quien tiene una página de internet totalmente abierta y de donde se puede sacar toda la información posible sobre cómo funciona la industria petrolera, es una página que está en noruego y en ingles el acceso es libre para estudiantes, ingenieros, académicos y población en general.

Creo que esto es algo que en México también se debería implementar, al entrar a la página viene un mensaje de bienvenida que dice "Todo lo que necesitas saber sobre las actividades petroleras de Noruega".

Noruega tiene una fuerte interacción con otros ministerios como es el del medio ambiente y pesca quienes están relacionados con las actividades ambientales para protegerlo.

En Noruega también se aplica la ley de impuestos, el 68% la producción que provenga de la venta de hidrocarburos de cada una de las compañías se tienen que pagar al gobierno, Todos estos impuestos van a un fondo petrolero del cual se hablara más adelante.

En Noruega los sueldos son muy buenos y los impuestos son equitativos ya que varían dependiendo de tu estatus o nivel económico.

En Noruega es el parlamento quien aprueba todas las leyes y el gobierno es quien las regula y coordina atravesó de los ministerios, los ministerios son lo equivalente a las secretarias aquí en México, el ministerio de petróleo y energía es equivalente a la CNH. El ministerio del clima y el medio ambiente quien regula lagunas de las actividades petroleras, el ministerio de comercio industria y pesca este ministerio es muy importante en Noruega porque dictamina que lugares estarán abiertos para la perforación, otro ministerio es el de trabajo y relaciones sociales donde todos los trabajadores petroleros están inscritos a los sindicatos que componen este ministerio, cada trabajador tiene la libertad de elegir el sindicato que quiera.

El ministerio de energía y petróleo está compuesto por el instituto del petróleo que es equivalente a la comisión nacional de hidrocarburos o CNH en México, este ministerio regula todas las actividades de las compañías.

El ministerio noruego del petróleo es un ente que como se mencionó anteriormente tiene du página de internet abierta y se puede encontrar toda la información con respecto a la industria petrolera, como funciona, su historia detallada, tienen publicaciones, mucha geología, en si Noruega abrió al mundo todos sus datos para consulta, la única información que tiene un costo y está más limitada es la que tiene menos de 10 años ya que tiene un costo simbólico pero a pesar de eso es información que está al alcance del público, considero que esto es algo que podría implementar México en cuanto a la información de PEMEX, toda la información que tiene más de una década y que sigue clasificada o almacenada podrían subirla a la página para darle facilidades a las compañías para que reestudien casos, a estudiantes para que realicen sus investigaciones y de esta manera se aporten ideas nuevas y el conocimiento fluya en México.

En su página aparece toda la lista de las compañías que trabajan en Noruega, toda la información esta organizada y disponible en esta página, se puede encontrar la información organizada por pozo, campo, descubrimiento, compañía, etcétera, podemos ver imágenes de registros geofísicos, datos de todos los pozos. Aprenderíamos mas si encontráramos en las páginas de nuestro país información del pozo cerro azul número 4, que fue un pozo que se perforo hace años.

6.8.5. AHORRO DEL PETRÓLEO EN NORUEGA Y MÉXICO.

Lo primero que hay que recalcar es que Noruega es un país muy pequeño y las estadísticas así como la información habla de que tiene una gran cultura así como poder económico en el mundo, Noruega a diferencia de México tiene mucho menos habitantes, un poco más de 5 millones de habitantes, a pesar de su tamaño Noruega tiene la reserva percapita económica más grane del mundo y un fondo de ahorro que es producto de las ganancias de la venta de hidrocarburo que han ido ahorrando desde que iniciaron los descubrimientos.

Una de las cosas que podríamos aprender en México es su desarrollo a partir del Fondo de ahorro Noruego que se estableció en 1990 y ahora se tiene conocimiento que es el fondo de ahorro más grande del mundo, es tan grande que los Noruegos tienen la seguridad de que si dejaran de trabajar, sus hijos dejaran de trabajar, incluso los nietos de sus hijos dejaran de trabajar, todas estas generaciones podrían gozar de una vida bastante digna y cómoda sin mover un dedo y viviendo del fondo del ahorro del petróleo. Noruega ha hecho retiros de este fondo. En enero del 2016 realizo un retiro por un déficit presupuestario que tuvo el gobierno de Noruega, pero para Noruega ese retiro fue menos del 0.1% de lo que tiene en total. Noruega ha hecho su fondo usando solo el 4% de lo que recibe de la renta del petróleo, lo demás lo guarda y esta es una manera muy efectiva de hacer el ahorro.

6.8.6. RENUNCIA A LA CIUDADANÍA NORUEGA Y MEXICANA.

Las leyes Noruegas en cuanto a dar la ciudadanía es muy estricta ya que pide que el solicitante de la ciudadanía renuncie a su país de origen, en el caso de los mexicanos que han pedido la ciudadanía Noruega y se la han concedido por leyes mexicanas no pueden renunciar a su país de origen que es México, eso quiere decir que serán mexicanos desde que nacen hasta que mueren.

6.8.7. ESTUDIAR EN EL EXTRANJERO PARA NORUEGOS Y MEXICANOS.

Algunos jóvenes Mexicanos y no solo jóvenes de México sino también del mundo tienen la idea de salir del país para estudiar en el extranjero, principalmente Europa o estados unidos, en México buscar salir a prepararse a otro país es muy difícil por la falta de convenios y comunicación, es imposible pensar que sin apoyos se pueda salir del país y más cuando se viene de una familia de clase media-baja o baja, familias que agradecen que hay comida en la mesa para ese día y agradecen que sus hijos estudian en la UNAM que es gratis porque de lo contrario estarían trabajando en el campo. Salir del país sin apoyo y sin sustento es muy difícil, y el reto principal para el Mexicano que desea salir del país es conseguir los recursos.

En Noruega el apoyo hacia los estudiantes por parte del gobierno y las instituciones educativas es muy grande lo único que tiene que hacer el estudiante es ponerse las pilas y aprovechar todas las oportunidades que da el gobierno, en Noruega es común que en lugar de prácticas los estudiantes soliciten o apliquen para trabajos de verano, las prácticas como tal no existen, en Noruega siempre que se hace un trabajo o una actividad se tiene que remunerar y cuando el estudiante aplica para un trabajo de verano la paga es muy buena, otra ventaja que tiene Noruega es que la universidad es gratuita para los Noruegos y los extranjeros, no se le cobra a nadie aunque si se tiene que pagar un costo simbólico.

6.8.8. NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-014-STPS-2000, EXPOSICIÓN LABORAL A PRESIONES AMBIENTALES ANORMALES -CONDICIONES DE SEGURIDAD E HIGIENE-.

El objetivo de esta norma en este capítulo es hacer notar que se debe hacer hincapié en su aplicación en México en cuanto a las condiciones de seguridad e higiene para prevenir y proteger la salud de los trabajadores contra los riesgos del desarrollo de actividades en operaciones de buceo y en la exposición a presiones ambientales bajas.

Esta Norma se aplica en todo el territorio nacional y en todas las áreas de trabajo en que se desarrollen actividades de buceo o exista exposición de los trabajadores a presiones ambientales bajas.

1.8.8.1. Obligaciones del Patrón.

Dentro de las obligaciones del patrón en esta norma están la de mostrar una autoridad de trabajo cuando se lo soliciten los documentos que contengan lo siguiente:

- **Análisis de riesgos para el POE (Personal Ocupacionalmente Expuesto):** Contar por escrito con un análisis de los riesgos para el POE (Personal Ocupacionalmente Expuesto) y las medidas de seguridad e higiene destinadas a prevenir y controlar dichos riesgos.
- **Constancias de habilidades de la captación otorgada al POE:** Proporcionar al POE (Personal Ocupacionalmente Expuesto) capacitación especializada para desempeñar sus labores en forma segura. Esta capacitación debe ser proporcionada desde el inicio de la relación de trabajo, y en forma periódica por lo menos anualmente. Se debe contar en cada turno cuando menos con dos trabajadores capacitados sobre primeros auxilios para la atención de posibles casos de emergencia por efectos agudos de la exposición a bajas presiones y aire enrarecido.
- **Certificados médicos de los exámenes iniciales, periódicos y especiales practicados al POE (Personal Ocupacionalmente Expuesto):** Es para los trabajadores que desarrollen sus labores en tierra a presiones ambientales menor de 522 mm Hg, equivalente a la presión ambiental bajo condiciones normales a alturas mayores a 3000 metros sobre el nivel del mar, debe cumplirse la realización de los exámenes médicos a efecto de certificar que el trabajador no presenta algún padecimiento que lo incapacite para los trabajos que impliquen exposición a presión ambiental baja, La jornada de trabajo máxima, sin rebasar ocho horas, y el periodo de aclimatación, para los trabajadores deben ser determinados por el médico, tomando en consideración, la condición física y el estado de salud del trabajador, el tipo de trabajo a realizar.
- **Registro sobre la ocurrencia de accidentes y enfermedades de trabajo:** Llevar registros sobre la ocurrencia de cualquier accidente o enfermedad que produzca una incapacidad por 24 horas o más, especificando el nombre del trabajador, fecha, lugar, causas del accidente o enfermedad y el tipo y grado de incapacidad producido.
- **Plan de trabajo, plan de buceo, manual de seguridad, manual de procedimientos de emergencia, procedimiento de verificación médica del personal de buceo previo al desarrollo de la actividad designada, procedimiento de verificación del equipo de buceo:** Se debe establecer por escrito y mantener en el lugar de trabajo en idioma español, los siguientes documentos como,
  - Plan de trabajo en el que se establezcan las actividades a realizar y el tiempo estimado para su conclusión.
  - Plan de buceo que considere tiempo de buceo, profundidad de trabajo y procedimientos de descompresión.
  - Manual con las medidas de seguridad e higiene específicas para los riesgos a los que estarán expuestos los trabajadores.

- Manual de procedimientos de emergencia, el cual debe hacerse del conocimiento de los trabajadores; en dicho manual debe indicarse además la ubicación de las cámaras hiperbáricas más cercanas y disponibles a la estación de buceo. El patrón debe establecer por escrito, hacer del conocimiento del personal de buceo y verificar al menos mensualmente, una relación en la que se indiquen las cámaras hiperbáricas cercanas y disponibles a los sitios de trabajo.
- Los procedimientos para verificar todo el equipo de buceo, así como las herramientas e instrumental necesario para efectuar dicha verificación, incluyendo el sistema de comunicación con el puesto de mando de la embarcación, antes de proceder a las inmersiones y garantizar que las condiciones de dicho equipo sean óptimas.

❖ **Bitácora de procedimientos:** La cual se elaborará al final de cada jornada de trabajo y en la que se asentarán los datos siguientes:

- Fecha y lugar en que se realizó la operación de buceo.
- Nombre de los trabajadores buzos, buzos emergentes, supervisor, superintencente, según corresponda, que intervinieron en la operación;
- Informe sobre la verificación previa del estado de salud de los buzos, incluyendo nombre y firma del médico o paramédico y de los trabajadores examinados.
- Descripción general de la operación realizada, hora de inicio y de término.
- Técnica de buceo empleada, profundidad alcanzada, tiempo de fondo.
- Procedimientos de descompresión utilizados.
- Incidentes, accidentes o enfermedades de trabajo, presentados o detectados.

❖ **Certificados de calibración de los instrumentos de Medición:** Los equipos de buceo en los que deba mantenerse un control sobre parámetros tales como presión, composición o temperatura del aire o mezcla respirable de suministro, deben disponer de los instrumentos de medición que permitan verificar dichos parámetros, debiendo contar estos últimos con el certificado vigente de calibración, expedido por el fabricante o un laboratorio de calibración acreditado.

❖ **Documento conteniendo los nombres, direcciones y números telefónicos de los médicos o unidades médicas o paramédicas para la atención de emergencias, así como el instructivo del botiquín de primeros auxilios, la lista de medicamentos y materiales con sus dosis y contraindicaciones:** En toda estación de buceo, se tendrán en lugar visible y accesible a todos los trabajadores, los nombres, direcciones y números telefónicos de los médicos o unidades médicas o paramédicas para atención de emergencias. Todo botiquín debe tener un instructivo, lista de medicamentos y materiales, con sus usos, dosis y contraindicaciones.

❖ **Documentación que avale que los equipos empleados en buceo de saturación, están certificados por el fabricante:** El equipo de buceo de saturación debe conservarse en condiciones óptimas de funcionamiento, para lo cual se le debe someter a un programa de mantenimiento conforme a lo establecido en lo siguiente Debe elaborarse por escrito un programa de mantenimiento del equipo de buceo, conforme a las especificaciones establecidas por el fabricante y llevar una bitácora para cada equipo. Cualquier modificación, reparación, prueba, calibración o servicio de mantenimiento debe ser registrado en la bitácora en la que se incluirá la fecha, la naturaleza del trabajo ejecutado y el nombre y firma de la persona que ejecutó el trabajo.

❖ **Registros de la temperatura, humedad relativa, porcentaje de oxígeno y presión parcial de oxígeno y de bióxido de carbono:** La mezcla respirable en la campana debe ser analizada, monitoreada y registrada al menos cada hora, a efecto de verificar que se cumple con Temperatura, humedad relativa entre 50% y 80%, presión parcial de oxígeno, el porcentaje de O_2 en función de la presión de trabajo, la presión parcial máxima de CO_2, que depende de la presión parcial que tenga en la mezcla, no debe rebasar el valor de 0.005 ata, y en casos de emergencia se podrá mantener una concentración máxima de CO_2 de 0.015 ata por no más de 4 horas.

❖ **Registros de los muestreos y análisis del aire o mezcla respirable suministrada a los sistemas de vivienda, cámaras de descompresión y campanas:** En los sistemas de vivienda, cámaras de descompresión y campanas debe llevarse a cabo un control de la calidad del aire o mezcla respirable, para lo cual se efectuarán y registrarán anualmente muestreos y análisis por cromatografía de gases, para determinar que no se rebasen los límites de exposición establecidos **(Tabla 6.1).** Dicho requerimiento se aplicará también después de reparaciones mayores a estos equipos.

Tabla 6.1. Límites de Contaminantes Gaseosos en Sistemas de Buceo de Saturación.

CONTAMINANTE	LIMITE MAXIMO PERMISIBLE EN ppm
Acetona	200 (nota 1)
Benceno	1 (nota 1)
Cloroformo	1 (nota 1)
Etanol	100 (nota 1)
Freón 11	100 (nota 1)
Freón 12	100 (nota 1)
Freón 113	100 (nota 1)
Freón 114	100 (nota 1)
Alcohol Isopropílico	1 (nota 1)
Metanol	10 (nota 1)
Metil Cloroformo	30 (nota 2)
Metil Etil Cetona	20 (nota 2)
Metil Isobutil Cetona	20 (nota 2)
Cloruro de Metileno	25 (nota 2)
Tolueno	20 (nota 1)
Trimetil Bencenos	3 (nota 2)
Xilenos	50 (nota 1)

Notas:
Nota 1: Límite de exposición continua hasta 90 días.
Nota 2: Límite de exposición continua hasta 7 días.

- **Certificado o manual de especificaciones técnicas del fabricante de los umbilicales, mangueras y conectores para abastecimiento de aire y de mezcla de gases, en el que se constate que se cumple con los requisitos establecidos:** Los umbilicales y las mangueras para abastecimiento de aire, deben estar diseñadas para operar a una presión de trabajo cuando menos igual a la presión de trabajo del sistema de abastecimiento de gas, también estar diseñadas para soportar una presión de ruptura de cuando menos 4 veces la presión de diseño. Los conectores o terminales para mangueras deben de ser de material resistente a la corrosión y soportar una presión de trabajo igual a la presión de la manguera a las que van a ser instalados.
- **Registro del resultado de las pruebas realizadas a los umbilicales y mangueras de abastecimiento:** Probarse en el equipo al menos cada doce meses incrementando la presión hasta 1.5 veces la presión de trabajo, eliminando 30 cm de cada extremo y cambiando los conectores; los resultados de dicha prueba deben asentarse en la bitácora.

Otra de las obligaciones del patrón es asegurarse que en la planeación de actividades que impliquen exposición a presiones ambientales anormales, se tenga en consideración lo siguiente:

- Las características naturales y condiciones de riesgo de los lugares de trabajo y las tareas a realizar.
- El tipo de trabajo.
- La presión y tiempo de exposición de los trabajadores.
- Los sistemas técnicos de control disponibles.
- El uso del equipo de protección personal requerido.
- Los equipos y herramientas requeridos para la realización de las operaciones de buceo.

Algunas de las obligaciones del patrón también esta:

- Informar al POE (Personal Ocupacionalmente Expuesto) acerca de los riesgos existentes en la realización de sus actividades, así como respecto de los posibles signos y síntomas de las enfermedades relacionadas con tales actividades, y las medidas de seguridad e higiene para prevenirlas.
- Proporcionar al POE (Personal Ocupacionalmente Expuesto) el equipo de trabajo y de protección personal específico para las actividades y riesgos a los que esté expuesto.
- Emplear en actividades que impliquen exposición a presiones anormales, únicamente a trabajadores mayores de 18 años y que cuenten con el certificado médico correspondiente.
- Llevar a cabo las verificaciones, pruebas, evaluaciones y registros requeridos en la presente Norma.

1.8.8.2. Obligaciones del Personal Ocupacionalmente Expuesto (POE).

Dentro de las obligaciones del Personal Ocupacionalmente Expuesto (POE) en esta norma están las siguiente:

- Cumplir con las medidas de seguridad e higiene establecidas por el patrón.
- Participar en la capacitación proporcionada por el patrón.
- Cumplir con las instrucciones de uso y mantenimiento del equipo de trabajo y del equipo de protección personal proporcionados por el patrón.
- Someterse a los exámenes médicos que correspondan conforme a lo dispuesto en la presente Norma, y de acuerdo con la actividad que desempeñen y que el patrón le indique.
- Abstenerse de realizar cualquier acto que ponga en riesgo su propia seguridad o la de terceros.
- Informar a la comisión de seguridad e higiene sobre cualquier condición insegura que observe o detecte.
- Informar a la comisión de seguridad e higiene de cualquier posible signo o síntoma de enfermedad por descompresión, hipoxia, y de cualquier situación que pueda generar susceptibilidad a dichas enfermedades, tal como encontrarse bajo tratamiento con medicamentos, o padecer alguna enfermedad de orden general.

1.8.8.3. Condiciones de Seguridad e Higiene en Actividades Bajo Presiones Ambientales Bajas.

Para las condiciones de seguridad e higiene en actividades bajo presiones ambientales bajas en esta norma están las siguiente:

- Se debe contar en cada turno cuando menos con dos trabajadores capacitados sobre primeros auxilios para la atención de posibles casos de emergencia por efectos agudos de la exposición a bajas presiones y aire enrarecido.
- Se debe contar con un botiquín de primeros auxilios, con el contenido que determine el médico, y en el cual se tendrá disponible equipo para suministro de oxígeno, con la capacidad necesaria para su uso durante el traslado de un trabajador hacia zonas fuera de riesgo (altitudes menores a 3000 metros sobre el nivel del mar).
- Debe tenerse siempre disponible un medio seguro para el transporte inmediato de los trabajadores que requieran atención de emergencia.

También debe practicarse un examen médico especial a todo trabajador, que por sus actividades utilice un transporte aéreo en el que se presente una falla en el sistema de presurización, o cualquier otra condición que le haya provocado una exposición a un cambio brusco de presión ambiental.

Cuando por razones de enfermedad o lesión el trabajador sea incapacitado para trabajar por un periodo determinado, no debe trabajar hasta que se haya sometido al examen médico especial enfocado a la enfermedad o lesión que lo haya incapacitado y presente el certificado médico que pruebe que se encuentra en condiciones para trabajar con exposición a presión ambiental baja.

1.8.8.4. Condiciones de Seguridad e Higiene en Actividades de Tipo Buceo Bajo Altas Presiones.

Para las condiciones de seguridad e higiene en actividades de tipo buceo bajo altas presiones en esta norma están las siguiente:

- En la elaboración del análisis de riesgos, se deben tener en cuenta cuando menos los factores siguientes:
- Aguas contaminadas (contaminación química, biológica o radiactiva).
- Temperaturas extremas.
- Visibilidad limitada.
- Corrientes de agua.
- Fauna marina.
- Aquellos derivados de actividades peligrosas y cuando intervienen grupos de trabajo diferentes al de buceo, tales como: transporte e instalación de tuberías o estructuras, utilización de equipo para izar, manejo de explosivos incluyendo la exposición a las ondas de choque por explosión, generación de ruido, operaciones de soldadura, manejo de equipos o herramientas eléctricas, hidráulicas o neumáticas, entre otros.

Para el buceo con equipo autónomo y dirigido de superficie con suministro de aire, se debe disponer siempre de un buzo emergente. En el caso del buceo dirigido de superficie con suministro de mezcla de gases y en el buceo de saturación, por cada buzo en el agua debe haber un buzo emergente.

Cuando un buzo desarrolle labores en un espacio confinado, otro buzo debe estar situado a la entrada de dicho espacio.

Después de la realización de actividades de buceo, debe transcurrir un periodo mínimo de 24 horas para viajar en transporte aéreo. En el caso de buceo de saturación, este tiempo será como mínimo de 72 horas. Cuando por razones de urgencia deba transportarse por vía aérea a un buzo que haya estado expuesto a presiones anormales altas, se observará lo siguiente:

- El vuelo no debe exceder de los 240 metros (800 pies) de altitud y se le proporcionará oxígeno durante todo el trayecto, tanto aéreo como terrestre;
- El transporte en cabina presurizada debe ser hecho de tal forma, que las condiciones de presión en la cabina no representen un riesgo mayor a la salud del buzo;
- El traslado del buzo debe contar con la supervisión de un médico designado por el patrón.

En el buceo dirigido de superficie y en buceo con equipo autónomo, el responsable de la operación de buceo que el patrón designe debe controlar el tiempo de inmersión, la profundidad, el suministro de aire o mezcla de gases, según se trate, y la comunicación con el buzo. No debe abandonar el cuarto de control de buceo a menos que sea suplido por otro responsable.

Las actividades de buceo, independientemente del tipo de buceo efectuado, no deben practicarse en los casos establecidos a continuación:

- Cuando el personal no esté en condiciones óptimas de salud o entrenamiento;
- Cuando el equipo no esté en condiciones óptimas de funcionamiento;
- Cuando la altura de las olas alcance 150 cm o más, excepto en buceo de saturación.

1.8.8.5. Requerimientos del Personal de Buceo.

1-. Capacitación.

Los buzos deben estar capacitados como mínimo en las áreas siguientes y debe contarse con la documentación que avale la capacitación proporcionada a los buzos:

- Física aplicada al buceo.
- Fisiología aplicada al buceo.
- Técnicas y procedimientos del tipo de buceo que realiza.
- Procedimientos de emergencia.
- Equipo de buceo.
- Primeros auxilios y resucitación cardiopulmonar.
- Manejo de herramientas, equipos y materiales asociados con las actividades a desarrollar.

2-. Certificado Médico.

Todos los buzos deben someterse a los exámenes médicos iniciales, periódicos, y en su caso, especiales que certifiquen su aptitud médica para realizar dichas labores.

Exámenes médicos iniciales. Antes de iniciar actividades como buzo, los trabajadores deben someterse a:

- **Exámenes básicos que contengan al menos:** Biometría hemática completa, química sanguínea (glucosa, urea, creatinina y ácido úrico), examen general de orina.
- **Exámenes de gabinete:** Telerradiografía de tórax en posteroanterior, columna lumbosacra en anteroposterior y lateral, en posición de pie y descalzo, senos paranasales.
- **Examen médico general:** Audiometría; estudiará la audiometría tonal de conducción aérea. Las frecuencias que se deben explorar son: 250, 500, 1000, 2000, 3000, 4000, 6000 y 8000 Hertz y espirometría; los parámetros que deben integrarla cuyos valores mínimos normales deben estar en el 80%, examen odontológico, agudeza visual, electrocardiograma de reposo, sobrepeso; no sobrepasar en más de 20% el peso ideal.
- **Examen psicológico:** Se deben evaluar tres áreas importantes: inteligencia general, habilidades específicas y aspectos de personalidad.

Para los aspirantes de más de 40 años de edad, además de los exámenes médicos señalados anteriormente, se deben aplicar exámenes especiales complementarios, a criterio del médico designado por el patrón.

Exámenes médicos periódicos. Deben tener el mismo contenido que los exámenes médicos iniciales y la periodicidad de su aplicación para que los buzos puedan ser certificados como aptos para el trabajo, será la siguiente:

- Anualmente, para buzos con edad entre 18 y 35 años;
- Semestralmente, para buzos con edad entre 36 y 40 años;
- De acuerdo a la opinión del médico se determinará la periodicidad para buzos con más de 40 años de edad, misma que no debe ser mayor a 6 meses.

Exámenes médicos especiales. Cuando en los exámenes médicos iniciales o periódicos se detecte alteración del estado de salud del buzo, o cuando éste presente limitaciones en el desempeño de sus labores, se deben realizar los estudios que el médico considere necesarios para investigar las causas que pudieran originar un riesgo de trabajo. Si por razones de enfermedad o por lesión el buzo es incapacitado para trabajar, no debe volver a trabajar como tal, hasta que se haya sometido al examen médico especial, específico a la enfermedad o lesión que lo haya incapacitado y se extienda el certificado médico que avale que se encuentra en condiciones para trabajar como buzo.

Atención a lesionados. Todo lesionado, después de habérsele administrado los primeros auxilios, debe ser trasladado al servicio médico para que reciba asistencia médica.

3.- Primeros auxilios.

Se debe designar al responsable de cada botiquín, el cual debe estar capacitado y adiestrado para su conservación y uso correcto; asimismo cuidará que contenga en todo momento los medicamentos y materiales de curación, de acuerdo al instructivo correspondiente. En toda estación de buceo, se deben tener botiquines con el siguiente contenido.

- **Material mínimo que debe contener el botiquín de primeros auxilios en campanas y viviendas:** Gasas estériles, Apósitos estériles, Vendas elásticas, Tela adhesiva, Abatelenguas, Algodón, Aplicadores con punta de algodón, Jabón neutro líquido, Guantes quirúrgicos estériles (desechables), Tijera de botón.
- **Material, equipo y medicamentos mínimos complementarios para botiquines instalados en embarcaciones. Se determinará la cantidad de acuerdo al análisis de riesgos de trabajo que puedan presentarse:** Férulas neumáticas (inflables) para miembros superiores e inferiores, Resucitador para respiración artificial con mascarilla facial (adulto) y bolsa reservoria con sistema para administrar oxígeno suplementario, Bomba de succión (manual, eléctrica o neumática), Collarín de soporte de cuello (collarín de Thomas), Termómetro, Jeringas y agujas estériles desechables de distintas capacidades y calibres, Solución antiséptica (envasado en recipiente de plástico), Ligadura, Estuche de diagnóstico, Pinzas para hemostasia, Analgésicos, Antiácidos, Antibióticos, Anticolinérgicos, Colirios, Corticoesteroides, Diuréticos, Soluciones coloidales, Soluciones cristaloides, Simpaticomiméticos, Suero antiveneno de fauna marina nociva, Tranquilizantes.

4.- Buceo con equipo autónomo.

Se debe dotar cuando menos con lo siguiente: profundímetro, brújula, un manómetro de presión del tanque de buceo autónomo el cual debe ser verificado constantemente por el trabajador, traje y guantes de material específico que el medio y trabajo a desarrollar requieran, así como cuchillo y reloj para buzo; y un accesorio de flotación o chaleco compensador que le permita mantener la cabeza fuera del agua en posición hacia arriba, con una fuente de inflado manual diferente del abastecimiento de gas, que tenga además una válvula de alivio y un accesorio para inflarlo con la boca.

Durante las operaciones de buceo, el buzo debe llevar un cabo de vida y ser asistido desde la superficie o acompañado por otro buzo en el agua en continuo contacto visual.

Un suministro de reserva de gas respirable debe ser provisto para cada buzo, que podrá ser mediante válvula de reserva manual o un cilindro independiente.

El buceo con equipo autónomo no debe practicarse en los casos siguientes:

- A profundidades mayores de 30 m (100 pies).
- Fuera de los límites de no descompresión, a menos que exista una cámara de descompresión en el área de buceo lista para usarse.
- Cuando las corrientes de agua excedan 1.5 nudos, salvo que exista un cabo de vida entre el buzo y la superficie.

5.- Buceo dirigido de superficie con suministro de aire.

Cuando se realicen trabajos que impliquen riesgos adicionales, tales como: actividades en lugares remotos, penetración horizontal, espacios confinados, entre otros, se debe efectuar un análisis en el que se determinen los requerimientos que demandarán las operaciones a realizar y los procedimientos de seguridad para incrementar el número mínimo de buzos necesarios.

El personal mínimo para el buceo dirigido de superficie con suministro de aire, debe ser el establecido en la siguiente tabla **(Tabla 6.2.)**.

Tabla 6.2. Personal Mínimo para Buceo Dirigido de Superficie con Suministro de Aire.

PROFUNDIDAD (P)	PERSONAL MÍNIMO
P 24 m (80 pies)	1 supervisor y 2 buzos
24 m (80 pies) P 40 m (130 pies)	1 supervisor y 3 buzos
40 m (130 pies) P 60 m (200 pies)	1 supervisor y 4 buzos

Cada buzo debe ser continuamente asistido desde la superficie mientras se encuentre en el agua.

La estación de buceo debe contar con suministro primario y secundario de aire.

Se debe contar en la estación de buceo con la cantidad de aire suficiente para mantener el suministro a los buzos durante el buceo planeado, incluyendo el tiempo para la descompresión, y un volumen adicional al menos igual al requerido para el buceo planeado. Debe estar disponible para casos de emergencia, un equipo completo con manguera extra capaz de suministrar aire respirable.

En la estación de buceo debe contarse con equipo de rescate y un medio mecánico de izaje, para posibilitar el rescate de un buzo herido o incapacitado, independientemente del tipo de embarcación utilizada o trabajo ejecutado. Cuando se realicen inmersiones a más de 39 m (130 ft), debe existir una canastilla o campana abierta o cerrada con capacidad para llevar a dos buzos y equipada con una cadena o puerta que impida que los buzos caigan; asimismo, debe contar con un suministro de emergencia, ya sea mediante tanques de emergencia o suministro directo de superficie.

Se debe dotar a los buzos durante sus labores, al menos con:

- Un sistema de comunicación electrónica integrado al dispositivo de respiración.
- Un tanque de reserva de aire para casos de urgencia, conectado al dispositivo de respiración de uso normal;
- Arnés de seguridad en el que se debe fijar el umbilical por medio de gancho de soltado rápido;
- Traje y guantes de material específico para el trabajo a desarrollar y cuchillo o navaja.

Cuando menos una cámara de descompresión debe estar lista para usarse en la superficie del lugar del buceo, para cualquier inmersión fuera de los límites de no descompresión o mayores a 30 m (100 ft) de profundidad.
Si el tiempo de descompresión es mayor a 120 minutos, se debe utilizar una campana.
El buceo dirigido de superficie con suministro de aire no debe realizarse en los casos siguientes:

- A profundidades mayores a 50 m (165 ft), excepto en emergencias y en trabajos extraordinarios, siempre y cuando no se rebasen los 60 m (200 ft);
- Cuando no se cuente al menos con una cámara de descompresión disponible para ser usada en la estación de buceo.
- Cuando la altura de las olas alcance 150 cm o más en la estación de buceo.

6-. Buceo dirigido de superficie con suministro de mezcla de gases.

El personal mínimo para buceo dirigido de superficie con mezcla de gases debe consistir en un supervisor, cinco buzos y un técnico en soporte de vida.
Antes de cada operación de buceo de rebote con mezcla de gases, los buzos deben ser examinados y autorizados por un médico o paramédico.
Se debe contar con suministro de agua caliente conectado al traje de buceo para mantener el equilibrio térmico del buzo.
Debe contarse para cada operación de buceo con un suministro de reserva de gas respirable de cuando menos dos veces el gas calculado a consumir en la operación, incluyendo la descompresión.
Se debe contar para cada buzo emergente con un equipo extra completo con manguera, capaz de suministrar mezcla respirable.
Se debe utilizar una campana abierta o cerrada durante la descompresión en el agua.
Se debe dotar a los buzos cuando menos con: sistema de comunicación electrónica integrado al dispositivo de respiración, tanque de emergencia para suministro de mezcla respirable y arnés de seguridad en el que se debe fijar el umbilical por medio de gancho de soltado rápido.
Este tipo de buceo no debe realizarse en los casos siguientes:

- A profundidades mayores a 100 m (330 ft);
- Cuando tenga una duración mayor al límite de seguridad establecido en las tablas en uso;
- Cuando no se cuente al menos con una cámara de descompresión disponible para ser usada en la estación de buceo.

Las presiones parciales de oxígeno en función del tiempo de fondo máximo deben cumplir con lo establecido en la tabla (Tabla 6.3.).

Tabla 6.3. Límites de Exposición a Presión Parcial de Oxigeno para Buceo Dirigido de Superficie.

PRESION PARCIAL DE OXIGENO (ata)	TIEMPO MAXIMO DE FONDO (min)
1.80	15
1.70	20
1.60	30
1.50	40
1.40	50
1.30	ilimitado

Para casos de emergencia en sistemas de no saturación, en que el buzo haya tenido que ascender a la superficie sin realizar las paradas de descompresión indicadas en la presente Norma, éste debe ser sometido a un tratamiento de compresión y descompresión conforme a lo indicado en la tabla (Tabla 6.4.).

Tabla 6.4. Tratamiento para Casos de Ascensos de Emergencia en Sistemas de no Saturación.

PROFUNDIDAD MAXIMA mam (fsw)	TIEMPO MAXIMO A LA PROFUNDIDAD DE TRATAMIENTO INICIAL EN HORAS	TIEMPOS DE PARADA EN MINUTOS, A CADA INTERVALO DE 0.60 mam (2 fsw)
68 (225)	0.5	5
50 (165)	3	12
42 (140)	5	15
36 (120)	8	20
30 (100)	11	25
24 (80)	15	30
18 (60)	ilimitado	40
12 (40)	ilimitado	60
6 (20)	ilimitado	120

7-. Buceo de saturación.

El personal mínimo que debe abordar la campana de saturación que efectúe trabajos de buceo es de dos buzos.

Debe integrarse una cuadrilla de personal calificado en buceo de saturación que cuente cuando menos con:

- Un superintendente de buceo de saturación.
- Dos supervisores de buceo de saturación.
- Seis buzos especialistas para saturación.
- Cuatro buzos asistentes.
- Dos técnicos en sistemas de soporte de vida.
- Dos técnicos para el mantenimiento eléctrico, mecánico y electrónico de los equipos utilizados.

Los rangos de presión parcial de oxígeno en la mezcla respirable de la campana y del buzo al salir de la campana o del sistema de vivienda debe estar entre 0.44 ata a 1.1 ata.

La cantidad mínima de mezcla respirable en la estación de buceo debe ser tres veces la capacidad del sistema de saturación utilizado a presión de trabajo.

Antes de iniciar los trabajos de buceo de saturación, el personal que los ejecute debe ser examinado por un médico o paramédico en la estación de buceo.

Debe iniciarse la fase de descompresión en las estaciones de buceo en cuanto sea pronosticado mal tiempo como vientos fuertes u oleajes significantes, entre otros, o se detecten fallas en el equipo de soporte de vida que pudieran afectar la seguridad y la integridad física del personal saturado.

Los buzos saturados que ejecuten inmersiones en campana deben contar con un tanque de emergencia con mezcla similar a la utilizada en la profundidad de trabajo y que contenga una presión mínima de 136 kg /cm^2 (2000 psi).

El banco de emergencia a bordo de la campana debe contener mezcla respirable similar a la utilizada en la profundidad de trabajo.

La estación de buceo debe contar con mezclas de tratamiento de emergencia en volumen suficiente, de acuerdo a la profundidad de vivienda para el sistema de saturación.

Deben instalarse absorbedores manuales de bióxido de carbono en el sistema de vivienda del sistema de saturación y en la campana. El número de éstos debe definirse en base a un análisis que considere el número de buzos presentes y el tiempo que permanecerán en el sistema o en la campana.

Se debe contar con dos absorbedores eléctricos de bióxido de carbono en el interior de la campana, uno en operación y el otro de emergencia.

En el sistema de vivienda, por cada compartimiento debe existir un absorbedor eléctrico de bióxido de carbono para casos de emergencia.

Debe asegurarse que el umbilical de los buzos que salen de la campana no exceda los 30 metros, y el buzo de emergencia en la campana tendrá un umbilical de 4 metros más largo.

En los sistemas de saturación, la tasa de compresión hasta la profundidad de vivienda, debe cumplir con lo establecido en la tabla (Tabla 6.5).

Tabla 6.5. Velocidad de Compresión para Sistemas de Buceo de Saturación.

RANGO DE PROFUNDIDAD (P) mam (fsw)	TASA DE COMPRESION mam/min (fsw/min)
0 P 18 (0 < P 60)	0.15 (0.5) – 9 (30)
18 P 76 (60 < P 250)	0.15 (0.5) – 3 (10)
76 P 228 (250 < P 750)	0.15 (0.5) – 0.91 (3)
228 P 304 (750 < P 1000)	0.15 (0.5) – 0.60 (2)

La fase de descompresión hacia la superficie o hacia una profundidad menor a la profundidad de vivienda para buceo de saturación con suministro de helio-oxígeno, debe realizarse conforme a los índices de descompresión establecidos en la tabla (Tabla 6.6).

Tabla 6.6. Índices de Descompresión para Buceo de Saturación con Suministro de Helio-Oxígeno.

PROFUNDIDAD (P) mam (fsw)	INDICE DE DESCOMPRESION	TIEMPO DE PARADA EN MINUTOS, POR CADA INCREMENTO DE 0.30
	mam/h (fsw/h)	mam (1 fsw)
304 P 60 (1000 P 200)	1.2 (4.0)	15
60 P 15 (200 P 50)	0.76 (2.5)	24
15 P 0 (50 P 0)	0.60 (2.0)	30

En casos de emergencia en que se cancele la operación de buceo de saturación con suministro de helio-oxígeno, y no pueda cumplirse con los índices de descompresión establecidos en la tabla 6.6., deben observarse los tiempos de descompresión y presiones parciales de oxígeno establecidos en la tabla 6.7. (Tabla 6.7).

Tabla 6.7. Tiempos de Descompresión y Presiones Parciales de Oxigeno para Aborto de Emergencia en Buceo de Saturación.

PROFUNDIDAD DE EXCURSION POSTERIOR (P) mam (fsw)	PRESION PARCIAL DE OXIGENO (ata)	TIEMPO DE PARADA EN MINUTOS POR CADA INCREMENTO DE mam (fsw)	
		304 – 60 mam (1000 – 200 fsw)	< 60 – 0 mam (200 – 0 fsw)
0 P 61 (0 P 203)	0.8	11	18
62 P 82 (204 P 272)	0.7	11	19
83 P 304 (273 P 1000)	0.6	12	21

8-. Requerimientos del equipo de buceo.

Sistemas de compresores de aire:

- Los compresores que se utilicen para abastecer de aire al buzo deben estar equipados con un tanque que tenga válvula de no retorno por el lado de la entrada, un manómetro, una válvula de relevo y una válvula de drenaje;
- El compresor de aire no debe recibir contaminantes o humos y debe estar alejado de las fuentes generadoras;
- Se debe contar con un sistema de filtrado de aire para garantizar que la mezcla de aire no contenga: un nivel de monóxido de carbono mayor de 20 ppm; un nivel de contaminación por aceite, mayor de 5 mg/m^3 un olor penetrante.
- La calidad del aire, en lo referente a lo indicado en los subincisos 1 y 2 del inciso c, debe ser probada en la salida del compresor de aire por medio de muestras, al menos cada 3 meses o después de un mantenimiento mayor a los compresores, empleando métodos colorimétricos; los resultados de dicha prueba deben asentarse en la bitácora a que se refiere el apartado 8.8.1; la cantidad máxima de aceite no se requerirá en compresores sin lubricación de aceite.

Control de flotación:

- En caso de utilizar traje seco, éste debe tener el casco o máscara conectado directamente al traje, y deben tener una válvula de alivio ya sea directamente o a través del casco o máscara;
- Cuando se utilice equipo autónomo, el chaleco compensador debe tener un suministro de inflado diferente a la fuente de abastecimiento de gas.

Cilindros para mezcla de gas comprimido.

- Deben almacenarse en áreas ventiladas y protegidas del calor excesivo y en donde no existan fuentes de ignición;
- Deben asegurarse para evitar que se caigan o se golpeen;
- Deben tener una válvula de seguridad para sobrepresión, protegida por un capuchón, excepto cuando se usa en un distribuidor para buceo con equipo autónomo;
- Debe identificarse el contenido del gas.

Cámaras de descompresión. Deben reducirse al mínimo los materiales o fuentes de ignición y deben estar equipadas con:

- Accesorios para mantener la atmósfera por abajo de un nivel del 25% de oxígeno en el volumen total;
- Silenciadores, que deben ser regularmente sometidos a mantenimiento y supervisión;
- Equipo para la extinción de incendios.

Profundímetros.

- Deben ser visibles desde la estación de buceo;
- Deben ser probados con balanzas de peso muerto o calibrados contra patrones de referencia cuando menos cada seis meses o cuando la discrepancia entre dos profundímetros equivalentes sea mayor al 2% de la escala completa.

Condiciones de seguridad en el manejo de oxígeno.

- En caso de utilizar oxígeno o mezclas que contengan volúmenes de oxígeno superiores al 40%, debe utilizarse equipo diseñado para servicio con oxígeno.
- Los componentes expuestos al oxígeno (excepto umbilicales) o mezclas con oxígeno superior al 30% del volumen, deben ser limpiados de materiales inflamables antes de utilizarse.

Cinturón de lastre y arnés de buceo.

- Los buzos deben estar equipados con plomos o accesorios similares, siempre y cuando sea posible desprenderlos rápidamente;
- Los buzos deben utilizar arnés con: gancho de soltado rápido; una argolla para atar el umbilical y prevenir el deslizamiento del casco o máscara; otra argolla para izar al buzo sobre una linea de recuperación en caso de accidente.

1.8.8.6. Unidades de Verificación y Laboratorios de Pruebas.

El patrón tendrá la opción de contratar una unidad de verificación o un laboratorio de pruebas acreditado y aprobado, según lo establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, para verificar o evaluar el cumplimiento de esta Norma.
Las unidades de verificación o laboratorios de prueba deben presentar sus resultados de acuerdo con el listado correspondiente de la siguiente tabla (Tabla 6.8.).

Tabla 6.8. Registro de los Dictámenes Realizados por las Unidades de Verificación y los Informes de los Laboratorios de Prueba.

Para el dictamen de la unidad de verificación.		
	Datos del centro de trabajo verificado:	
		Nombre, denominación o razón social;
		Domicilio completo;
		Nombre y firma del representante legal.
	Datos de la unidad de verificación:	
		Nombre, denominación o razón social;
		Domicilio completo;
		Número de aprobación otorgado por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social;
		Número consecutivo de identificación del dictamen;
		Fecha de verificación;
		Clave y nombre de las normas oficiales mexicanas verificadas;
		Resultados de la verificación;
		Si incluye pruebas de laboratorio, el reporte correspondiente;
		Lugar y fecha de la firma del dictamen;
		Nombre y firma del representante legal;
		Vigencia del dictamen.
Para el informe de laboratorios de pruebas:		
	Datos del centro de trabajo verificado:	
		Nombre, denominación o razón social;
		Domicilio completo;
		Nombre y firma del representante legal.
	Datos del laboratorio de pruebas:	
		Nombre, denominación o razón social;
		Domicilio completo;
		Número de aprobación otorgado por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social;
		Clave y nombre de la norma evaluada;
		Informe de resultados indicando el método o procedimiento de evaluación;
		Lugar y fecha de la firma del informe;
		Nombre y firma del representante legal;
		Vigencia del informe.

6.9. LIDERAZGO.

Para Arker Solution no se puede ser . líder si no es Ingeniero Petrolero o Ingeniero Mecánico o Químico. Esto se complementa con otros tipos de habilidades que se necesitan para liderar un equipo y es ahí donde entra el liderazgo.

Cuando es un proyecto pequeño donde se involucran pocas personas es fácil tener un líder, pero cuando los proyectos crecen en tamaño los números de elementos contribuye para el nivel de complejidad.



6.9.1. UN BUEN LÍDER DEL PROYECTO.

En Arker Solution consideran que las habilidades más útiles para ser líder de proyecto son:

- Reconoce que todos los grandes logros son esfuerzos de equipo.
- Establece objetivos y metas.
- Clarifica las funciones y expectativas.
- Construye una cultura de equipo.
- Seguir.

6.9.2. ¿QUÉ SE NECESITA PARA SER UN BUEN LÍDER DEL PROYECTO?

- Gusto por las personas y comunicación.
- Reconocer que las personas son diferentes.
- Obtenga resultados a través de los resultados - distribuya la vista general de carga y mantenimiento.
- Centrarse en las necesidades de los equipos y eliminar los obstáculos.
- Esté consciente de las partes interesadas - la política está ahí donde quiera o no.



6.9.3. ¿CÓMO CREAR UNA ORGANIZACIÓN DE ALTO RENDIMIENTO?

- Técnico y funcional.
- Solución de problemas.
- Habilidades.
- Decisión.
- Relaciones interpersonales.
- Individual.
- Responsabilidad.
- Mutuo.
- Número de personas

Diseño Gerardo Serrano Rodríguez Tesis 2019
UNIVERSIDAD NACIONAL AVTONOMA ENIERIA
POR MI RAZA EL ESPIRITY

MÓDULO G: "CONSUMACIÓN"

G.1. MÓDULO "G" ÉTICA DE INGENIERÍA NUESTRO LUGAR EN LA SOCIEDAD Y EL UNIVERSO.

Estoy a punto de concluir **Mi Tesis** llamada **"Tecnología Submarina para el Sector Petrolera"**, una Tesis que empezó con la búsqueda de información que fue proporcionada en gran parte por Mexicanos radicando en Noruega que de muy buena gana estuvieron apoyándome, estoy muy contento y agradecido por la oportunidad sobre todo de realizar esta Tesis y realmente creo y estoy seguro que va a ser de mucho provecho para quien la consulte.



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

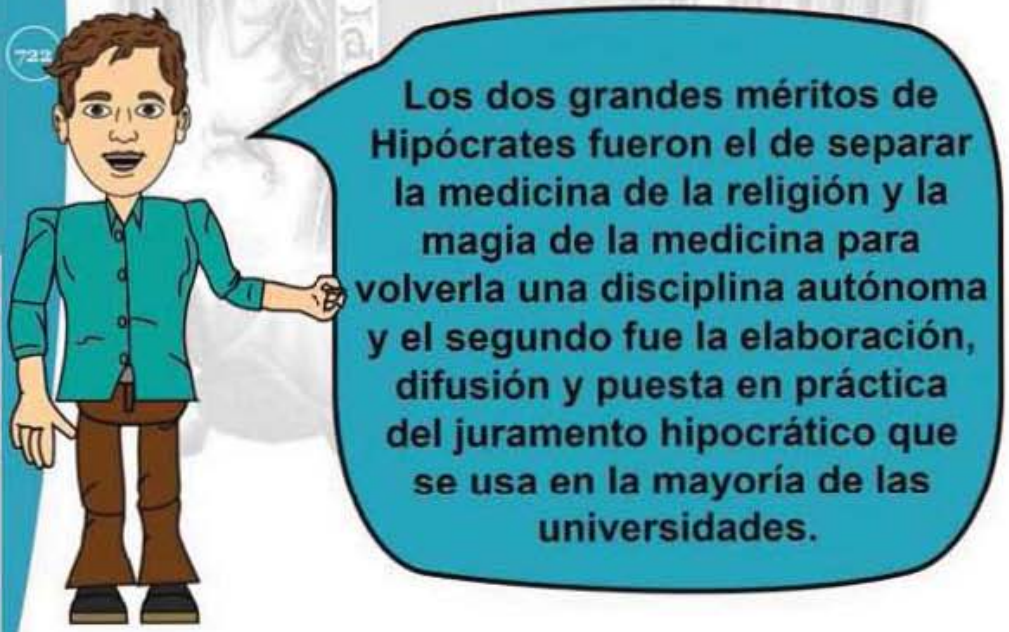
El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Concluiré Mi Tesis con un tema que llamare "Modulo G", este tema hubiera sido el tema siete pero al tratarse de un tema que no aborda la médula central de Mi Tesis decidí cambiar el siete por la séptima letra del alfabeto que curiosamente coincide con la inicial de mi nombre Gerardo, al elegir la séptima letra Mi Tesis no perder una secuencia.

Este módulo que es un poco técnico, pero más que técnico es más humanista y de reflexión, espero que sea como la música, que no desentone de todo o que no desentone demasiado con lo que hice en general, formándome como profesionista, como futuro ingeniero, como futuro creador de mi destino, para desenvolverme en la área privada o pública del sector petróleo.

Voy a empezar esta última parte con algo que a mí me marco cuando era chico, he de haber tenido unos nueve o diez años, quizá un poco más, la edad que tienen algunos hijos de primos o familiares que conozco, fue la primera vez que yo tuve noción de lo que es el Juramento Hipocrático de los doctores.

Los doctores siguen jurando con este juramento me parece que, dependiendo del país o de la institución, esto tendrá diferentes variantes, pero a grandes rasgos, es lo que hablare a continuación.



G.1.1. JURAMENTO HIPOCRÁTICO.

Presumiblemente fue escrito por Hipócrates, entre el 5 y el 3 siglo ac, se dio a los médicos para fijar las pautas morales ante los ojos de los dioses.

En su versión moderna es la practica tomada por los médicos antes de que se les del reconocimiento o el título y es para:

- Servir como guía de práctica moral.
- Podemos concretizarla en que sienta las bases morales para que el tratamiento sea justo y de la mejor manera posible en el beneficio del paciente.
- Preservar la privacidad de un paciente.
- Sentar la responsabilidad que tienen de compartir conocimientos y todo lo que se obtiene en la práctica profesional a las siguientes generaciones.

Con esto yo me pregunto ¿Por qué no tenemos algo similar en la Ingeniería? Pienso que tenemos una obligación moral para nuestros similares compañeros, nuestros hijos, nuestras nuevas generaciones, nuestra sociedad.

Entonces cuando leí El Juramento Hipocrático concluí que se pueden aplicar nuevas cosas para decirme a mí mismo, "Yo tratare de hacer mi mejor esfuerzo, mi habilidad, mi juicio para respetar los conocimientos que he ganado a través de la historia como ingeniero" (Imagen G.1.).



Imagen G.1. Juramento Hipocrático.

G.1.2. JURAMENTO HIPOCRÁTICO (VERSIÓN MODERNA).

Aplicarlo en beneficio quizá no de un paciente que este enfermo, pero si de un problema, de alguien que necesite ayuda o de un cliente al que le queramos hacer un beneficio. Recordar en el caso de los doctores la medicina, en el caso de los ingenieros la ingeniería y que la ingeniería es una ciencia, no es un poder, no es un título, no es una jerarquía.

Nunca me deberá dar pena si me hacen una pregunta y al no saber la respuesta decir **"No sé, pero puedo averiguarlo"** o **"Voy a preguntar a alguien que si sabe"**.

Voy a respetar la privacidad de mis pacientes, en el caso de los ingenieros voy a respetar la privacidad de mis clientes en base a contratos, pero más en las bases morales que voy a tener conmigo mismo.

Si el doctor debe curar enfermedades entonces el Ingeniero debe de solucionar problemas, pero antes de solucionarlo prevenir un problema, es mucho mejor prevenir un problema que solucionarlo cuando ya está.

Recordar que soy miembro de la sociedad y tengo obligaciones, adaptando una parte del **Juramento Hipocrático** quedaría más o menos así:

Juro que cumplir, en la medida de mi capacidad y juicio, este pacto:

- Respetaré los conocimientos científicos ganados por mí y brindados con el esfuerzo de los profesores que han pasado por mi camino, y con mucho gusto compartiré este conocimiento con los que vengan a continuación.
- Voy a aplicar mis conocimientos para el beneficio de mi entrono (cliente, medio ambiente, etc.), para evitar esos actos de beneficio propio a costa de los demás.
- Voy a recordar que hay arte en la ingeniería, así como la ciencia y esa calidez, simpatía y comprensión del entorno (cliente, medio ambiente, etc.) puede ser más gratificante que todo lo demás.
- No me avergonzare de decir "No sé", ni voy a dejar de llamar a mis colegas cuando necesite de sus conocimientos.
- Voy a respetar la privacidad de mis clientes. Muy especialmente debo pisar con cuidado en cuestiones de elección en situaciones de riesgo. Si puedo manejar la situación que se presente Bien Gracias!!!!. Pero en caso de que no tenga los elementos necesarios por mi falta de conocimiento, por encima de todo debo hablar con la verdad de mis capacidades y buscar apoyo.
- Recordare que yo no trato a un pozo, la administración de un yacimiento, sino todo un entorno, cuyo peligro está latente para todo el entorno (Cliente, Medio Ambiente) que me rodea, así como la estabilidad económica de quien me contrata. Mi responsabilidad incluye estos problemas relacionados, si he de atender adecuadamente a mi profesión.
- Voy a evitar que errores catastróficos siempre que pueda, voy a prevenir antes estos problemas

- Voy a recordar que sigo siendo un miembro de la sociedad, con las obligaciones especiales a todos los demás seres humanos y medio ambiente, así como a la ciencia.
- No violare este juramento y podre disfrutar de la vida y el arte siempre respetándolos. Siempre actuare con el fin de preservar las mejores tradiciones de mi vocación.
- Experimentar la satisfacción y alegría de los que buscan mi ayuda y conocimientos.

Creo que es importante tener en nuestras manos un **Juramento Hipocrático** para ingenieros porque en nuestras manos hay proyectos o cualquier tipo de cosas que puede afectar o impactar de una manera importante como puede ser cualquier falla catastrófica que resulta en un desastre natural de las características que se verá a continuación.

G.2. DESASTRE EN AGUAS PROFUNDAS.

El 20 de abril del 2010 ocurrió este incidente sonado en el Pozo Macondo en el Golfo de México por las costas de Lousiana. Fue la mayor explosión ocasionada por un semi sumergible que tenía cientos de personas y resulto en la muerte de 11 miembros de la tripulación y una cuenta significativa de heridos, antes de hundirse estuvo incendiándose durante 36 horas, no pudieron controlarlo y aproximadamente 4,9 millones de barriles de petróleo se derramaron directamente al mar.

Después de 86 días el 15 de julio 2010 lograron taparlo y hasta el momento es el mayor derrame accidental de la historia en aguas de Estados Unidos. Este derrame afecto a 500 millas de costas en el golfo de México (Imagen G.2.), (Imagen G.3.) e (Imagen G.4.).



Imagen G.2. Desastre en Aguas Profundas-Pozo Macondo.



Imagen G.3. Ubicación del Pozo Macondo.



Imagen G.4. Casi Cinco millones de Barriles de Petróleo se Derramaron.

G.2.1. DESASTRE EN AGUAS PROFUNDAS, MÁS DEL POZO MACONDO.

Lo que vale la pena recalcar es que ya se han hecho investigaciones, ya tiene varios años de que ocurrió esto y se sabe bastante bien cuales han sido las causas y se han hecho reportes y artículos.

Hablando a detalle, era una embarcación dinámicamente posicionada, un semi-sumergible con capacidad de 146 personas a la hora del accidente había 126, normalmente se hacen turnos de 12X12, doce horas trabajas y doce horas descansas todo el tiempo, no hay días de descanso enteros y la rotación puede ser de 21X21 eso quiere decir que uno está en costa 21 días y regresa a plataforma 21 días.

El dueño y operador era Transocean, pero estaba rentado a la British Petroleum (BP) mientras que Halliburton era un importante consultor y estaban encargados de una parte que fallo que fue el cemento de taponamiento, una de las barreras.

Estamos hablando de un semi-sumergible de la más alta tecnología de la época, un semi-sumergible que en el 2009 había cumplido con el récord mundial de la perforación más profunda de 35.000 pies con un tirante de agua de más de 4.130 pies de agua (Imagen G.5.).



Imagen G.5. Semi-sumergible de la más Alta Tecnología de la Época.

En la siguiente imagen se ilustra que el riser estaba a un tirante de agua de 5,000 pies con una profundidad arriba de la cama del mar de 13,000 pies. Se ha discutido mucho de qué fue lo que fallo.

La válvula de seguridad que se tiene en el fondo marino conectada al riser fue lo que no pudieron conectar para detener el flujo (Imagen G.6.).

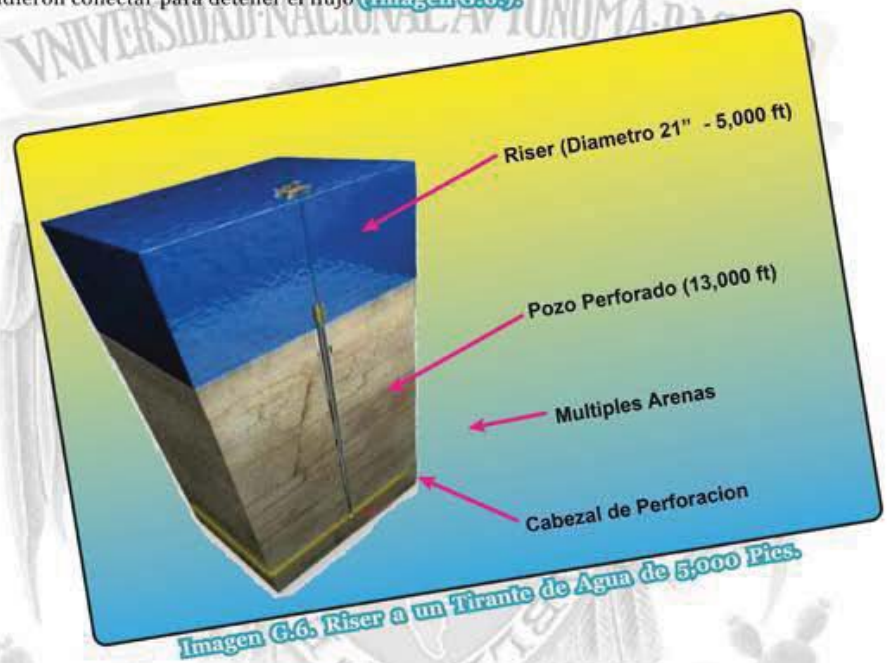


Imagen G.6. Riser a un Tirante de Agua de 5,000 Pies.

Leí artículos donde la mayoría coinciden que este fue un proyecto en donde había varias compañías involucradas que tomaron decisiones muy rápidamente, como si manejaras a una velocidad alta y vas llegando a un semáforo, el semáforo está en verde pero cuando tú te vas acercando de pronto se pone en amarillo y tú tienes unos pocos metros de distancia entre la línea peatonal donde está el semáforo y tu automóvil, tú tienes que tomar una decisión rápidamente en la que debes elegir si vas a acelerar para pasar o vas a frenar de golpe para detenerte, muchas veces el detenerte no es lo mejor porque si estas apunto de pasar y te detienes va a ser un frenado muy agresivo, no te alcanzas a detener o el de atrás se estrella contra de ti y si decides pasar puede ser que te estrelles con un carro que viene cruzando la esquina o que atropelles un peatón. Entonces no es tan fácil elegir.

Pero según los articulo coinciden en que lo que paso en el desastre fue que todos le aceleraron a fondo, todas las decisiones que se tomaron fue con la idea de "Estamos a unos días, esto cuesta billones y tenemos que hacer el abandonamiento temporal del pozo lo más rápido posible" El abandonamiento temporal del pozo era la operación a realizar.

Entre otras cosas se encontró que Halliburton fue responsable porque la fórmula del cemento que iban a usar para el taponamiento no era estable dadas las condiciones.

También hubo cuestiones técnicas en los centralizadores, cuando uno está perforando tiene el barreno que tiene una tubería y a través del barreno puedes inyectar sustancias para ayudar al taponamiento, entonces tienes que centrar el tubo del barreno en el tubo de keisin, para esto necesitas muchos centralizadores y esto va a representar más tiempo, esto consumiría más el tiempo, entonces decidieron reducir el número de centralizadores, pero aumentando lógicamente el riesgo.

Hubo irregularidades como que no se hizo una captura de los datos de la medición de la calidad del cemento, otro, fueron mal interpretados, etc. Todo esto fue por una ambición de ser el mejor y romper records.

G.2.2. ¿QUÉ PASO EN EL POZO MACONDO?

Viene una expulsión no controlada de hidrocarburos o gases que debe ser contenida en el fondo del mar por el Blow-Out Preventer (BOP) o el Preventor de Explosiones. Pero al final no se pudo contener la explosión de hidrocarburo con gas diluido, entre más sube el hidrocarburo la presión disminuye y entonces se hace un efecto de Tehuacanzo, conforme sube el fluido disminuye la presión y al final se gasifica y esto resulto que los gases alcanzaron el cuarto de máquinas surgió la chispa y exploto.

Se pierde el control tratan de cerrarlo con todos los mecanismos, pero no funcionan, hay un mecanismo automático que se activa automáticamente cuando se pierde la conexión o el control entre la plataforma y el Blow-Out Preventer (BOP) o el Preventor de Explosiones, pero no funciono trataron de activar otros preventores y tampoco pudieron (Imagen G.7.).

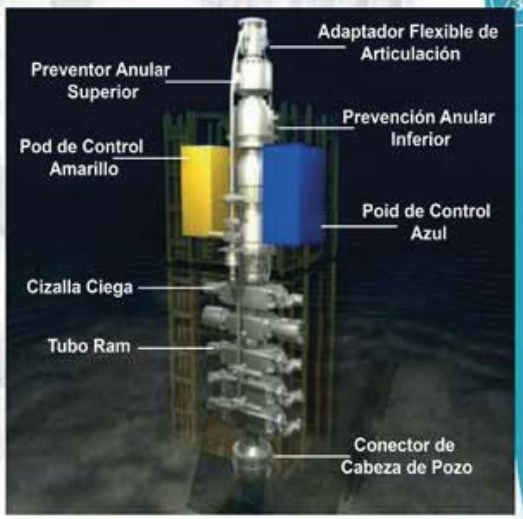


Imagen G.7. Blow-out Preventer (BOP) o el Preventor de Explosiones.

Después de 36 horas de estar incendiándose se hunde el semi-sumergible, pero antes de hundirse se había ido con las corrientes, ya no tenía control la embarcación, esta se había movido 500 pies y tenía la tubería o riser colgando y al final se hunde.

Al estar a una profundidad considerable de 4,000 pies de tirante de agua eso complico el taponamiento y se tardan 86 días en poder controlar esta fuga (Imagen G.8.).



Imagen G.8. Hundimiento del Semi Sumergible.

G.2.3. EN RESUMEN.

ANTES DEL ESTALLIDO.

- Se tenía un proyecto de 43 días de retraso.
- Había una presión extrema sobre los operadores y contratistas (costos de operación = 600.000 + USD / día).
- Se usó Cemento fórmula nitrificada que era inestable (Halliburton).
- Pocos centralizadores fueron utilizados, 6 en lugar de 21 lo que aumento el riesgo.
- El semi-sumergible preparaba el abandono temporal del pozo.

TRAS GOLPE DE SALIDA.

- Se pierde el control entre la plataforma y el Blow-out preventer (BOP) o el preventor de explosiones.
- Hay una fuga de metano que llegó a la sala de máquinas surge la chispa y se enciende creando una gran explosión.
- El semi-sumergible se queda sin energía y comienza a navegar a la deriva (500 pies fuera de la posición horizontal).
- La Función Modo Automático - AMF (Para activar sí en caso de pérdida de comunicación entre el BOP y plataforma) no funcionó debido al mal funcionamiento de la batería.

RESPUESTA.

- Este desastre se convirtió en la historia principal de los medios de comunicación de todo el mundo; 100 de buques y empresas estuvieron dedicadas a intentar de detener el derrame.
- Múltiples intentos realizados para contener, capturar y dispersar el aceite para evitar que llegue a la costa tuvieron un éxito parcial.
- Varios planes para controlar y mitigar la explosión fracasaron repetidamente.

G.2.4. CONSECUENCIAS.

Se tardan 86 días en poder controlar la fuga. La pérdida de la vida 11 miembros de la tripulación que mueren instantáneamente y varios heridos en la explosión. (Imagen G.9.).



Imagen G.9. Algunas Consecuencias.

Peor derrame de petróleo en alta mar en la historia de Estados Unidos.
Es un estimado de 4.9 millones de barriles de petróleo durante 86 días.
Fue un derrame de aceite de 572 millas de la costa del Golfo, y mató a cientos de aves y la vida marina.
Se logra tapar el 15 de julio del 2010 y queda declarado muerto hasta el 19 de septiembre del 2010 (Imagen G.10.).



Imagen G.10. Mas Consecuencias.

G.2.5. IXTOC I, BAHÍA DE CAMPECHE.

Nosotros también hemos tenido desastres similares en nuestras costas como fue el 3 de junio de 1979 el pozo Ixtoc I en Campeche se accidenta de una forma muy similar.

Es muy parecida la situación al pozo macondo solo que, con un tirante de agua menor, un tirante de agua de 50 metros. El sumergible explota, se incendia y se hunde.

Fue un pozo perforado por el SEDCO 135, un semi-sumergible arrendado a PEMEX.

La causa fue la pérdida de circulación de lodo.

Los 3,5 millones de barriles de petróleo se derramaron en el Golfo de México, en Macondo fueron 4.9 millones de barriles (Imagen G.11.).

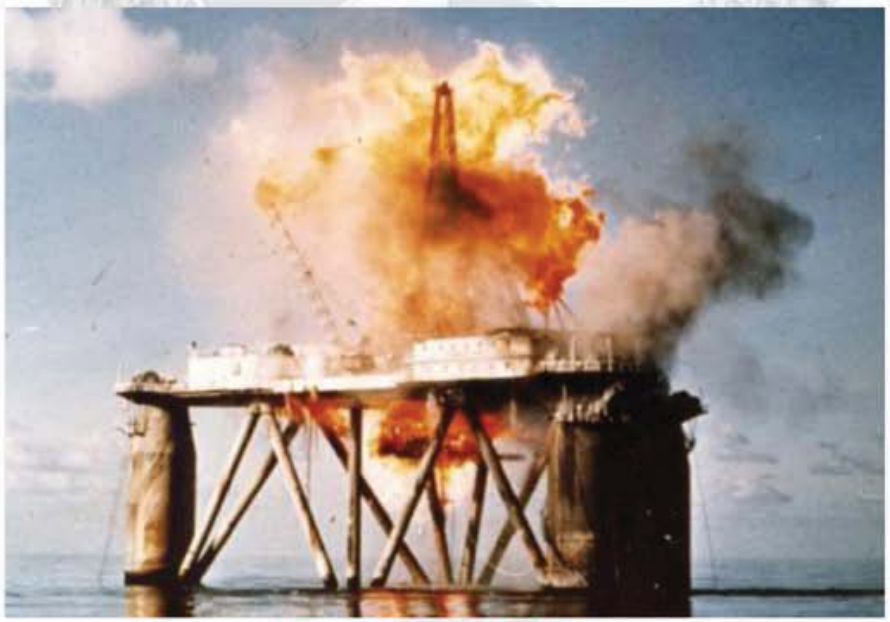


Imagen G.11. Pozo Ixtoc I.

G.2.6. NO SÓLO LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.

No solo ha habido desastres en costa afuera.
Otro caso fue 23 octubre 2015 al 18 febrero 2016.
Se liberaron a la atmósfera 97,000 toneladas de CH_4 (metano) y 7,300 toneladas de C_2H_6 (etano).
Ocurrió la peor fuga de gas en el estado de California de Estados Unidos (Imagen G.12.).



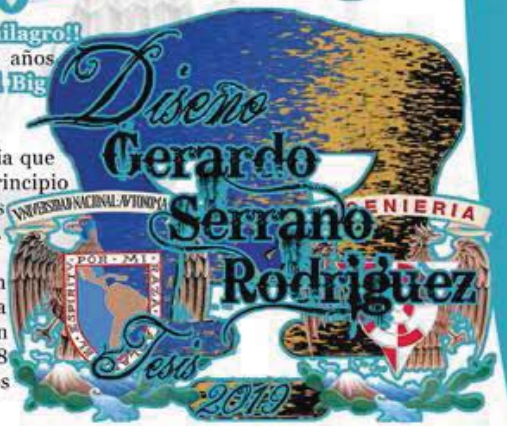
Imagen G.12. La Peor Fuga de Gas en el Estado de California de Estados Unidos.

G.3. "MÓDULO G" FIN DE LA TESIS.

Yo pienso que ¡¡Esto es un milagro!! Que inicio hace 13 billones de años con lo que se conoce como El Big Bang.

Empieza una inflación de toda la materia que exploto, como que se conoce ahora el principio de El Big Bang, hace 300 mil billones de años se generan los primeros átomos.

A unos cuantos millones de años se crean las primeras nebulosas. Se empieza a conglomerar todo en galaxias. Surgen los primeros sistemas solares y a 13.8 billones de años de El Big Bang estamos aquí ahora (Imagen G.13.).



EL UNIVERSO A TRAVÉS DEL TIEMPO

INICIO DE LA VIDA

El universo se ha expandido y enfriado desde entonces

Imagen G.13. El Universo A Través del Tiempo.

BIG BANG

EXPANCION

REACCIONES DE LAS PARTÍCULAS DE ALTA ENERGÍA

EN LOS PRIMEROS MINUTOS

PRIMERA FORMACION DE NUCLEO

300,000 AÑOS

PRIMERA FORMACION DE ATOMOS

UN MILLON DE AÑOS

PRIMERAS GALAXIAS Y ESTRELLAS

TIEMPO

EL PRINCIPIO.

UNIVERSO INOBSERVABLE (PASADO)

UNIVERSO POTENCIALMENTE OBSERVABLE (PASADO)

EL UNIVERSO COMIENZA
Hace 13.700 millones de años con un evento conocido como el Big Bang. Tanto el tiempo como el espacio se crean en este evento.

FRACCION DE UN SEGUNDO.
La expansión rápida ocurre durante una billonésima de una milmillonésima parte de un segundo. El Universo es del tamaño de una semilla.

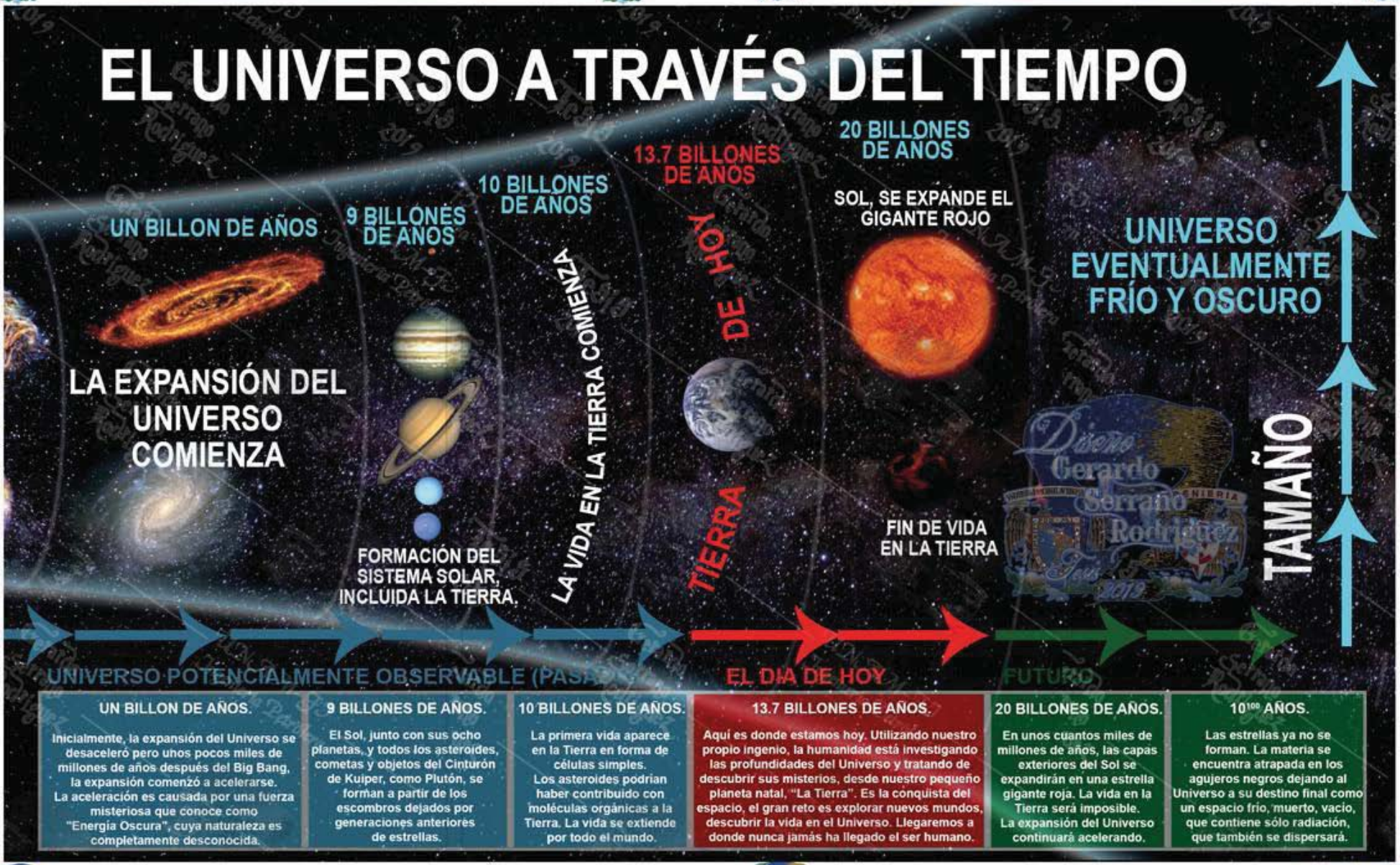
1 Segundo.
Se crean las condiciones que prevalecieron despues del Big Bang.

100-1000 Segundos.
Se forman núcleos de hidrógeno, helio, litio y otros elementos ligeros.

300,000 Años.
Podemos detectar la radiación de la formación temprana del Universo. Antes de esto, el Universo es opaco: es como si un velo hubiera sido arrastrado sobre él.

UN MILLONES DE AÑOS.
La materia se agrupa bajo su propia gravedad formando las primeros protogalaxias y dentro de ellas, las primeras estrellas. Las estrellas son gases nucleares en los que se forman elementos más pesados como el carbono, el oxigeno, el silicio y el hierro. Estrellas masivas explotan como supernovas. Tales explosiones envian el material al espacio listo para ser incorporado en generaciones futuras de estrellas que tambien estallaran en supernovas. Tales explosiones generan materia para incorporarse en futuras generaciones de estrellas y planetas.

EL UNIVERSO A TRAVÉS DEL TIEMPO



UN BILLON DE AÑOS.

Inicialmente, la expansión del Universo se desaceleró pero unos pocos miles de millones de años después del Big Bang, la expansión comenzó a acelerarse. La aceleración es causada por una fuerza misteriosa que conoce como "Energía Oscura", cuya naturaleza es completamente desconocida.

9 BILLONES DE AÑOS.

El Sol, junto con sus ocho planetas, y todos los asteroides, cometas y objetos del Cinturón de Kuiper, como Plutón, se forman a partir de los escombros dejados por generaciones anteriores de estrellas.

10 BILLONES DE AÑOS.

La primera vida aparece en la Tierra en forma de células simples. Los asteroides podrían haber contribuido con moléculas orgánicas a la Tierra. La vida se extiende por todo el mundo.

13.7 BILLONES DE AÑOS.

Aquí es donde estamos hoy. Utilizando nuestro propio ingenio, la humanidad está investigando las profundidades del Universo y tratando de descubrir sus misterios, desde nuestro pequeño planeta natal, "La Tierra". Es la conquista del espacio, el gran reto es explorar nuevos mundos, descubrir la vida en el Universo. Llegaremos a donde nunca jamás ha llegado el ser humano.

20 BILLONES DE AÑOS.

En unos cuantos miles de millones de años, las capas exteriores del Sol se expandirán en una estrella gigante roja. La vida en la Tierra será imposible. La expansión del Universo continuará acelerando.

10^{100} AÑOS.

Las estrellas ya no se forman. La materia se encuentra atrapada en los agujeros negros dejando al Universo a su destino final como un espacio frío, muerto, vacío, que contiene sólo radiación, que también se dispersará.

G.3.1. MILAGROS DE LA CIENCIA Y LA VIDA.

Los primeros organismos celulares surgieron hace 3.5 billones de años aquí en la tierra, los primeros organismos multicelulares surgieron hace 600 millones de años.

El primer reptil hace 300 millones. Los dinosaurios surgieron hace 250 millones y los primeros mamíferos hace 225 millones. Los primeros humanos / humanoides hace 1.8 Millón.

Desde entonces ha habido un desarrollo en donde se ha sentado las bases sobre todo en el invento de la escritura en donde hemos podido recolectar todos nuestros conocimientos, todo lo que las personas sabias y los hombres han podido lograr con técnicas, leyes, organizaciones, etc. Así es como vamos obteniendo la capacidad de poder (Imagen G.14.).

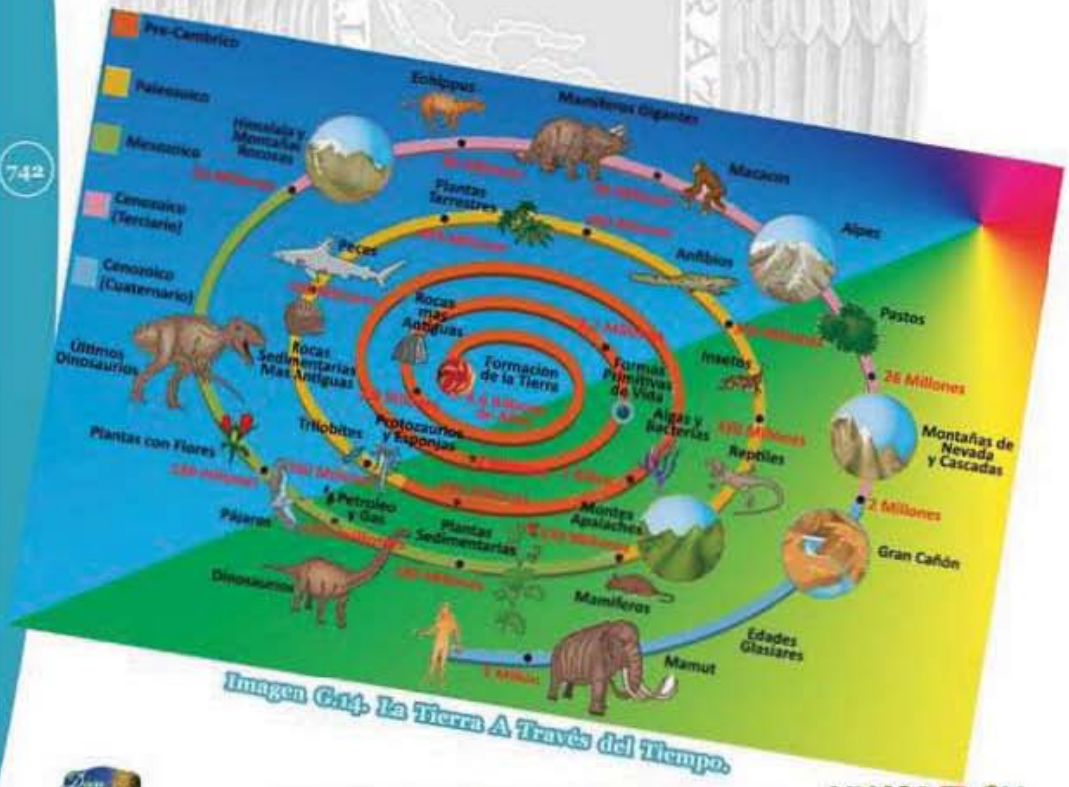


Imagen G.14. La Tierra A Través del Tiempo.

Yo lo veo como una montaña, debajo de nosotros ha habido un sin número de genios y personas que nos han dado muchas cosas buenas en cuanto a la ciencia.

Solo por citar algunos de la historia reciente para acá.

1543 - Nicolás Copérnico: Crea el modelo heliocéntrico del sistema solar o el universo, antes se pensaba que la tierra era el centro del universo porque el hombre es muy importante. El hombre es hecho a imagen semejanza de un dios, esta parte no se me ocurre como podría sustentarse, porque considero que los humanos pueden ser todo menos un dios.
1610 - Galileo Galilei: Realiza sus observaciones telescópicas.
1687 - Sir Isaac Newton: Para mí fue el más grande de la Ingeniería, él nos regala la gravitación universal y las tres leyes físicas del movimiento y después de él vienen una serie de gigantes.
1800 - Alessandro Volta: Batería electroquímica.
1831 - Michael Faraday: Descubre la inducción electromagnética o los modelos para poder comprender el electromagnetismo.
1859 - Charles Darwin y Alfred Wallace: Le regala al mundo la teoría de la evolución por selección natural, es un modelo que explica de una manera sencilla y brillante de dónde venimos y cómo llegamos hasta aquí como especies de seres de muy pocas células a seres multicelulares, de organismos que se vuelven más competentes en la escala evolutiva, no de los más fuertes o más rápidos si no de los más adaptables. Nosotros somos producto de todo eso. Para muchos es importante eso porque no necesitan de una religión que les explique de dónde venimos.
1869 - Dmitri Mendeleev: Tabla periódica.
1900 - Max Planck: Planck: Base de la teoría cuántica
1905 - Albert Einstein: A principio de siglo nos da las teorías de la relatividad especial.
1915 - La relatividad general.
1928 - Alexander Fleming: Penicilina, primer antibiótico betalactámico.
1929 - Edwin Hubble: La ley del universo en expansión de Hubble.
1943 - Oswald Avery: DNA es el material genético del cromosoma.
1947 - William Shockley, John Bardeen y Walter Brattain: Transistor.
1948 - Richard Feynman, Julián Schwinger, Shinʼichirō Tomonaga y Freeman Dyson: La electrodinámica cuántica.
1969 - 1er hombre en la Luna.
1990 - World Wide Web: o el Internet vendido al primer cliente.
1998 - Supernova Cosmology Project: La cosmología descúbrela expansión acelerada del universo, lo cual probablemente quiere decir que nuestro futuro como universo es oscuro, que las galaxias van a estar tan separadas que no habrá manera de que una pueda percibir la luz de la otra. Se sientan las bases para describir lo que hoy se conoce como energía negra o materia negra.
2012 - Bosón de Higgs: Se descubre la última partícula que faltaba en el modelo atómico en el **acelerador de partículas del CERN (99,999% de certeza).** Este acelerador de partículas del CERN es la maquina más compleja que se ha creado en la historia de la humanidad por mucho, su volumen es impresionante y está llena de los elementos de la

más alta tecnología que conocemos hasta ahora y eso ha sido el esfuerzo de varias naciones y debe ser el orgullo de los hombres.

2016 - El equipo de LIGO Team: Descubre lo que 100 años Einstein había predicho, las ondas gravitacionales de una fusión agujero negro. Einstein dijo que nunca podrían ser medidas porque son tan pequeñas que íbamos a necesitar un equipo de una precisión inimaginable para la época en la que él vivía, pues, **YA LO LOGRAMOS!!!!!!** y esto quizá pueda abrir la posibilidad a crear nuevos telescopios ya no basados en ondas electromagnéticas si no en ondas gravitacionales y las ondas gravitacionales atraviesan la materia, es como una máquina de rayos X gravitacional **(Imagen G.15.).**



Imagen G.15. Acelerador de Partículas del CERN con 99.999% de Certeza.

G.3.2. LA CITA MÁS IMPORTANTE EN MI VIDA.

¿Qué vamos a ver dentro de 10 años? No lo sé, pero a mí me parece que es muy excitante lo que ocurra dentro de 10 años.

Hay una persona que a mí me dijo una vez la cita más importante en mi vida:
"Utiliza tu inteligencia para Construir El Mundo" y sobre todo como ingeniero.
El Juramento de Hipócrates tal vez me diría que como ingeniero mi profesión me da la oportunidad de poder imaginar cosas, diseñarlas, establecerlas y poder construirlas **(Imagen G.16.).**

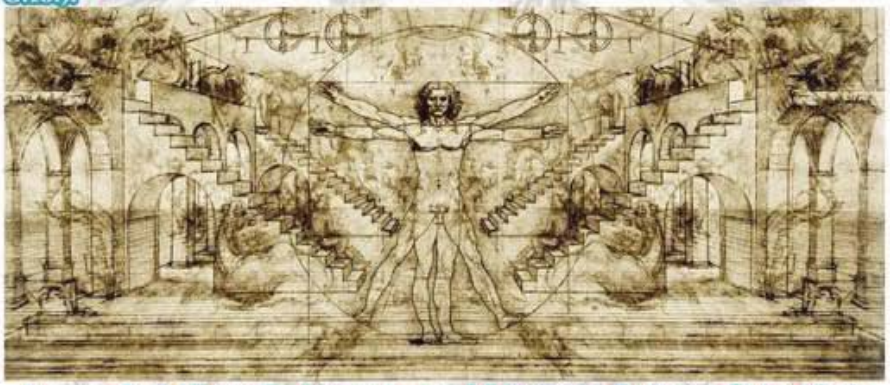


Imagen G.16. El Hombre como Centro del Universo de Leonardo Da-Vinci.

G.4. DESPEDIDA.

En este capítulo quiero agradecer a esos magníficos padres que me facilitaron las comodidades para el desarrollo de **Mi Tesis**, estas personas fueron pieza clave en el hecho que yo pudiera desarrollar **Mi Tesis** y terminarla de manera exitosa, fueron días de redacción, diseño y desvelos, hubo muchas noches en las que no dormía por seguir redactando y otras muchas noches que permanecía despierto para poder terminar eso poquito que me faltaba antes de ir a descansar, mi única labor fue dedicarme a mis estudios como a **Mi Tesis** ya que ellos se encargarían en todo momento de patrocinarme hasta el momento en que yo llegara a mi meta final.



También quiero agradecer al Instituto de Mexicanos en el Extranjero y quisiera platicar un poco como encontré a estas personas. Fue la **Facultad de Ingeniería** quien tuvo el primer contacto para que un grupo de profesionistas Mexicanos que viven en Noruega para que pudieran venir a dar un curso a la Ciudad de México particularmente a la **Facultad de Ingeniería**, a partir de ahí surgieron muchas llamadas telefónicas y correos electrónicos para poder diseñar **Mi Tesis** que tenia como uno de los objetivos contener información importante, de reelevancia y que pudiera tener una repercusión en los estudiantes de la **Facultad de Ingeniería.** Esto dio origen a un año y meses en los que se pudo diseñar y se pudo ver como una **Tesis** de esta envergadura se formaba.

Las escuelas de **Ingeniería Petrolera** que dan clases y cursos en el país, por lo regular es en aguas someras o tierra y el que se buscara a un grupo de expertos que me apoyaran un poco más sobre la perforación y la búsqueda de petróleo en aguas profundas representa técnicamente hablando una cuestión innovadora para la **Facultad de Ingeniería.**

De aquí se generó un contenido propuesto por los instructores y se configura en varios de temas a tratar y así **inicia la travesía de viaje, la logística para traer temas innovadores** desde tan lejos a **La Máxima Casa de Estudios, La UNAM** y que convocaran al lector a leer.

Mi Tesis es una red de colaboraciones entre la Red Global MX, los Instructores de Noruega y la **Universidad Nacional Autónoma de México** que espera dejar un gran sabor de boca y todo el entusiasmo para apoyar y traer todos estos esfuerzos.

Agradezco a los instructores por confiar en mi desde el momento en que me apoyaron con información y confiaron en **Mi Tesis** en la cual aprendí mucho, es una experiencia la cual fue muy gratificante, enriquecedora y será muy aportativa a mi futura vida profesional.

Fue un honor estar redactando **Mi Tesis** que concluye una etapa de mi vida académica, es **Mi Tesis** desde el momento en que planee, redacte y diseñe durante un año La Red Global MX y el Instituto de Mexicanos en el Exterior tiene registrado que la mayoría de Mexicanos fuera del país están en Estados Unidos, muchos de ellos en situaciones difíciles y a los que hay que ayudar con programas educativos y económicos. Estas instituciones también tienen datos que dices que de esos millones aproximadamente un millón son **Mexicanos calificados**, ¿Qué quiere decir?, que son o fueron jóvenes preparados que salieron de México y fueron a explorar al mundo y de una manera quieren retribuir algo a México. Cuando estas instituciones descubren este potencial de Mexicanos que pueden retribuir al país entonces se pueden seguir modelos que se hacen en otros países, modelos que nos pueden ayudar a mejorar la tecnología u otras áreas de sus países.

La educación es la base para que avancemos y es a lo que se debe apostar, es por eso que creo que **Mi Tesis** será muy exitosa ya que trasfiere conocimiento desde **el mundo para México** y abre experiencias hacia el exterior, es exitosa desde el momento en que muestra que el conocimiento y el talento no tiene fronteras, las oportunidades son para todos y muestra es un ejemplo de Mexicanos en Noruega que me lograron abrir las puertas del mundo y lo importante es que con esta Tesis cualquiera puede ser consciente de que cualquier Mexicano puede estar fuera de México, cualquier Mexicano puede estudiar afuera y también tenemos

el compromiso con México de ser el nuevo talento.

La Red Global MX con sus 50 capítulos está conectada con sus cuatro pilares que son:
1-. La Ciencia y la Tecnología
2-. Emprendimiento y Negocio
3-. Industrias Creativas.
4-. Responsabilidad Social
En la red se tienen empresarios, científicos, ingenieros, académicos, artistas, estudiantes, etc.

Muchas gracias a todas las partes que hicieron este Mi Libro el cual llamo **Mi Tesis** posible, realmente este es el resultado de muchas mañanas, tardes noches y madrugadas de trabajo, muchos dilemas, muchos desvelos y privaciones, me hace muy feliz el que finalmente haya terminado un trabajo así.

Como se dieron cuenta en **Mi Tesis** hubo muchas cosas que yo domine y muchas otras que estoy seguro que el lector encontró y concluyo "Gerardo no tienen ni idea de lo que está hablando". Esto va a que cuando estábamos en la Facultad como estudiantes y veía a los profesores, eso me marcaba mucho a mí ya que el profesor llegaba a comunicar sus experiencias, sus ideas y su conocimientos, pero la persona que esta afrente transmitiendo sus conocimientos no es dios, es una persona común y corriente que tiene errores que tiene lados positivos y lados negativos y eso me motivaba a seguirme desarrollando porque algún día lo voy a superar y así es la vida, superarse y ver que las barreras se pueden romper y seguir creciendo y eso siempre nos va a llevar a tener un lado blanco, un lado negro, un lado débil y un lado fuerte, pero el punto es como te vas a desarrollar, como te vas a promover y que quieres mostrar al mundo de ti.

Quiero agradecer su tiempo y la paciencia para leer **Mi Tesis** que si es algo pesada porque considero que dar estos temas en un solo libro es una locura, **este material es para darlo en más de dos o tres libros o más de un semestre,** pero trate de dar lo que más se acercó al plan de estudios actual de la carrera de **Ingeniería Petrolera** que no se ve en clase y no se ve en clase porque así es el temario y no solo la **UNAM** si no también universidades en el mundo, ni siquiera en Noruega se está viendo esto, entonces que bien que tuviste la paciencia como lector de leer este trabajo.

Muchas gracias échenle muchas ganas hay muchos temas interesantes en la **Ingeniería Petrolera,** hay mucho que investigar, mucho que leer, mucho que aprender, no se limiten, jamás se limiten, busquen nuevos horizontes, busquen continuamente más información, busquen nuevas formas de trabajo, busquen nuevas ideologías, crezcan y sobre todo después de crecer **no se olviden de su máxima casa de estudios,** no se olviden de contribuir no madamas a **La UNAM** porque México no madamas es **La UNAM,** México tiene miles de universidades que necesitan de la transferencia de conocimientos, que necesitan de nosotros y de esa retroalimentación para poder todos como país y seres humanos seguir creciendo.

"CONCLUSIONES"

En este trayecto y lo largo de **Mi Tesis** la cual he escrito de forma salteada empezando por el capítulo dos, tres, cuatro, cinco, seis y después el uno siguiendo con el capítulo de consumación para después regresar al tema de **"Esta es Mi Tesis"** y terminar con algunos temas como **"Agradecimientos"** por fin he llegado a la parte de Conclusiones.

En estas páginas he comentado muchas cosas relativas no solo a la ingeniería petrolera de Noruega sino también a su vida cotidiana y gobierno, estoy seguro que los lectores respaldaran mis párrafos escritos con bastantes aprobaciones.



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Todos sabemos que Dinamarca, Islandia, añadiendo todos los países Nórdicos como Suecia, Noruega Finlandia son países exitosos, muchos quisieran saber el porqué de ese éxito con la esperanza de que en México podamos inspirarnos en ellos o incorporar alguna clave de ese éxito para progresar más. El éxito de los países Nórdicos es innegable y rotundo en muchos aspectos y digno de admiración.

Los países Nórdicos como Noruega siempre obtienen los primeros puestos en una gran cantidad de indicadores mundiales incluyendo educación, economía, competitividad, derechos civiles, calidad de vida y desarrollo humano, no hay más que ver algunos de estos indicadores para entender el éxito de Noruega.

En educación, por los resultados de los exámenes vemos que los países Nórdicos tienen mejores resultados que los países hispanohablantes, esto en las distintas áreas evaluadas, algunos países Nordicos tiene un sistema educativo que fue instaurado hace más de 40 años y este sistema educativo se aparta bastante de todo el sistema educativo del mundo, este modelo no se centra en exámenes, el único examen estandarizado en el país se realiza a los 16 años, en las clases de ciencias tienen un mínimo de alumnos para que todos puedan participar en los experimentos y la educación en todas las escuelas es gratis pagada al 100% por el gobierno, los profesores solo pasan cuatro horas dando clases y el estado les paga dos horas semanales para cursos y actualizaciones, todos los profesores deben de tener un Master que es una maestría, es más difícil ser aceptado en la facultad de pedagogía que en la de medicina, la diferencia entre los mejores y peores estudiantes es mínima, un sistema educativo de calidad es una base fuerte para el éxito de un país, aunque también el frio de los países Nórdicos contribuye a educarse más, esos días con largos y duros inviernos la gente pasa más tiempo dentro que fuera, cuando uno pasa más tiempo en interiores que en la calle aun sin proponérselo se aprende mas aunque sea viendo videos documentales en la computadora, ver documentales deja un poco más de enseñanza que estarle dando de patadas a un balón para meterlo en tres palos, ese frio de los países Nórdicos cambia el estilo y los hábitos que ellos tienen.

Los países Nórdicos siempre respetan las libertades de los individuos los derechos de las mujeres son más respetados, la libertad de expresión de los periodistas es respetada. Su economía es robusta y sensata, no grande, pero si fuerte debido al producto interno bruto percapita, son países muy ricos. Los beneficios sociales son considerables, el país si cuida y protege a la población, la educación y los servicios de salud son gratuitos, el desempleo es bajo, si un trabajador enferma cobra el 80% de su sueldo mientras esté enfermo, si se queda sin trabajo sigue cobrando al gobierno el salario proporcional que tenía en su último trabajo durante unos meses aunque lo más probable es que a las pocas semanas ya tenga otro trabajo pues el estado se lo busca, el estado ayuda a los ancianos y facilita que los jóvenes puedan abandonar el hogar e independizarse en cuanto cumplen la mayoría de edad.

El descanso por paternidad para los hombres es forzosamente de 14 semanas, se dice que los recién nacidos duermen los primeros meses en cajas grandes, y si duermen en cajas comunes y corrientes de cartón, esas cajas son las que les da el estado a las madres cada vez que están a punto de dar la luz y está llena de productos esenciales para el bienestar del bebe.

Los países Nórdicos tienen una gran fama de ser protectores del medio ambiente, son líderes en la creación y uso de energías renovables son comprometidos con el reciclaje ya que cuentan con centrales eléctricas alimentadas con basura.



La honestidad es una de las partes fundamentales que ha contribuido a su éxito, sabemos lo difícil que es que un negocio prospere cuando los empleados roban, pero para muchos es difícil entender que mientras existan gobernantes y ciudadanos corruptos un país difícilmente va a salir adelante.

Noruega tiene una prioridad que se llama "El Estado del Bienestar" esto se implementó después de la segunda guerra mundial cuando los países y las economías estaban destrozada, entonces los países Nórdicos se encontraron con la necesidad urgente de crear un modelo público que diera calidad de vida para los ciudadanos que carecían de todo, Noruega fue el primero que lo implemento en 1945 y en 20 años redujo el desempleo y la pobreza, este modelo era un gobierno socialista y en 1965 cuando cambio a un gobierno capitalista no cambio el modelo, hasta ahora por el gobierno de Noruega han pasado corrientes de izquierda y de derecha pero todos trabajan juntos para mantener el modelo de "El estado del Bienestar" esto ha hecho que Noruega sea un país con el índice más alto de desarrollo humano y más pacífico del mundo y eso se debe a que hay trabajo para todos.

Podemos seguir hablando del porque Noruega tiene ese nivel de vida y haciendo hincapié en algunas, una es que Noruega ya supero los fanatismos políticos, tal vez en México el día que veamos la política para proveer soluciones para la sociedad independientemente que sea de derecha o izquierda o para establecer regulaciones o normas para que la sociedad funcione y no solo apoyar partidos políticos, ese día habrá cambios. Después de la segunda guerra mundial Noruega construyo sus bases sobre el socialismo e incorporo conceptos comunistas en una etapa de la historia del mundo donde muchos países como Mexico se autoatacaban en su interior e incluso otros hacen guerras para ver si eran comunistas o capitalistas. Noruega aposto por una auténtica democracia económica social donde la mayor inversión ha sido sus ciudadanos, Noruega sabe que reduciendo la pobreza y aumentando la riqueza el estado también se hace rico y recauda más para poder proveer más.

Noruega lleva más de 70 años sin obsesionarse con el "Si somos de izquierda o de derecha", "Si somos comunistas o capitalistas", todo eso lo tienen superado, simplemente evalúan lo que les funciona y lo que no y actúan a favor de la población, mientras tanto a nuestro alrededor juzgamos las corrientes que hay cada vez que hay elecciones o algún tema público, nos encontramos políticamente en la prehistoria rodeados de extremistas con la mentalidad de la edad de piedra tanto de derechas como de izquierdas que dicen que la razón solo es suya, ojala y algún día dejen de comportarse como ciudadanos de repúblicas bananeras cambiando de dictadores de derecha a dictadores de izquierda o viceversa solo por no saber alcanzar una madurez política en beneficio de la población.

Mientras en México se acepte la corrupción, mientras se practique y no se castigue con determinación y severidad no se avanzara nunca, mientras tengamos corporaciones que paguen a gobernantes para que diseñen leyes a su favor o a un juez para que la interprete a su conveniencia, mientras tengamos a un corrupto que pague a un funcionario para que libere un permiso para operar ilegalmente, mientras tengamos a ese ciudadano que le da mordidas al policía para que no le multe, el país que somos todos no puede progresar. Noruega es rico próspero y saludable porque sus ciudadanos decidieron que lo querían así y conocen el precio a pagar que es la honestidad, para la mayoría de sus ciudadanos la mitad de su sueldo lo entregan a su estado, esas son las reglas del juego dar la mitad de tu sueldo al gobierno pero sabes que el gobierno de Noruega estará hay cuando nazcas y necesites cuidados, estará hay para apoyarte cuando crezcas y quieras independizarte, Noruega estará hay para cuando quieras un apoyo para estudiar una carrera o entrar a un nuevo curso, Noruega estará hay para ayudarte a conseguir un nuevo trabajo, Noruega estará hay cuando enfermes, estará hay cuando te retires, Noruega estará hay cuando te hagas viejo y necesites todos esos cuidados para llevar una vejez plena, en cualquier etapa de tu vida el gobierno de Noruega siempre estará hay para ti para apoyarte "Todos para el estado y el estado para todos" eso es lo que tienen Noruega y eso es lo que le falta a México.

En el trascurso de **Mi Tesis** se analizó el modelo Noruego de la industria petrolera, considerados uno de los más exitosos de la actualidad no sólo en los aspectos puramente económicos si no también en los relativos al desarrollo tecnológico, el cuidado del ambiente y los beneficios aportados a la población en general, tanto presente como futuro. **Mi Tesis** permite tener una perspectiva más clara de las que han sido la mayor eficiencia de la ingeniería petrolera Noruega, con el fin de encontrar experiencias valiosas que permitan elaborar propuestas de cambio en un momento en que resulta oportuno revivir el debate en torno al tema.

México inició un proceso de apertura económica a mediados de los ochenta que ha limitado el potencial del estado para impulsar medidas de política industrial. Se han estudiado posibles alternativas para reimpulsar el crecimiento económico nacional y mejorar la competitividad del aparato productivo nacional. Una de las alternativas planteadas es impulsar políticas públicas que reconozcan en los hechos al sector energía, y en particular al petrolero, como base de apoyo para el desarrollo.

En el mundo de las últimas décadas se han registrado algunas experiencias exitosas de industrias petroleras que han contribuido al desarrollo de naciones como Brasil, Inglaterra y Noruega. Uno de los casos más significativos e interesantes es el de este último país, que se adentró apenas en los años setenta del siglo pasado en la industria petrolera, y que hoy en día está considerado como uno de los líderes mundiales en materia de exploración y producción (E&P) de hidrocarburos en aguas profundas, y un modelo a seguir por su capacidad para distribuir los beneficios económicos entre su población actual –sin descuidar las futura– y como la nación con el más alto índice de desarrollo humano.



C.1. Una Perspectiva mas Clara para Encontrar Experiencias.

C.2. Statoil.

Aunque ya se han elaborado algunos trabajos que estudian la experiencia, resultados, hechos, y el modelo petrolero Noruego, y las enseñanzas derivables con miras a su posible aplicación al caso de México, el objetivo principal de **Mi Tesis** es aportar más elementos de juicio y actualizarlos a fin de identificar posibles estrategias para el país en un momento en que se vuelven a presentar posibilidades de cambios importantes en el rumbo de esta industria mexicana.

En los últimos años Petróleos Mexicanos ha registrado una disminución de sus reservas de hidrocarburos, de su producción de petróleo y gas natural y un estancamiento en la elaboración de refinados y petroquímicos, también de enfrentar una serie de problemas estructurales ligados

C.3. PEMEX.

a su incapacidad para mejorar su eficiencia, optimizar la toma de decisiones y combatir la corrupción, entre otros. Su rol en la industria petrolera mexicana es de liderazgo, por los ingresos generados, sus contribuciones fiscales, exportaciones y capacidad de inversión. De ahí la importancia de considerar no sólo los aspectos ligados al desempeño de la industria en su conjunto, en el comparativo con el modelo noruego, sino los propios relativos al papel de las petroleras estatales.

Sería de gran ayuda llenar de experiencias y contribuir a mejorar el perfil de PEMEX, y en general, la operación de la industria petrolera.

Un elemento fundamental de Statoil, que la aparta de otras empresas petroleras, es el hecho de que Noruega apostó por apoyar verdaderamente su economía nacional, basándose en el potencial de su mercado interno y la importancia de su industria petrolera, lo que le ha permitido alcanzar un alto grado de competitividad en la exploración y explotación de hidrocarburos, especialmente en aguas profundas.

La economía Noruega se ha caracterizado por establecer políticas de ahorro y conservación de energía, así como de cuidado del medio ambiente. Además de tener una intensidad energética competitiva internacionalmente, emplea una proporción considerable de fuentes renovables para la generación de su energía primaria. Ello contrasta con lo observado en México, principalmente en lo relativo a la gran dependencia que tienen las centrales generadoras de energía primaria con respecto a los hidrocarburos.

La toma de decisiones en el Gobierno Noruego se basa en objetivos nacionales de largo plazo que tratan de fomentar el bienestar social, no el de grupos ni partidos políticos, como acontece en México. De esta manera se ha conseguido elevar el nivel de vida de los Noruegos. El Sindicato Petrolero Noruego, lejos de ser una carga para las finanzas de la empresa, contribuye de manera decidida con sus planes de desarrollo. El sindicato de Pemex, en cambio, pugna por sacar el mayor beneficio posible de la empresa sin preocuparse por el riesgo de acabar con "La gallina de los huevos de oro".

En México la ley establece que corresponde a la nación el dominio directo de todos los hidrocarburos que se encuentren dentro del territorio nacional, lo que permite al Estado un manejo discrecional de su industria petrolera, al igual que en Noruega. Sin embargo, la instrumentación desde inicios de los noventa de una menor participación del Estado Mexicano en la economía, y los efectos de las crisis económicas enfrentadas desde los ochenta (1982,1986-1987, 1994, 1998 y 2001-2002, 2008), originaron reducciones y correcciones en el gasto público, lo que a su vez condujo a limitar la disponibilidad de recursos financieros para apoyar el crecimiento de la industria petrolera nacional, y en particular de Pemex. Las altas tasas impositivas y el régimen fiscal a que está sometida la empresa petrolera nacional han estrangulado prácticamente a Pemex. Por el contrario, en Noruega la política petrolera de largo plazo ha permitido enfrentar con relativo éxito las contingencias en materia económica, blindándola parcialmente de los choques externos.

Ante la gran disponibilidad de petróleo y gas natural en el complejo Cantarell, la política petrolera Mexicana privilegió las operaciones en ese campo en los ochenta y noventa del siglo pasado, reduciendo el potencial de PEMEX en otras actividades, entre las que se encuentran el crecimiento de sus habilidades operativas en otras etapas de la cadena de valor y en otros campos, por ejemplo los ubicados en aguas profundas; se limitó la formación de recursos



C.4. Mapa Noruega.

humanos, incluso desincorporando personal calificado vía su liquidación o su jubilación; además, se restringió el potencial de la Investigación y Desarrollo Tecnológico (IDT) en la industria petrolera, pues se gestó un "divorció" entre lo que realizaba el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y PEMEX, que tuvo como corolario el que esta última no canalizara recursos específicamente para el financiamiento de la Investigación y Desarrollo Tecnológico (IDT). Es hasta 2006 que se crea un Fondo para el Apoyo a la Investigación y Desarrollo Tecnológico (IDT) en México (que no pasa del 0.4% del PIB); aun así, se requerirá de algunos años para que empiecen a verse resultados, básicamente porque a pesar de que a la fecha existen algunos recursos financieros, los cuadros de investigadores en la industria petrolera no crecieron o se enfocaron a actividades no necesariamente sustantivas en materia de Investigación y Desarrollo Tecnológico (IDT), además de que permanecen algunos problemas de aplicación de los desarrollos. Por ejemplo, en algunos casos el IMP desarrolla tecnología que no puede ser aplicada en PEMEX por problemas legales y políticos. En cambio, en Noruega la producción de hidrocarburos se utilizó para la concentración en las actividades de Upstream o Exploración y no en toda su cadena de valor, pero con dos grandes diferencias: se enfocó en una cartera más diversificada de campos y empleó los rendimientos de la industria para dar impulso a la formación de recursos humanos y a la Investigación y Desarrollo Tecnológico (IDT).

Otra estrategia en México que puede ser mejorada a partir de la experiencia Noruega es el estímulo decidido a los proveedores nacionales de bienes y servicios a la industria petrolera, y a la pequeña y mediana empresa en particular. Si bien existe un programa al respecto, éste sólo ha dado resultados parciales, básicamente porque Pemex se ha estado enfocando a contratar proyectos grandes, y porque dicho proceso de impulso a las empresas proveedoras lleva tiempo, demanda la canalización de recursos adicionales de capital de riesgo para las empresas y presenta en ocasiones insuficiencia de capacidades gerenciales y técnicas.

Al igual que en Noruega, el Estado Mexicano tiene la responsabilidad de diseñar e implementar la política energética, y en particular la relativa a la industria petrolera; regular la industria y sus mercados; ejercer los derechos de propiedad sobre los recursos del subsuelo, y los que se refieren a empresas estatales de este sector. La diferencia en ambos casos ha sido la eficiencia en la aplicación de las leyes. En México el grado de influencia de PEMEX en el sector energético ha sobrepasado sus atribuciones, al igual que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, lo cual se ha tratado de neutralizar con la citada reforma energética de 2008, en donde la Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá jugar un papel fundamental, al igual que la Secretaría de Energía. Asimismo, Noruega cuenta con un esquema legal predecible cuya aplicación es garantizada por el Estado y se sanciona toda violación. Esta es una de las características más notables del modelo Noruego, que ha sido un atractivo eficaz para la participación de empresas extranjeras a pesar de que los márgenes de utilidad pueden ser más reducidos que en otros países; el inversionista extranjero opera con reglas claras y confiables. En tanto, en México aún existen espacios



C.5. Mapa México.



C.6. Mexico y Noruega.

en donde las determinaciones legales son interpretadas y aplicadas al amparo de intereses particulares, situación que reduce su eficacia, por lo que los capitales de riesgo externos se protegen con márgenes de utilidad a veces exagerados mediante contratos poco transparentes. La rendición de cuentas no es una práctica común o confiable.

Noruega ha optado por la inversión de capital privado en las actividades petroleras, de tal manera que su gobierno no asume totalmente el riesgo y opta por obtener algunos beneficios de las habilidades de las compañías petroleras internacionales. En el caso de México, el riesgo es asumido por el Estado, aun con los contratos integrales de servicio a la E&P, pues los contratistas siempre cobrarán por sus servicios. Además, en Noruega se promueve el cumplimiento de los planes en la industria petrolera y se emplean mecanismos para mejorar la toma de decisiones a través de la recopilación y difusión de la información de las áreas sujetas a licitación y de los resultados esperados. En México se avanza muy lentamente en ese sentido.

El Gobierno Mexicano enfrentó el reto de sanear las finanzas públicas hasta principios de la primera década de este siglo. Sin embargo, con los altos precios del petróleo pudo contar con importantes ingresos excedentes. El régimen fiscal aplicado a PEMEX ha sido confiscatorio de la renta petrolera, aun con la reforma fiscal del año 2006, situación que ha llevado a la petrolera estatal a reportar pérdidas año con año entre 1998 y 2010, a excepción del 2006. Noruega ha instrumentado un régimen fiscal para la industria petrolera que no ha afectado su crecimiento, ni el de Statoil. Su enfoque ha sido el de minimizar los riesgos financieros y asegurar la recaudación de impuestos. Además, ha enarbolado el principio de propiciar el bienestar para su población actual y futura, a partir de la adecuada administración de su renta petrolera y del fomento de actividades ligadas a la industria.

En materia de autonomía de gestión, la petrolera Noruega goza de amplia capacidad, en tanto la Mexicana sigue sujeta a determinaciones del gobierno respecto a su presupuesto, niveles de inversión, e incluso a la elección de sus funcionarios, aun a pesar de la reforma energética que redefinió las atribuciones de su Consejo de Administración. Además, queda aún el reto para PEMEX de limitar la influencia de intereses extra-económicos (políticos o ideológicos), que devienen en problemas de eficiencia, propician la corrupción, obstaculizan el destinar recursos óptimamente y la toma de decisiones y, en general, limitan su capacidad para cumplir con sus planes de largo plazo. La visión parece ser inmediatista, carecer de interés por el largo plazo y el futuro de la industria.

Después de los accidentes enfrentados en el Mar del Norte en los ochenta, Noruega se ha enfocado a dar prioridad a la salud ocupacional, la seguridad industrial, y al cuidado y atención del medio ambiente como uno de los principios básicos de las operaciones en la industria. En México se están llevando a cabo acciones al respecto, pero existen algunos retos como el hacer realmente operativo a PEMEX y Subsidiarias, el Sistema de Seguridad, Salud y Protección



Ambiental, el cual fue instrumentado parcialmente en los últimos años con relativo éxito en materia de seguridad ocupacional, pero que mantiene metas por alcanzar en materia de seguridad industrial y atención al medio ambiente, en parte por las deficiencias en las operaciones de la empresa (fallas de mantenimiento), pero también en gran medida por los derrames originados por las tomas clandestinas cuyo combate parece inexistente.

Hay por supuesto diferencias estructurales básicas entre México y Noruega, como los tamaños de sus poblaciones, geografía, niveles de escolaridad, etc., pero hay factores que pueden ser aplicados para lograr resultados que no están fundamentalmente determinados por esas diferencias.

El modelo petrolero Noruego es un proyecto de largo plazo, basado en las relaciones entre la parte técnica que se encarga de explotar los recursos y las autoridades facultadas de regular y vigilar las operaciones, Por ello, es uno de los más eficientes a nivel mundial. Su filosofía se basa en la conjunción de diversos elementos: legislación, régimen fiscal, administración gubernamental, participación del Estado, desarrollos de la tecnología propia y en asociación, y respeto por la seguridad y el medio ambiente, entre otros. Estos se han definido con base en una política de Estado en la que los grupos políticos aceptan su responsabilidad social sobre las generaciones presentes y futuras. Asimismo, su instrumentación y puesta en práctica se rige por principios de transparencia, rendición de cuentas y el combate decidido y frontal a la corrupción.

El éxito de la Industria Petrolera Noruega ha tenido como base no sólo una política visionaria y nacionalista enfocada a la buena administración de sus hidrocarburos, sino que ha contado también con instituciones, funciones y atribuciones definidas, entre las que destacan: su desarrollado sistema de gobierno, su servicio civil eficaz, un sistema judicial moderno, el respeto hacia los derechos humanos y la ecología, alto nivel educativo y su desarrollo industrial.

Además, la petrolera estatal Noruega se maneja con la eficiencia de una empresa privada, en el sentido de cuidar los recursos maximizando los

beneficios, con autonomía de gestión y operación, pero apegada a la estrategia de largo plazo establecida por el gobierno.

El modelo Noruego no se puede aplicar por completo a México, dadas las distintas circunstancias y contextos en que se desarrolla cada país; sin embargo, puede ser un punto de referencia para emplear estrategias de vinculación de la empresa estatal Mexicana con el sector industrial, del fomento de la Investigación y Desarrollo Tecnológico (IDT), el impulso a las capacidades técnicas y humanas en la industria y la seguridad y el medio ambiente, así como definir el papel rector del Estado en la industria, el manejo de la renta petrolera y la aplicación de sus funciones como responsable principal del rumbo de la economía del país. El objetivo en ambos países es esencialmente el mismo: alcanzar un crecimiento sustentable de la industria, que considere el ciclo de vida del petróleo y del gas natural, así como la perspectiva de la demanda futura de desarrollos tecnológicos que posibiliten mejorar el nivel de vida de sus poblaciones. Es posible que el único ingrediente faltante sea la voluntad política de llevar esto a cabo.

Como ya hemos mencionado en las conclusiones y a lo largo de "Mi Tesis" Noruega es famoso por su clima extremo, por sus largos días de sol en verano, por sus largas horas de noche en invierno, por su salmón ahumado y sobre todo mucho frío y también Noruega es conocido por lo que hemos mencionado en esta "Mi Tesis", por su estado de bienestar. Otro punto que podríamos analizar para aplicarlo en México es el cuidado por el medio ambiente especialmente en la lucha por el cambio climático y donde mejor podemos ver la aplicación de esta lucha contra el cambio climático es en el sector del coche eléctrico, Noruega tiene el campo de coches eléctricos más desarrollados de todo el planeta, ya que uno de cada dos coches que se vende es un coche eléctrico o un híbrido y para 2025 el gobierno Noruego quiere que ya no se vendan más coches de gasolina ni más coches diésel, solo eléctricos e híbridos, mientras en México el coche que más se seguirá usando es el de gasolina y diésel en Noruega se está haciendo una total revolución donde tras más de cien años de monopolio del motor de combustión interna sus días hoy están llegando a su fin.

Cuando encontré esta información en un artículo de Noruega lo primero que me pregunte fue ¿Cuál es el secreto de Noruega para conseguir que los coches eléctricos sean tan populares? La clave del boom del coche eléctrico esta en los altos incentivos con que el gobierno apoya la industria. En Noruega cuando te quieres comprar un coche y eliges un eléctrico, te ahorras en impuestos una fortuna, no pagas IVA como los coches de combustión que es del 25%, no pagas matriculación, no pagan peajes ni parquímetros entre otras cosas, El objetivo principal de Noruega es reducir las emisiones de CO_2 en un 40%, como Mexicanos también deberíamos de tener derecho a disfrutar de un medio ambiente que asegure la salud y disfrutar de la naturaleza que incluso alcance para las generaciones venideras.

En México hay una dependencia total hacia el petróleo y aunque Noruega también tiene sus fondo y ha apostado a otras fuentes de recursos tampoco no ha logrado despegarse del todo del negocio del petróleo, si en este momento tomáramos el DeLorean de la película "Volver al Futuro" y viajáramos a 80 millas por hora para poder



trasladarnos a principios del siglo 20 encontraríamos a una Noruega con una economía muy precaria, una Noruega que solo pescaba salmón mientras que en México ya teníamos pozos explotados por empresas extranjeras, la verdad es que ni México ni Noruega estaban en la lista de los países más ricos de hecho se creía que México tenía más posibilidades de crecer de una manera impresionante debido al petróleo. En la época del milagro Mexicano de 1940 a 1960 en México se daba un crecimiento sostenido mientras que en Noruega tenía un nivel de vida más bajo que el de México, ahora el nivel de vida es sustancialmente más alto que el de México.

Después de tener la información del párrafo anterior la pregunta sería ¿Qué hizo Noruega para que se convirtiese en uno de los países más ricos del planeta?, Pues podemos decir que todo empezó a cambiar en 1969 cuando se descubren las primeras reservas de petróleo en Noruega, a partir de este año comenzó una época dorada que convirtió a Noruega en uno de los mayores exportadores mundiales de petróleo y gas natural.

Noruega paso de ser un país que tenía una economía más pobre que la México a ser la Arabia Saudita de toda Europa, la revolución petrolera que vivió Noruega supuso la llegada de mucho dinero, dinero que ayudo a poner de pie la Noruega que ahora conocemos después del viaje en el DeLorean. Es tan increíble como Noruega administra la rente petrolera que un tercio de los Noruegos en edad de trabajar no hace absolutamente nada y viven con lo necesario, esto quiere decir que más de un millón de Noruegos viven del dinero del estado y todo gracias al petróleo. Mientras que México es un país netamente petrolero, México depende tanto del petróleo y de sus ingresos que al igual que los alcohólicos quieren parar su dependencia, pero no saben cómo. En esta parte considero que México debe ser un país abierto a invertir en otros negocios, así como aprovechar todo el dinero procedente del petróleo para impulsar actividades productivas, invertir en educación de calidad y sobre todo ahorrar no derrochar el dinero procedente de una gran fuente de recursos naturales, podríamos empezar a crear un fondo soberano.

El fondo soberano de Noruega es de los más grandes del mundo talvez sea el más grande del mundo, ni siquiera Arabia Saudita o Dubái tienen tantos ahorros, el crecimiento de este ahorro se debe a que Noruega invirtió parte de los ingresos petroleros en empresas por todo el mundo y su objetivo es hacer más competitivas otras empresas para perder esa dependencia que tienen por el petróleo. En resumen, si apostamos a el crecimiento, el desarrollo y la innovación tendremos la fórmula perfecta para conseguir bienestar y también mejorar el cuidado del medio ambiente.

1. Sabemos que México está enfrentando un problema por la obtención de hidrocarburo ya que tiene que ir a lugares más profundos, pero, aunque lo encuentre va a tener que aprender a administrar los recursos provenientes de la obtención de las ganancias de aceite y gas y esto es creando un ahorro del cual lo use solo para invertir en otros proyectos y sirva para hacer más grande la economía y el nivel cultural.

2. También podríamos empezar por subir toda la información de pozos, yacimientos y todo lo relacionado a la industria petrolera en alguna plataforma virtual de manera libre

3. Otra cosa que debemos hacer es hacernos una fama de ser protectores del medio ambiente, ser líderes en la creación y uso de energías renovables y comprometernos con el reciclaje de basura.

4. Debemos superar fanatismos políticos ver la política para proveer soluciones para la sociedad independientemente que seamos de un partido o de otro, hay que apostar a una verdadera democracia económica y social donde la mayor inversión sean los ciudadanos mexicanos.

5. En esta tesis aporto más elementos de juicio a fin de identificar posibles estrategias para el país y así aprovechar estas oportunidades de cambio que cambien el rumbo de la industria mexicana

6. En México podemos resolver la disminución de reservas de aceite y gas siempre que mejoremos a eficiencia, optimicemos las decisiones y combatamos la corrupción, entre otros

7. En algunos casos el IMP desarrolla tecnología que no puede ser aplicada en Pemex por problemas legales y políticos, talvez tenemos que buscar otro estándar para podernos apoyar o crear uno nuevo que sea acorde a nuestras aguas.

8. Otro factor importante para despegar es dar altos incentivos de parte del gobierno a la industria En Noruega cuando te quieres comprar un coche y eliges un eléctrico, te ahorras en impuestos una fortuna, no pagas IVA como los coches de combustión que es del 25%, no pagas matriculación, no pagan peajes ni parquímetros entre otras cosas, El objetivo principal de Noruega es reducir las emisiones de CO_2 en un 40%, como Mexicanos también deberíamos de tener derecho a disfrutar de un medio ambiente que asegure la salud y disfrutar de la naturaleza que incluso alcance para las generaciones venideras.

9. Tenemos la necesidad enorme de crear desarrollos subacuáticos o estructuras que estén debajo del mar y permitan transportar toda la producción desde el fondo del mar hasta la superficie.

10. En resumen, si apostamos a el crecimiento, el desarrollo y la innovación tendremos la fórmula perfecta para conseguir bienestar y también mejorar el cuidado del medio ambiente.

11. Es momento de buscar un estándar adecuado a nosotros para nuestra industria y nos permita crear un nuevo sistema para llegar a lugares más profundos.

12. Hay que empezar a diseñar nuestra herramienta para nuestra tecnología submarina, esto nos llevara a ir a zonas más profundas.

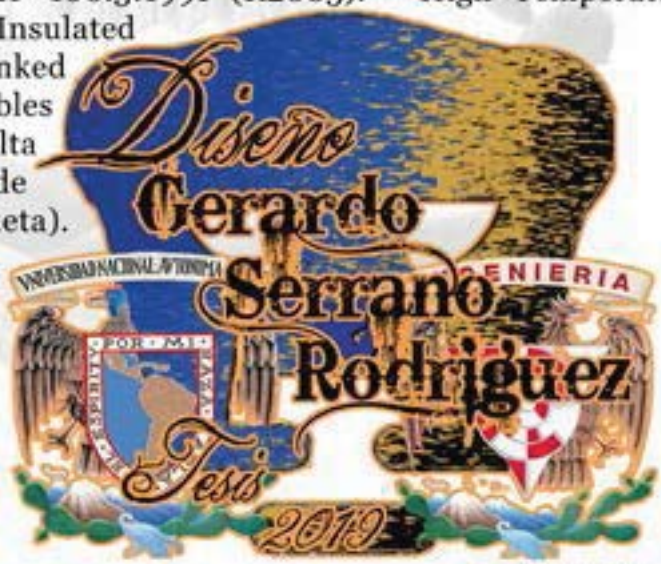
13. Fabricar nuestra propia tecnología y herramientas de tecnología no solo nos ayudara a romper nuestras barreras también tendremos ganancias que nos ayudaran a invertir en proyectos nuevos.

14. Un punto importante es estandarizar nuestros pozos con barreras que protejan nuestros pozos durante toda su vida desde que nacen hasta que se taponan

"BIBLIOGRAFÍA"

"#"

- .S. Coast Guard (USCG), reference CFR 33, Part 67. - Navigation and Navigable Waters. PART 67-Aidstonavigationon artificial islands and fixed structures (Navegación Parte 67- Ayudas a la navegación sobre islas artificiales y estructuras fijas).
- 11.30 NEMA Std. Publicación No. HP 100.3:1991 (R2005). - High Temperature Instrumentation and Control Cables Insulated and Jacketed With Cross-Linked (Thermoset) Polyolefin (XLPO) (Cables de instrumentación y control de alta temperatura con aislamiento de poliolefina de cadena cruzada con chaqueta).



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

"A"

- Administración de Riesgo, FAC-UNAM, 2009
- Aguilar, Alonso, ¿Tiene México una política industrial?, Instituto de Investigaciones Económicas, Centro Mexicano de Estudios Sociales, UNAM, 2010.
- Aldridge et al. (1996). SPE 36991 - Meeting the challenges of deepwater subsea completion design. SPE.
- Allan, U.S. 1989. Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. AAPG Bulletin, 73, 803–811.
- Al-Yami et al. (2008). SPE 113135 - lab investigation of oil swelling elastomers for smart well completion. Society of Petroleum Engineers.
- American Petroleum Institue, .. (1986). API RP 57 - Offshore well completion, servicing, workover and plug and abandonment operations.
- Análisis de Incertidumbre y Riesgo, Ley Borrás, Roberto. Comunidad Morelos, México. 2004
- Análisis de sistema eléctricos de potencia, John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., Editorial Mc.Graw Hill.
- Anexo 14 del OACI. - Anexo 14 al convenio sobre aviación civil – Aeródromos, Volumen II Helipuertos, de la OACI, Segunda Edición, julio de 1995.
- ANSI C80.5: 2005. - American Nacional Standard For Electrical Rigid Aluminium Conduit (ERAC). (Norma Nacional Americana para Tubo Conduit Eléctrico Rígido de Aluminio (TCRA).
- ANSI C84.1: 2006. - Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hertz). (Sistemas Eléctricos de Potencia y Equipo – Rangos de Tensión (60 Hz)).
- ANSI/API RP 500, Practica Recomendada para la Clasificación de Áreas para Equipos Eléctricos en Instalaciones de Petróleo, Clasificadas como Clase I, División 1 y División 2, 1998 (Confirmada en Noviembre 2002) (API American Petroleum Institute)
- ANSI/API RP 505, Practica Recomendada para Calcificación de Áreas para Instalaciones Eléctricas en Plantas Petroleras Clasificadas como Clase I, Zona 0, Zona 1 y Zona 2, 1998. (API American Petroleum Institute)
- ANSI/CGA G2 1, Requisitos de Seguridad de la American Standand para el Almacenamiento y Manejo del Amoniaco Anhidrido, 1999. (Compressed Gas Association)
- Arrazola A et al. (2009). SPE 123034 - Design Methdologies for Upper Completion Deepwater Subsea and Dry Tree Application. Society of Petroleum Engineers.

"B"

- Baker, E. K., Harris, P. T., Keene, J. B. & Short, S. A. 1995. Patterns of sedimentation in the macrotidal Fly River delta, Papua New Guinea. In: Flemming, B. W. & Bartholoma, A. (eds) Tidal Signatures in Modern and Ancient Sediments. International Association of Sedimentologists Special Publication, 24, 193–211.
- BARNÉS de Castro, Francisco. Hacia una reforma energética, mayo-junio2013, México: Revista Energía a debate.
- BARRAGAN Heredia, Salvador. Las razones de la reforma energética, septiembre-octubre 2013, México: Revista Energía a debate.
- BCP: Es momento de asegurar la continuidad de negocio, KPMG.
- Becker, T. "Measuring performance of your electrical safety program" ESPS Electr. Safety Program, Solutions INC. IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC 2010) pp 10.

- Becker, T. "Measuring performance of your electrical safety program's Electr. Safety Program, Solutions INC. IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC 2010) pp 10.
- Bellarby, J. (2011). Well Completion Design. Amsterdam: ELSEVIER.
- Berents, Fridjof, Norway's Management of the Petroleum Revenues, Norwegian Ministry of Finance, Norway, 2006.
- Bergmo, Per E.S., Lindeberg, E., Riis, F. & Johansen, W.T. 2009. Exploring geological storage sites for CO2 from Norwegian gas power plants: Johansen Formation. Energy Procedia, 1, 2945–2952.
- Bhattacharya, J. P. & Giosan, L. 2003. Wave-influenced deltas: geomorphological implications for facies reconstruction. Sedimentology, 50, 187–210.
- Birkeland S.T. (2005). Master thesis: Well Integrity of Subsea Wells during Light Well Intervention. Trondheim: NTNU.
- Bjerkholt, Olav Irene Niculescu, Fiscal Rules for Economies with Nonrenewable Resources: Norway and Venezuela,2004, pp. 164–180.
- Bjørkum, P. A. & Walderhaug, O. 1989. Correlation of calcite-cemented layers in shallow-marine sandstones of the Fensfjord Formation in the
- Blauch, M. (1992). SPE 7008 - Acidiziing and Completion strategy for a deepwater subsea completion. Society of Petroleum Engineers.
- BOE O., Nerby G., Wennemo S.E., Norsk Hydro AS., Loke AS. Optimizing Oil Production frm the Troll Field, 1995, Viena, Austria: 8th European IOR Symposium.
- BOGE, M., Norsk Hydro a.s. Troll Oseberg Gas Injection (TOGI) Development, OTC 6669, 1991, Houston, Texas: Offshore Technology Conference,.
- Bolle, L. 1992. Troll Field: Norway's giant offshore gas field. In: Halibouty, M. T. (ed.) Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1978– 1988. AAPG Memoir, 54, 447–458.
- Bolle, L. 1992. Troll Field: Norway's Giant Offshore Gas Field. In: Halbouty, M.T. (ed.) Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1978–1988. AAPG Memoir, 54, 447–458.
- BOSTON Consulting Group. Benchmarking report, 2012.
- Bouvier, J.D., Kaars-Sijpesteijn, C.H., Kluesner, D.F., Onyejekwe, C.C. & Van Der Pal, R.C. 1989. Three-dimensional seismic interpretation and fault sealing investigations, Nun River Field, Nigeria. AAPG Bulletin, 73, 1397–1414.
- Bowen, A. J. & Inman, D. L. 1969. Rip currents 2: laboratory and field evidence. Journal of Geophysical Research, 74, 5479–5490.
- Brage Field. In: Collinson, J. D. (ed.) Correlation in Hydrocarbon Exploration. Norwegian Petroleum Society and Graham & Trotman, London, 367–375.
- Bretan, P. & Yielding, G. 2005. Using buoyancy pressure profiles to assess uncertainty in fault seal calibration. In: Boult, P. & Kaldi, J. (eds) Evaluating Fault and Cap Rock Seals. AAPG Hedberg Series, Tulsa, 2, 151–162.
- Bretan, P., Yielding, G. & Jones, H. 2003. Using calibrated shale gouge ratio to estimate hydrocarbon column heights. AAPG Bulletin, 87, 397–413.
- Brown, L. F. & Fisher, W. L. 1977. Seismic stratigraphic interpretation of depositional systems from Brazilian rift- and pull-apart basins. In: Payton, C. E. (ed.) Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. AAPG Memoir, 26, 213–248.

"C"

- Chadwick, R.A., Holloway, S., Brook, M.S. & Kirkby, G.A. 2004. The case for underground CO2 sequestration in northern Europe. In: Baines, S.J. & Worden, R.H. (eds) 2004. Geological Storage of Carbon Dioxide. Geological Society, London, Special Publications, 233, 17–28.
- Chadwick, R.A., Noy, D.J. & Holloway, S. 2009. Flow processes and pressure evolution in aquifers during the injection of supercritical CO2 as a greenhouse gas mitigation measure. Petroleum Geoscience, 15, 59–73.
- Chakravorty, B.B "Electrical hazards in hydro-carbon industry-some case studies" Indian Oil Corp. Ltd., New Delhi, India Proceedings of 2000 IEEE IAS Workshop on Electrical Safety in Industry, pp. 1-2, 2000
- Chakravorty, B.B "Electrical hazards in hydro-carbon industry-some case studies" Indian Oil Corp. Ltd., New Delhi, India Proceedings of2000 IEEE IAS Workshop on Electrical Safety in Industry, pp. 1-2,2000
- Chalbaud, C., Robin, M. & Egermann, P. 2006. Interfacial tension data and correlations of brine/CO2 systems under reservoir conditions. SPE 102918.
- Chang, K. & Bryant, S.L. 2008. The effect of faults on dynamics of CO2 plumes. Presented at the 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-9), Washington, D.C. 16–20 November 2008. GCCC Digital Publication Series #08–03b
- Chiaramonte, L., Zoback, M.D., Friedmann, J. & Stamp, V. 2008. Seal integrity and feasibility of CO2 sequestration in the Teapot Dome EO pilot: geomechanical site characterization. Environmental Geology, 54, 1667–1675.
- Childs, C., Watterson, J. & Walsh, J.J. 1997. Complexity in fault zone structure and implications for fault seal prediction. In Møller-Pedersen, P. & Koestler, A.G. (eds) Hydrocarbon Seals: Importance for Exploration and Production. Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication, Elsevier, Singapore, 7, 61–72.
- Clifton, H. E. 1976. Wave-formed sedimentary structures – a conceptual model. In: Davis, R. A. Jr. & Ethington, R. L. (eds) Beach and Nearshore Sedimentation. SEPM Special Publication, 24, 126–148.
- Coleman, J. M. & Wright, L. D. 1975. Modern river deltas: variability of processes and sand bodies. In: Broussard, M. L. (ed.) Deltas, Models for Exploration. Houston Geological Society, 99–149.
- Cómo hacer un BIA, la base fundamental de BCP, Carvajal, Armando. Global tek security
- Con los ejercicios de recuperación ante desastres no se alcanza la línea de llegada. Artículo, Forrester. 2011

"D"

- "Development and operations", en http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-6/, consultado el 12/06/2012.
- Dalrymple, R. A. 1975.Amechanism for rip current generation on an open coast. Journal of Geophysical Research, 80, 3485–3487.
- Dalrymple, R. W., Zaitlin, B. A. & Boyd, R. 1992. Estuarine facies models: conceptual basis and stratigraphic implications. Journal of Sedimentary Petrology, 62, 1130–1146.
- Daniel, R.F. & Kaldi, J.G. 2008. Evaluating seal capacity of caprocks and intraformational barriers for the geosequestration of CO2. PESA Eastern Australian Basins Symposium III, 475–484.
- DeCelles, P. G. & Cavazza, W. 1992. Constraints on the formation of Pliocene hummocky cross-stratification in Calabria (southern Italy) from consideration of hydraulic and dispersive equivalence, grain-flow theory, and suspended-load fallout rate. Journal of Sedimentary Petrology, 62, 555–568. Dott, R. H.&Bourgeois, J. 1982. Hummocky stratification: significance of its variable bedding sequences. Geological Society of America Bulletin, 93, 663–680.
- Dictionary, B. (2014, September 26). Business Dictionary. Retrieved from http://www.businessdictionary.com/definition/performance.html
- Dines et al. (2001). SPE 17662 - An operational subsea wireline system. Society of Petroleum Engineers.
- Directorado Noruego del Petróleo, "The petroleum sector. Norway´s largest industry", en http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2011/Chapter-3/, 22/07/2011.
- DNV-GL. (2016, July 9). DNVGL-RP-E103 'Risk-based abandonment of offshore wells'. Hentet fra DNVGL Oil & Gas: https://www.dnvgl.com/oilgas/download/dnv-gl-rp-e103-riskbased-abandonment-of-offshore-wells.html.
- Dodson, Tin, "Developing a leading global exploration company", presentación en el Capital Market Day, june 20, 2011
- Drake, D. E., Cacchione, D. A. & Karl, H. E. 1985. Bottom currents and sediment transport on the San Pedro shelf, California. Journal of Sedimentary Petrology, 55, 15–28.
- Dreyer, T. 1992. Significance of tidal cyclicity for modelling of reservoir heterogeneities in the lower Jurassic Tilje Formation, mid-Norwegian shelf. Norsk Geologisk Tidsskrift, 72, 159–170.
- DRP y BCP: Continuidad Operativa, Security Advisor. 2010.
- Duke, W. L. 1990. Geostrophic circulation or shallow marine turbidity currents? The dilemma of palaeoflow patterns in storm-influenced prograding shoreline systems. Journal of Sedimentary Petrology, 60, 870–883.

"E"

- El arte y la ciencia de la protección por relevadores, C. Russell Mason, Editorial CECSA.
- El Plan de Continuidad de Negocio, Gaspar Martínez, Juan.
- Elliot G. (2006). SPE 102852 - North Sea Completions: Trends, Reliability, Services and Resources. SPE.
- Eriksen, Tore, The Norwegian Petroleum Sector and Government Pension Fund – Global. Ministry of Finance. Norway,2006.
- Erlandsen et al. (2008). OTC 19411 - Trend baking completion/intervention methods. Offshore Technology Conference.
- ESCALERA, Alcocer José Antonio. Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México, 2010, México: Academia de Ingeniería.
- Estrada Estrada, Javier, "El modelo petrolero noruego y posibles adaptaciones para México", en www.fundad.org/word/petroleo/t3Estrada.doc, 10/05/2011.
- EVEN Boe Arnt. Challenging achievement, 2012, Noruega: Norwegian Continental Shelf.

"F"

- Færseth, R. B. 1996. Interaction of Permo-Triassic and Jurassic extensional fault blocks during the development of the northern North Sea. Journal of the Geological Society, London, 153, 931–944
- Ferrill, D.A., Winterle, J., Wittmeyer, G., Sims, D., Colton, S., Armstrong, A. & Morris, A.P. 1999. Stressed rock strains groundwater at Yucca Mountain Nevada. GSA Today, 9, 1–8.
- Field, M. E. & Roy, P. S. 1984. Offshore transport and sand-body formation: Evidence from a steep, high-energy shoreface, southeastern Australia. Journal of Sedimentary Petrology, 54, 1292–1302.
- Fisher, Q.J. & Knipe, R.J. (eds) Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 147, 283–297.
- Fisher, W. L.&McGowen, J. H. 1967. Depositional systems in the Wilcox group (Eocene) of Texas and their relationships to occurence of oil and gas. AAPG Bulletin, 53, 30–54.
- Fjær E. et al. (2009). Petroleum Related Rock Mechanics. Oxford UK: Elsevier.
- Fossen, H., Mangerud, G., Hesthammer, J., Bugge, T. & Gabrielsen, R. H. 1997. The Bjorøy Formation: a newly discovered occurrence of Jurassic sediments in the Bergen Arc System. Norsk Geologisk Tidsskrift, 77, 269–288.
- Fossen, H., Schultz, R.A., Shipton, Z.K. & Mair, K. 2007. Deformation bands in sandstone: a review. Journal of the Geological Society, London, 164, 755–769.
- Foxford, K.A., Walsh, J.J., Watterson, J., Garden, I.R., Guscott, S.C. & Burley, S.D. 1998. Structure and content of the Moab Fault Zone, Utah, USA, and its implications for fault seal prediction. In: Jones, G.,
- Fraser, S.I., Robinson, A.M. et al. 2003. Upper Jurassic. In: Evans, D., Graham, C., Armour, A. & Bathurst, P. (eds) The Millenium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea. Geological Society, London, 2003, 157–190.
- Freeman, B., Yielding, G., Needham, D.T. & Badley, M.E. 1998. Fault seal prediction: the gouge ratio method. In: Coward, M.P., Daltaban, T.S. & Johnson, H. (eds) Structural Geology in Reservoir Characterization. Geological Society, London, Special Publications, 127, 19–25.
- Fristad, T., Groth, A., Yielding, G. & Freeman, B. 1997. Quantitative fault seal prediction: a case study from Oseberg Syd. In: Møller-Pedersen, P. & Koestler, A.G. (eds). Hydrocarbon Seals: Importance for Exploration and Production. Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication, Elsevier, Singapore, 7, 107–124.
- Fulljames, J.R., Zijerveld, L.J.J. & Franssen, R.C.M.W. 1997. Fault seal processes: systematic analyses of fault seals over geological and production timescales. In: Møller-Pedersen, P. & Koestler, A.G. (eds) Hydrocarbon Seals: Importance for Exploration and Production. Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication, Elsevier, Singapore, 7, 51–59.
- Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores, Gilberto Enríquez Harper, Editorial LIMUSA, Primera edición

"G"

- "Global 100 Most Sustainable Corporations in the World 2011", disponible en http://www.compromisorse.com/rse/2011/02/01/inditex-entre-las-100-companias-mas-sostenibles-del-mundo/, 5/06/2011.
- Garaicochea et al. (2009). Apuntes de Terminación y mantenimiento de pozos. Mexico City: UNAM.
- Garig et al. (2003). SPE/IADC 79819 - Improving drilling and completion performance

in the Norwegian North Sea. Society of Petroleum Engineers.
- Gassnova, 2007. Beslutningsgrunnlag knyttet til transport og deponering av CO2 fra Kårstø og Mongstad. Report no 06/177 (In Norwegian). (available online at www.gassnova.no)
- Gibson, R.G. & Benham, P.A. 2003. Use of fault-seal analysis in understanding petroleum migration int a complexly faulted anticlinal trap, Columbus Basin, offshore Trinidad. AAPG Bulletin, 87, 465–478.
- Gray, D. I. 1985. Troll. In: Spencer, A. M. (ed.) Geology of Norwegian Oil and Gas Fields. Norwegian Petroleum Society, 389–401.
- GREENVILLE, Rowan. Optimizing the Development Plan, SPE 10017, 1982, Beijing, China: International Exhibition and Technical Symposium of the Society of Petroleum Engineers.
- Grollimund, B., Zoback, M.D., Wiprut, D.J. & Arnesen, L. 2001. Stress orientation, pore pressure and least principal stress in the Norwegian sector of the North Sea. Petroleum Geoscience, 7, 173–180.
- Gruszczynski, M., Rudowski, S., Semil, J., Skominski, J. & Zrobek, J. 1993. Rip currents as a geological tool. Sedimentology, 40, 217–236.
- Guía de Administración de Riesgo, Departamento Administrativo de la Función Pública, Rep. De Colombia.
- Guidelines for plan for development and operation of a petroleum deposit and plan for installation and operation of facilities for transport and utilization of petroleum, Febrero 2010, Noruega: Norwegian Petroleum Directorate .
- Guidry et al. (2015, February 08). Merged multilaterals system cuts time & risk. Retrieved from Drilling Contractor: http://www.drillingcontractor.org/merged-multilaterals-system-cuts-time-risk-9935.

"H"

- Håheim et al. (2003). OTC 15179 - Riserless Coiled Tubing well intervention. Offshore technology conference.
- Hammet et al. , D. (1986). OTC 5313 -Success and Failure: Subsea Completions. Offshore Technology Conference, 10.
- Hammet et al. , D. (1986). OTC 5313 -Success and Failure: Subsea Completions. Offshore Technology Conference, 10
- HANSEN, Odegard Jon, Rasen Bjorn. Facts 2012, The Norwegian Petroleum Sector; 2013, Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate.
- Hardenbol, J., Jacquin, Th.&Vail, P. R. (eds) Mesozoic and Cenozoic Sequence Stratigraphy of European Basins. SEPM, Special Publication, 60, 3–13.
- Hardenbol, J., Thierry, J., Farley, M. B., Jacquin, Th., de Graciansky, P.-C., & Vail, P. R. 1998. Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European Basins. In: de Graciansky, P.-C.,
- Harms, J. C., Southard, J. B., Spearing, D. R. & Walker, R. G. 1975. Depositional environments as interpreted from primary sedimentary structures and stratification sequences. SEPM Short Course Notes no. 2, Dallas.
- Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reiecker, J., Kurfeb, D. & Muller, B. 2008. The 2008 release of the World Stress Map (available online at www.world-stress-map.org).
- Helland-Hansen, W. & Gjelberg, J. 1994. Conceptual basis and variability in sequence stratigraphy: a different perspective. Sedimentary Geology, 92, 31–52.
- Helland-Hansen, W. & Martinsen, O. J. 1996. Shoreline trajectories and sequences: description of variable depositional-dip scenarios. Journal of Sedimentary Research, 66, 670–688.
- Hellem, T., Kjemperud, A. & Øvrebø, O. K. 1986. The Troll Field: a geological/geophysical model established by PL085. Habitat of

- Hewlett C.W. (1990). OTC 6460 - A deepwater test of subsea wireline techniques. Offshore Technology Conference.
- Hydrocarbons on the Norwegian Continental Shelf. Norwegian Petroleum Society and Graham & Trotman, London, 217–238.

"I"

- "Informe de Responsabilidad Social", México, varios años.
- Iding, M. & Ringrose, P. 2009. Evaluating the impact of fractures on the long-term performance of the In Salah CO2 storage site. Energy Procedia, 1, 2021–2028.
- IEEE Std. 576: 2000. - IEEE Recommended practice for installation, termination, and testing of insulated power cable as used in industrial and commercial applications. (Práctica recomendada para la instalación, terminación y prueba de cables de fuerza aislados, tal como se utilizan en aplicaciones comerciales e industriales).
- Industrial Heritage Plan. Oil and gas fields in Norway, 2011, Noruega: Norsk Oljemuseum.
- Informáticos y actividades comerciales.
- Instalaciones Eléctricas Residenciales e Industriales, Gilberto Enríquez Harper, Editorial LIMUSA, Cuarta Impression.
- International Electrotechnical Commssion (IEC) IEC 60079-17, "Explosive atmospheres – Part 17: Electrical Installations Inspection and maintenance"
- Introducción al Sistema de Comando de Incidentes (ICS100), Curso FEMA, 2010.

"J"

- Jamil, Shahid (IEEE); Golding, Anne; Floyd, H. Landis; Capelli-Schellpfeffer, M. "Human factors in electrical safety" IEEE Petroleum and Chemical Industr y Technical Conference, PCIC, 2007. Record of conference papers –Annual Petroleum and Chemical Industry Conference, 2007.
- Jennings, J.B. 1987. Capillary pressure techniques: application to exploration and development geology. AAPG Bulletin, 71, 1196–1209.
- Jev, B.I., Kaars-Sijpesteijn, C.H., Peters, M.P.A.M, Watts, N.L. & Wilkie, J.T. 1993. Akaso Field, Nigeria: Use of integrated 3D seismic, fault slicing, clay smearing, and RFT pressure data on fault trapping and dynamic leakage. AAPG Bulletin, 77, 1389–1404.
- Jobin, T. e. (1978). SPE 6073 - Subsea well development and producing experience in the Ekofisk field. Society of Petroleum Engineers.
- Jobin, T. e. (1978). SPE 6073 - Subsea well development and producing experience in the Ekofisk field. Society of Petroleum Engineers.
- Johnson K.J. et al. (1994). OTC 7529 - Single-trip subsea completion. Offshore Technology Conference.
- Joppe, B. (2015, April 08). Webinar - Well Plug and Abandonment. Hentet fra Society of Petroleum Engineers: https://webevents.spe.org/products/well-plug-andabandonment#tab-product_tab_speaker_s
- Juarez Federico. (2010). Wellhead Fatigue Semester Project. Trondheim: NTNU.
- Juarez Federico. (2010). Wellhead Fatigue Semester Project. Trondheim: NTNU.

"K"

- KERMIT, E. Brown. The Technology of Artificial Lift Methods Vol. 2B, USA: The University of Tulsa, PennWell Books.
- Kerr, R. C. 1991. Erosion of a stable density gradient by sedimentationdriven convection. Nature, 304, 423–425. Kneller, B. C. & Branney, M. J. 1995. Sustained high-density turbidity currents and the deposition of thick, massive beds. Sedimentology, 42, 607–616.
- Khurana s. et al. (2003). OTC 15177 - Well Intervention using rigless techniques. Offshore Technology Conference.
- Knipe, R.J., Jones, G. & Fisher, Q.J. 1998. Faulting, fault sealing and fluid flow in hydrocarbon reservoirs: An introduction. In: Jones, G., Fisher, Q.J. & Knipe, R.J. (eds) Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 147, vii–xxi.
- Kotrla, J. et al. . (2013). SPE 166548 - Jack-up Drilling on Conventional Subsea Wellheads. Society of Petroleum Engineers.
- Kotrla, J. et al. . (2013). SPE 166548 - Jack-up Drilling on Conventional Subsea Wellheads. Society of Petroleum Engineers.
- Kuehl, S. A., Levy, B.M.,Moore,W. S.&Allison,M.A. 1997. Subaqueous delta of the Ganges–Brahmaputra river system. Marine Geology, 144, 81–96.

"L"

- "Ley de Petróleos Mexicanos", en el Diario Oficial de la Federación, 28/XI/2008
- La guía fundamental para la recuperación de desastres: Cómo garantizar la continuidad en equipos
- Lajous, Adrián, "El gobierno de la industria petrolera mexicana", 2007, p. 10, disponible en http://siteresources.worldbank.org/INTMEXICOINSPANISH/Resources/lajous-ponencia-esp.pdf, 12/12/2010
- Larsen et al. (2012). SPE 151346 - New sand detection setup exhibits no plugging tendencies with various screen types using non-uniform test sand. Society of Petroleum Engineers.
- Le Maitre, e. a. (2012). SPE 163290 - Third generation glass barrier technology: Improving well completion integrity and realiability. SPE.
- LEIKNES S., Osvoll I., Norsk Hydro ASA. Succes factors in Troll Geosteering OTC 17110, 2005, Houston, Texas: Offshore Technology Conference.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.
- Ley General de Protección Civil, México. 2012
- Lindsay, N.G., Murphy, F.C., Walsh, J.J. & Watterson, J. 1993. Outcrop studies of shale smear on fault surfaces. In: Flint, S.S. & Bryant, I.D. (eds) The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues. International Association of Sedimentologists, Special Publication, 15, 113–123.

- Lowe, D. 1982. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. Journal of Sedimentary Petrology, 52, 279–297.
- Lund, Helge, Positions for Long Term Growth, presentación en el Capital Market Day, june 20, 2011.
- Lyon, P.J., Boult, P., Hillis, R.R. & Mildren, S. 2005. Sealing by Shale gouge and subsequent sea breach by reactivation: A case study of the Zema Prospect, Otway basin. In: Boult, P. & Kaldi, J. (eds) Evaluating Fault and Cap Rock Seals. AAPG Hedberg Series, 2, 179–197.

"M"

- "Memorias de Labores", varios años.
- "Modelo Petrolero y sus beneficios", en http://www.economia.unam.mx/publicaciones/econinforma/pdfs/347/06JavierEstrada.pdf, 15//05/2011.
- MADSEN, T., Abtahi, M., Norsk Hydro. Handling the Oil Zone on Troll, OTC 17109, 2005, Houston, Texas: Offshore Technology Conference.
- Maganga Andrew. (2012). Cost and Safety Efficient Plugging and Abandonment of Subsea Wells by a Smaller Vessel. UiS - University of Stavanger.
- Maguregui, J. & Tyler, N. 1991. Evolution of middle Eocene tidedominated deltaic sandstones, Lagunillas Field, Maracaibo Basin, western Venezuela. In: Miall, A. D. & Tyler, N. (eds) The Three-Dimensional Facies Architecture of Terrigenous Clastic Sediments and its Implicatons for Hydrocarbon Discovery and Recovery. SEPM Concepts In Sedimentology and Paleontology, 3, 233–244.
- MARTINSEN, O.R. Developing the Troll Project, 1991, Noruega: Society for Underwater Technology.
- Mathiassen et al. , E. (2008). OTC 19552 - Well Intervention in Deep Waters.
- Métodos de Análisis de Riesgos, seminarios de Ingeniería Química, UNAM.
- MIKKELSEN J.K., Norheim and Sagatun S.I., SPE, Norsk Hydro ASA. The Troll Story OTC 17108, 2005, Houston, Texas: Offshore Technology Conference.
- Mildren, S.D., Hillis, R.R., Dewhurst, D.N., Lyon, P.J., Meyer, J.J. & Boult, P.J. 2005. FAST: a new technique for geomechanical assessment of the risk of reactivation-related breach of fault seals. In: Boult, P. & Kaldi, J. (eds) Evaluating Fault and Cap Rock Seals. AAPG Hedberg Series, 2, 73–85.
- Ministerio de Petróleo y Energía, "Norway's Oil and Gas Resources", en www.regjeringen.no/en/dep/oed.html, 17/05/2011.
- Mitchell et al. (2006). Petroleum Engineering Handbook, Volume II: Drilling Engineering. SPE.
- Morita N. (1991). Typical Sand Production problems case studies and strategies for sand control. Society of Petroleum Engineers.
- Moss, B., Barson, D., Rakhit, K., Dennis, H. & Swarbrick, R. 2003. Formation pore pressures and formation waters. In: Evans, D. (eds The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea. Geological Society, London, 317–329.
- Mulder, T. & Syvitski, J. P. M. 1995. Turbidity currents generated at river mouths during exeptional discharges to world oceans. Journal of Geology, 103, 285–299.
- Munkerud et al. , P. (2007). OTC 18746 - Riserless Light Well Intervention (RLWI).
- Muto, T.&Steel, R. J. 1997. Principles of regression and transgression: the nature of the interplay between accomodation and sediment supply. Journal of Sedimentary Research, 67, 994–1000.
- Myrow, P. M. & Southard, J. B. 1996. Tempestite deposition. Journal of Sedimentary Research, 66, 875–887.

"N"

- Nemec, W. 1995. The dynamics of deltaic suspension plumes. In: Oti, M. N. (ed.) The Geology of Deltas. Balkema, Rotterdam, 31–93.
- Nemec, W., Wathne, E., Larsen, E. & O¨ zaksoy, V. 2004. Tempestites and tsunamites in the Karpuzc¸ay Formation, Manavgat Basin. Sedimentary Geology, in press.
- Nesse, S. (2010). An Analysis of Subsea Crown Plugs Operations in Horizontal X-mas Trees. NTNU.
- NESTLI, Tom F., Magnus J. Johanssonn, Abrahamsson Arne, Kjaer Philip C. Powering Troll with new technology, 2003, Noruega: ABB Review.
- NFPA 70E: 2009. - Standard for Electrical Safety in the Workplace. (Estándar para seguridad eléctrica para lugares de trabajo).
- Nielsen, L. H., Johannessen, P. N. & Surlyk, F. 1988. A late Pleistocene coarse-grained spit-platform sequence in northern Jylland, Denmark. Sedimentology, 35, 915–937.
- Nielsen, L. P. & Johannessen, P. N. 2001. Accretionary, forced regressive shoreface sands of the Holocene–Recent Skagen Odde spit complex, Denmark – a possible outcrop analogue to fault-related shoreface sandstone reservoirs. In: Martinsen, O. J. & Dreyer, T. (eds) Sedimentary Environments Offshore Norway – Palaeozoic to Recent.
- NMX-J-549-ANCE-2005. - Sistemas de protección contra tormentas eléctricas-Especificaciones, materiales y métodos de medición
- Norma NFPA-1600 "Planes de Emergencia/ Desastres y Continuidad de Negocios". 2010.
- Norsk Olje og Gass. (2014, June 10). Guidelines. Retrieved from Retningslinjer: https://www.norskoljeoggass.no/no/Publikasjoner/Retningslinjer/
- NORSOK D-010, .. (2013). Well Integrity during Drilling and Well Operations - Rev.4. NORSOK.
- NORSOK D-010, .. (2013). Well Integrity during Drilling and Well Operations - Rev.4. NORSOK.
- Norwegian Ministry of Finance, Revenue Management; The Norwegian Fiscal Policy Framework, Norway, 2009.
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Facts. The Norwegian Petroleum Sector, Norway, 2010.
- Norwegian Petroleum Directorate, Annual Report, Offshore Norway, 2007, 2008, 2009, Norway.
- Norwegian Petroleum Directorate. (2000). NPD Guidelines for Designation of Wells and Wellbores. Hentet April 2014 fra NPD oil facts: http://www.npd.no/Global/Norsk/5-Regelverk/Tematiske-veiledninger/Bronner_betegnelser_og_klassifisering_e.pdf
- Norwegian Petroleum Directorate. (2000). NPD Guidelines for Designation of Wells and Wellbores. Retrieved April 2014, from NPD oil facts: http://www.npd.no/Global/Norsk/5-Regelverk/Tematiske-veiledninger/Bronner_betegnelser_og_klassifisering_e.pdf
- Norwegian Petroleum Directorate. (2014). Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf - 2014 Fields and Discoveries. Norwegian Petroleum Directorate, Stavanger.

- Norwegian Petroleum Directorate. (2014). Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf - 2014 Fields and Discoveries. Norwegian Petroleum Directorate, Stavanger.
- Norwegian Petroleum Directorate. (2014). Recovery from producing fields. In NPD, Petroleum resources on the Norwegian Continental Shelf. NPD. Norwegian
- Norwegian Petroleum Society Special Publication, Elsevier, Amsterdam, 10, 457–472.
- Novak, B.&Krarup Pedersen, G. 2000. Sedimentology, seismic facies and stratigraphy of a Holocene spit-platform complex interpreted from high-resolution shallow seismics, Lysegrund, southern Kattegat, Denmark. Marine Geology, 162, 317–335.

"O"

- O'Connor, S.J. 2000. Hydrocarbon-water interfacial tension values at reservoir conditions: Inconsistencies in the technical literature and the impact on maximum oil and gas column height calculations. AAPG Bulletin, 84, 1537–1541.
- OACI Doc. 9261-AN/903. - Manual de Helipuertos Doc. 9261-AN/903 de la OACI, Tercera Edición, 1995.
- Oil & Gas UK. (2012). Guidelines for the suspension and abandonment of wells. Issue 4.
- Oil & Gas UK. (2015). Decommissioning Insight 2014. Oil & Gas UK.
- Olsen, K. (2010). Donwhole Completion of Dual-Lateral Well in Smørbukk Sør, Åsgard. Trondheim: NTNU.
- Osborne, P. & Evans, S. 1987. The Troll Field: reservoir geology and field development planning. North Sea Oil and Gas Reservoirs. Norwegian Institute of Technology and Graham& Trotman, London, 457–472.

"P"

- P.1.0000.06-2000. - Estructuración de Planos y Documentos Técnicos de Ingeniería.
- P.3.0255.01-2001. - Gabinetes y cajas de interrupción.
- PARÍS de Ferrer, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos,2001, Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Dala S.A.
- PECH, Ramses. Aristas de la Reforma, julio-agosto 2014, México: Revista Energía a debate.
- PECH, Ramses. Empresas productivas del Estado, marzo-abril 2014, México: Revista Energía a debate.
- Pekar, S. F., Christie-Blick, N., Miller, K. G. & Kominz, M. A. 2003. Quantitative constraints on the origin of stratigraphic archirecture at passive continental margins: Oligocene sedimentation in New Jersey, U.S.A. Journal of Sedimentary Research, 73, 227–245.
- Petróleos Mexicanos, "Programa para Incrementar la Eficiencia Operativa en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios" (PEO).
- Petroleum Directorate. (2015, 10 18). Well definitions. Retrieved from Oljedirektoratet

- Well definitions: http://www.npd.no/en/Topics/Wells/Temaartikler/Well-definitions/
- Petroleum Safety Authority of Norway. (2016). Activities Regulations.
- Petroleum Safety Authority of Norway. (2016, March 25). Styringsforskriften. Retrieved from Forskrifter: http://www.ptil.no/styringsforskriften/category382.html#_Toc279418620
- PINEDA, Guillermo, Olivares Alejandra. El papel de los órganos de regulación en el sector energía, septiembre-octubre 2013, México: Revista Energía a debate.
- Plan de Contingencia y Emergencias, SNPAD, República de Colombia.
- Plint, A. G. & Nummedal, D. 2000. The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. In: Hunt, D. & Gawthorpe, R. L. (eds) Sedimentary Responses to Forced Regressions. Geological Society, London, Special Publications, 172, 1–17.
- Plint, A. G. 1988. Sharp-based shoreface sequences and 'offshore bars' in the Cardium Formation of Alberta: their relationship to relative changes in sea level. In: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G., St, C., Posamentier, H. W., Ross, C. A. & Van Wagoner, J. C. (eds Sea Level Changes – An Integrated Approach. SEPM Special Publication, 42, 357–370.
- POSMA, Jeroen. Mexico Oil and Gas Review 2014, 2014, México: New Energy Connections LLC.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), "Informe sobre Desarrollo Humano", 2010, en http://hdr.undp.org/es/informes/, 15/05/2011.

"R"

- R.J. Alonzo "Electrical Safety for Petroleum Facilities" Illinois: American Society of Safety Engineers , 1997, pp.1-117
- R.J. Alonzo "Electrical Safety for Petroleum Facilities" Illinois: American Society of Safety Engineers, 1997, pp.1-117
- Rangel, E. "That's classified: safety at work in hazardous (classified) locations" IEEE industry Applications Magazine, V. 13 pp. 17-24, May- June 2007.
- Rangel, E. "That's classified: safety at work in hazardous (classified)locations" IEEE industry Applications Magazine, V. 13 pp. 17-24, May-June 2007.
- Rangel, E., Jr, "Brazil moves from divisions to zones [hazardous location safety]" Record of Conference Papers Forty-Ninth Annual Conference. 2002 Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, pp. 23-9, 2002
- Rangel, E., Jr, "Brazil moves from divisions tozones [hazardous location safety]" Record of Conference Papers Forty-Ninth Annual Conference. 2002 Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, pp. 23-9, 2002
- RANGEL, Germán Edgar. El futuro de la Producción de Aceite en México: IOR-EOR, 2012, México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Rautee, Jussi "Safety improvements of non-sparking and increased safety motors" ABB Oy / Machines, P.O. Box 186, FIN-00381 Helsinki, Finland 5th PCIC Europe 2008: Petroleum and Chemical Industry Conference Europe
- Rautee, Jussi "Safety improvements of non-sparking and increased safety motors" ABB Oy / Machines, P.O. Box 186, FIN-00381 Helsinki, Finland 5th PCIC Europe

2008: Petroleum and Chemical Industry Y Conference Europe.
- Reading, H. G. & Collinson, J. D. 1996. Clastic coasts. In: Reading, H. G. (ed.) Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy. Blackwell Science, Oxford, 154–231.
- Reineck, H.-E. & Singh, I. B. 1975. Depositional Sedimentary Environments. Springer-Verlag, Berlin.
- Reiten, E. e. (2012). Økt bore og brønnaktiviteter på norsk sokkel . Olje- og Energidepartamentet, Oslo.
- Reiten, E. e. (2012). Økt bore og brønnaktiviteter på norsk sokkel . Olje- og Energidepartamentet, Oslo.
- Romo Rico, Daniel y Sergio Galina H., Mexican Crude Oil Productiorn: Recent Achievements and Perspectives, 2010.
- Romo Rico, Daniel, La Política Fiscal y su Relación con el Desempeño de PEMEX 1980 – 2008, 2008.
- Rosetti, D. deF, Go´es, A. M., Truckenbrodt, W. & Anaisse, J. Jr. 2000. Tsunami-induced large-scale scour-and-fill structures in Late Albian to Cenomanian deposits of the Grajau´ Basin, northern Brazil. Sedimentology, 47, 309–323.
- ROWAN, Grenville. Optimizing the Development Plan, SPE 10017, Marzo 1982, Beijing, China: International Petroleum Exhibition and Technical Symposium of the Society of Petroleum Engineers.
- Rutqvist, J., Birkholzer, J., Cappa, F. & Tsang, C.F. 2007. Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO2 using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis. Energy Conversion and Management, 48, 1798–1807.
- Ryggvik Helge, .. (2009). Til siste dråpe.
- RYGGVIK, Helge. The Norwegian Oil Expeeriencie, a toolbox for managing resources?, 2010, Noruega: Universidad de Oslo.

"S"

- "Statoil: Experiencia de una Industria petrolera", en http://www.cnee-sur.net/alfredo/Daniel/GEIP/02/Statoil.pdf,15/07/2011.
- Geophysics. NTNU.
- Sandven Sondre. (2010). Evaluation of a Method of Placing Cross-Sectional Barriers during Permanent Plugging of Wells. Stavanger: UiS.
- Sangesland et al. (2012). An Introduction to Well Integrity. NTNU, UiS & Norsk Olje og Gass. Sangesland, S. (2010). Subsea Production Systems. NTNU, Petroleum Technology and Applied
- Sangesland, S. (2010). Subsea Drilling and Completion. I S. Sangesland, Subsea Production Systems - Compendium. Trondheim: NTNU.
- Sangesland, S. (2010). Subsea Drilling and Completion. I S. Sangesland, Subsea Production Systems - Compendium. Trondheim: NTNU.
- Sangesland, S. (2010). Subsea Production Systems. NTNU, Petroleum Technology and Applied Geophysics. NTNU.
- Scott et al. (1990). SPE 19925 - A unique spinoff of inflatable packer technology to enhance the ability to circulate casing down on a top or side-drive rig. Society of Petroleum Engineers.
- Sevatdal, e. a. (2014). SPE 170569 - Disappearing tubing hanger plug (DHTP) improves well integrity and saves rig time for deepwater well completions. SPE.

- Shahid (IEEE); Golding, Anne; Floyd, H. Landis; Capelli- Schellpfeffer, M. "Human factors in electrical safety" IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, PCIC, 2007. Record of conference papers –Annual Petroleum and Chemical Industry Conference, 2007.
- Shepherd C.E. (1987). OTC 5433 - Subsea Completion in the Balmoral Field. Offshore Technology Conference.
- Shipton, Z.K., Evans, J.P., Kirschner, D., Kolesar, P.T., Williams, A.P. & Heath, J. 2004. Analysis of CO2 leakage through 'low-permeability' faults from natural reservoirs in the Colorado Plateau, east–central Utah. In: Baines, S.J. & Worden, R.H. (eds) Geological Storage of Carbon Dioxide. Geological Society, London, Special Publications, 233, 43–58.
- Sistema de Comando de Incidentes, Instituto Internacional de Administración de Riesgo.
- Skeels, B. (2009, September). Shallow water workover method moves deeper. Offshore Magazine.
- Skeie et al. (2011). Riser Less Well Intervention for Subsea Work Over. SPE.
- Skeie et al. (2011). Riser Less Well Intervention for Subsea Work Over. SPE.
- Skeie et al. , T. (2011). SPE 143226 - Riserless Well Intervention for subsea workover. Society of Petroleum Engineers.
- Skjeldestad F. (2012). A Study of How to Implement Alternative Well Plugging Materials in Governing Regulations. Trondheim: NTNU.
- Skomedal, E. & Raaen, A.M. 1999. Troll East Gas Well 31.6-A-21 Stress Measurement. Statoil report, document no. 99A0200000451.
- Sloss, L. L. 1962. Stratigraphical models in exploration. Journal of Sedimentary Petrology, 32, 415–422.
- Smidth et al. , F. (2005). SPE 92760 - Development of ultimate harsh environment Jack-up drilling rigs. SPE (Society of Petroleum Engineers).
- Smidth et al. , F. (2005). SPE 92760 - Development of ultimate harsh environment Jack-up drilling rigs. SPE (Society of Petroleum Engineers).
- Smith et al. (2010). OTC 21057 - Upper Completion advanced designs: Spacing out production tubing in subsea wells. OTC.
- Sperrevik, S., Gillespie, P.A., Fisher, Q.J., Halvorsen, T. & Knipe, R.J.2002. Emprirical estimation of fault rock properties. In: Koestler, A.G. & Hunsdale, R. (eds) Hydrocarbon Seal Quantification. Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication, Elsevier, Amsterdam, 11, 109–125.
- Stair, e. a. (2002). SPE 77712 - Riserless subsea completion with disappearing plug technology. SPE.
- STATOIL ASA, Annual Report, Norway, 2007, 2008, 2009.
- STATOIL, Gassco. Kollsenes, Processing Plant, 2009, Noruega: Facts 2009.
- Stewart, D. J., Schwander, M. & Bolle, L. 1995. Jurassic depositional systems of the Horda Platform, Norwegian North Sea: practical consequences of applying sequence stratigraphic models. In: Steel, R. J. et al. (eds) Sequence Stratigraphy of the Northwest European Margin. Norwegian Petroleum Society Special Publication, Elsevier, Amsterdam, 5, 291–323.
- Streit, J.E. & Hillis, R.R. 2004. Estimating fault stability and sustainablefluid pressures for underground storage of CO2 in porous rock. Energy, 29, 1445–1456.

"T"

- Taller de Administración de Riesgos, Domínguez Betancourt, Ramón
- Thane, E. (2002). OTC 14207 - Girassol: Subsea well completion experience. . Offshore Technology Conference. Thomas, R. G., Smith, D. G., Wood, J. M., Visser, J., Calverley-Range, E. A. & Koster, E. H. 1987. Inclined heterolithic stratification – terminology, description, interpretation, and significance. Sedimentary Geology, 53, 123–179.
- The Institute of Petroleum, Area classification Code for Installations Handling Flammable Fluids , Model Code of Safe Practice . Part.15 , 2002
- The Institute of Petroleum, Area classification Code for Installations Handling Flammable Fluids, Model Code of Safe Practice. Part.15 ,2002.
- Thorne, J. A., Grace, E. F., Swift, D. J. P. & Niedoroda, A. W. 1991. Sedimentation on continental shelves, part III. The depositional fabric: an analytical approach to stratification and facies. In: Swift, D. J. P.,
- THURBER Mark C., Hults David R., Heller Patrick R.P. Exporting the Norwegian Model: The effect of administrative design on oil sector performance, 2011, Energy Policy.
- Tillman, R.W., Oertel, G. O.&Thorne, J. A. (eds) Shelf Sand and Sandstone Bodies: Geometry, Facies and Sequence Stratigraphy. International Association of Sedimentologist Special Publication, 14, 59–88.
- Tomm S. Kauna, "Adiestraminento de las Destrezas Generales" Edi.: Gigonlon 123–179.
- Transformadores, Gilberto Enríquez Harper, Editorial LIMUSA, Cuarta Impresión
- Transparencia Internacional, "Worldwide Corruption Perceptions Ranking of Countries", 2010, en; www.transparency.org, 12/06/2011.

"U"

- UL 1072: 2006 (R2007). - UL Standard for Safety Medium-Voltage Power Cables (Estándar de seguridad para cables de potencia de media tensión).
- UL 1569: 1999 (2009).- UL Standard for Safety Metal-Clad Cables (Estándar de seguridad para cables tipo Metal-Clad).
- UL 698: 2006. - UL Standard for Safety Industrial Control Equipment For Use In Hazardous (Classified)Locations. (Estándar para equipo de control industrial que se utilizan en lugares peligrosos (clasificados)).
- UL 6A: 2008. –UL Standard for Safety Electrical Rigid Metal Conduit-Aluminum, Red Brass and Stainless Steel (Estándar de Seguridad para Tubeia Conduit Metálica Rígida de Aluminio, Latón Rojo y Acero Inoxidable).
- UL 886: 1994. - UL Standard for Safety Outlet Boxes and Fittingsfor Use In Hazardous (Classified) Locations. (Estándar para las cajas de salida y accesorios que se utilizan en lugares peligrosos (clasificados)).
- UL-924: 2006. - UL Standard for Safety Emergency lighting and Power Equipment (Alumbrado de emergencia y equipo).

"V"

- Van der Zee, W. & Urai, J.L. 2005. Processes of fault evolution in a siliciclastic sequence: a case study from Miri, Sarawak, Malaysia Journal of Structural Geology, 27, 2281–2300.
- VIELMA Lobo, Luis. La Reforma confronta la necesidad con los intereses, julio-agosto 2014, México: Revista Energía a debate.
- VIELMA Lobo, Luis. Reforma energética: renovando a Pemex, marzo-abril 2014, México: Revista Energía a debate.
- Vignes et al. (2010). SPE 112535 - Well-Integrity issues offshore Norway. SPE. Walker T et al. (1995). SPE 30648 - Underbalanced Completions. Society of Petroleum Engineers.
- Vollset, J. & Dore´, A. G. 1984. A revised Triassic and Jurassic lithostratigraphic nomenclature for the Norwegian North Sea. Norwegian Petroleum Directorate Bulletin.
- Vorkinn P.B. et al. (2001). SPE 68352 - Monohull vessel for subsea well intervention. Society of Petroleum Engineers.

"W"

- Watts, N.L. 1987. Theoretical aspects of cap-rock and fault seals for singleand two phase hydrocarbon columns. Marine and Petroleum Geology, 4, 274–307.
- WHEELER Peter J., A/S Norske Shell, Statoil. Introduction to the Troll Project OTC 8411, 1997, Houston, Texas: Offshore Technology Conference.
- Whitaker,M. F., Giles,M. R.&Cannon, J. C. 1992. Palynological reviewof the Brent Group, UK Sector, North Sea. In: Morton, A. C., Hazeldine, R. S., Giles, M. R. & Brown, S. (eds) Geology of the Brent Group. Geological Society, Londor, Special Publications, 61, 169–202.
- Wibberley, C., Yielding, G. & Toro, G. D. 2008. Recent advances in the understanding of fault zone internal structure: a review. In: Wibberley, C., Kurz, W., Imber, J., Holdsworth, R.E. & Collettini, C. (eds) The Internal Structure of Fault Zones: Implications for Mechanical and Fluid-Flow Properties. Geological Society, London, Special Publications, 299, 5–33.
- Willis, B. J. & Gabel, S. L. 2003. Formation of deep incisions into tidedominated river deltas: implications for the stratigraphy of the Sego sandstone, Book Cliffs, Utah, U.S.A. Journal of Sedimentary Research, 73, 246–263.
- Wiprut, D. & Zoback, M.D. 2002. Fault reactivation, leakage potential and hydrocarbon column heights in the northern North Sea. In: Koestler, A.G. & Hunsdale, R. (eds) Hydrocarbon Seal Quantification. Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication, Elsevier, Amsterdam, 11, 203–219.
- Wood Mackenzie. Troll, Julio 2013, Asset report.
- Woodyard, A. H. (1982). SPE 9414 - Risk Analysis of Well Completion Systems. SPE, 7.
- Wright, L. D. 1977. Sediment transport and deposition at river mouths: a synthesis. Geological Society of America Bulletin, 88, 857–868.

"Y"

- Yepeda et al. (2011). La tecnología de exploración y explotación de hidrocarburos en México y en el mundo: situación actual y retos. Mexico: Natinal Ministry of Hydrocarbons - Mexico
- Yielding, G. 2002. Shale Gouge Ratio – calibration by geohistory. In: Koestler, A.G. & Hunsdale, R. (eds) Hydrocarbon Seal Quantification. Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication, Elsevier Amsterdam, 11, 1–15.
- Yielding, G., Freeman, B. & Needham, T. 1997. Quantitative fault seal prediction. AAPG Bulletin, 81, 897–917.
- Yielding, G., Øverland, J.A. & Byberg, G. 1999. Charcterization of fault zones for reservoir modeling: an example from the Gullfaks field, northern North Sea. AAPG Bulletin, 83, 925–951.

"Z"

- Zepeda et al. (2011). La tecnología de exploración y explotación de hidrocarburos en México y en el mundo: situación actual y retos. Mexico: Natinal Ministry of Hydrocarbons - Mexico.

Sitios WEB.

11 de Agosto del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/227459/recent-submissions?offset=40
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2402909

20 de Agosto de6 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2402906
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2394255

29 de Agosto 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2404072
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2402273
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2400146

04 de Septiembre 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2404065
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2401847

13 de Septiembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2404069
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2395349

22 de Septiembre 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2404417
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2400153

30 de Septiembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2404751

01 de Octubre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2405169
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2394261

10 de Octubre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2405969
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2397613
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2397731

19 de Octubre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2405966

29 de Octubre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2406382
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2401850

03 de Noviembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2406379

12 de Noviembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2407341
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2397728
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2397725
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2397734

15 de Noviembre 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2407888

19 de Noviembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2407894

24 de Noviembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2407891
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2400149
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2402899

27 de Noviembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2409480

12 de Diciembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2411046
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2397737
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2402902

24 de Diciembre del 2016
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2412034

05 de Enero del 2017
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2412031

24 de Enero del 2017
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2412320

27 de Enero del 2017
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2393461
https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2394258

06 de Febrero del 2017
http://www.noruega.org.mx/About_Norway/policy/political/general/, 15/05/2011.
http://www.educacion.gob.es/redele/Biblioteca2007/elmundo/noruega.pdf, 14/06/2011

15 de Febrero del 2017
http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-8/, consultado el 12/04/2012
http://es.wikipedia.org/wiki/Noruega#Clima, 18/07/2011.
UNCTAD, UNCTADstat, http://unctadstat.unctad.org, 15/06/2011.
http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/Subject/state-participation-in-the-petroleum-sec/the-states-direct-financial-interestsdf.
html?id=445748, 12/05/2011.

23 de Febrero del 2017
http://www.veneconomy.com/site/files/articulos/artEsp155_12.pdf. (2006), 10/04/2011
http://www.norges-bank.no/templates/article_____17924.aspx (2004), 15/11/2010.

28 de Febrero 2017
http://en.wikipedia.org/wiki/The_Government_Pension_Fund_of_Norway, 12/05/2011.
www.intsok.no/?categoryi=216, 19/05/2011.
http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2010/Chapter-8/, 10/01/2011
http://www.og21.org/servlet/Satellite?c=Informasjonstekst&cid=1253964641223&p=1253962785326&pagename=og21%2FHovedsidemal, 25/05/2011.

"ÍNDICE DE IMÁGENES"

	Pp
PORTADA.	01
ÍNDICE GENERAL.	03
AGRADECIMIENTOS.	19
RESUMEN ABSTRACT OPPSUMMERING.	27

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INTRODUCCIÓN. 31

Imagen A.1. Comparación de tamaño y población entre Noruega y México. 32
Imagen A.2. El pequeño tamaño del país en el Norte. 33
Imagen A.3. Uno de los países más ricos en el mundo. 34
Imagen A.4. Definición entre aguas territoriales entre Noruega y alrededores. 36
Imagen A.5. Ekofisk, el origen de la riqueza Noruega. 36
Imagen A.6. Fronteras de Noruega con alrededores. 38
Imagen A.7. La carrera de Ingeniería Petrolera se puede cursar en la Universidad de Ciencias y Tecnologías de Noruega. 40
Imagen A.8. Hablar de la NTU de Noruega es el equivalente a hablar de la UNAM en México. 43
Imagen B.1. Capítulos de la Red Global en el mundo. 48
Imagen B.2. La Red Global en Europa. 49
Imagen B.3. La Red Global en América. 50
Imagen B.4. La Red Global en Asia-Oceanía. 51
Imagen B.5. Las áreas de ciencia fuertes en Noruega. 53
Imagen B.6 Colaboraciones y proyectos entre Noruega y México. 55
Imagen B.7. Libro "The future of professional fields" 56
Imagen B.8. "Año dual México-Alemania" Octubre 2017. 57
Imagen B.9. "Ilab" Imagina, Inova e Incuba. 57
Imagen B.10. La Red Global México en la red. 59

CAPÍTULO 1. "MARCO TEÓRICO". 68

Imagen 1.1. Cadena de valor de la ingeniería petrolera. 84
Imagen 1.2. Producción mundial de Gas y Aceite. 85
Imagen 1.3. Precio del petróleo crudo, ajustado por inflación, de 1990 a 2010. 86
Imagen 1.4. Reservas de petróleo estimadas en todo el mundo. 87
Imagen 1.5. Utilización de recursos a través de la historia. 88
Imagen 1.6. Fuentes de energía en el siglo xxi. 89
Imagen 1.7. Principales Localizaciones de Petróleo y Gas en el mundo. 91
Imagen 1.8. El día de mañana ¿Qué será? 92
Imagen 1.9. Reservas mundiales de petróleo probadas y producción por región. 93
Imagen 1.10. Reservas mundiales de gas probadas y producción por región. 94
Imagen 1.11. Demanda mundial de petróleo y su precio. 95
Imagen 1.12. Crecimiento de la demanda mundial de petróleo por región. 96
Imagen 1.13. Nuevos prospectos que vendrán desde el 2016 al 2021. 97

Imagen 1.14. Arboles por año. 98
Imagen 1.15. Arboles por año de concesión. 99
Imagen 1.16. Operadoras de tecnología submarina 2016-2020. 100

CAPÍTULO 2: "LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN NORUEGA" 101

Imagen 2.1. Cadena de valor del sector petrolero. 102
Imagen 2.2. Etapa de producción. 104
Imagen 2.3. Página de internet del "Ministerio de Energía y Petróleo en Noruega". 107
Imagen 2.4. Organización del gobierno para las actividades petroleras. 111
Imagen 2.5. Plataforma continental de Noruega. 113
Imagen 2.6. Licencia de producción. 116
Imagen 2.7. Página del "Instituto Noruego del Petróleo". 118
Imagen 2.8. Mar del Norte, el Mar de Noruega y el Mar de Barents. 120
Imagen 2.9. Rondas de concesión de licencias exploratorias. 121
Imagen 2.10. Fichas de pozos y datos generales (NPD). 125
Imagen 2.11. Sitio oficial de comunicación para compañías. 127
Imagen 2.12. Escala de tiempo geológico. 130
Imagen 2.13. Elementos del sistema petrolero. 131
Imagen 2.14. Tasa media de cambio de las actividades económicas de Noruega 1980-2009. 133
Imagen 2.15. Producción de hidrocarburos en Noruega. 139
Imagen 2.16. Contribuciones fiscales de la industria petrolera Noruega. 145
Imagen 2.17. Ubicación geográfica de Troll. 152
Imagen 2.18. Distribución de las provincias que conforman Troll. 152
Imagen 2.19. Ubicación de las plataformas Troll A, B y C en el campo Troll 156
Imagen 2.20. Planta procesadora de gas, Kollsnes. 157
Imagen 2.21. Plataforma Troll A. 158
Imagen 2.22. Plataforma Troll B. 160
Imagen 2.23. Planta procesadora de Kollsness. 160
Imagen 2.24. Plataforma Troll C. 161
Imagen 2.25. Ubicación del campo Oseberg y Troll. 162
Imagen 2.26. Esquema de las instalaciones submarinas y superficiales de Oseberg. 163

CAPÍTULO 3. "SISTEMAS DE CONEXIÓN SUBMARINA" 167

Imagen 3.1. Desarrollo subacuático. 169
Imagen 3.2. Una Superposición del Compresor en el Estadio Olímpico Universitario de Ciudad Universitaria. 170
Imagen 3.2. Áreas Submarinas. 174
Imagen 3.3. Sistemas Tie-In" o "Sistemas de Conexión. 176

Imagen 3.4.	Intervención Dentro de un Sistema De Tie-In o Sistema de Conexión.	178
Imagen 3.5.	"Sistemas Tie-In" o "Sistemas de Conexión"	180
Imagen 3.6.	Conexión Horizontal.	182
Imagen 3.7.	Conexión Vertical.	182
Imagen 3.8.	Conexión Rígida.	183
Imagen 3.9.	Conexión Flexible.	183
Imagen 3.10.	Conexión Térmicamente Aisladas o Térmicamente No Aisladas.	184
Imagen 3.11.	ROV Conectando Estructuras Tipo Inboard y Outboard.	185
Imagen 3.12.	Sistemas de Conexión Submarina.	187
Imagen 3.13.	Conector de Abrazadera.	188
Imagen 3.14.	Conector de Abrazadera.	189
Imagen 3.15.	Conector de Pinza.	190
Imagen 3.16.	Conector de Pinza.	190
Imagen 3.17.	Conector de Personal.	191
Imagen 3.18.	Conector de Brida.	191
Imagen 3.19.	ROV Colocando un Conector de Reparación.	192
Imagen 3.20.	Sellado de Conectores.	193
Imagen 3.21.	Embarcación con Operaciones Paradas por el Oleaje.	195
Imagen 3.22.	Sistema Activo y Pasivo de Compensación Vertical de una Grúa.	196
Imagen 3.23.	Tamaño de la Grúa.	198
Imagen 3.24.	Pirámide de Autoridades, Operadores y Estándares.	202
Imagen 3.25.	. Pirámide de Normas y Regulaciones Basado en las Normas Noruegas.	203
Imagen 3.26.	Esquema de barrera de pozo (WBS).	205
Imagen 3.27.	The Swiss Cheese Model o el Modelo del Queso Suizo es un Modelo de los errores por los que ocurrió el derrame de Macondo.	206
Imagen 3.28.	Estandarización Submarina.	211
Imagen 3.29.	Relación entre Cliente Proveedor y Contratista.	212
Imagen 3.30.	Documentos que Siempre Vienen en un Contrato-Diagrama de Gantt.	214
Imagen 3.31.	ROV.	216
Imagen 3.32.	Vehículo Operado Remotamente.	217
Imagen 3.33.	Componentes ROV.	218
Imagen 3.34.	Lanzamiento de ROV y Sistema de Recuperación.	220
Imagen 3.35.	ROV Clase I.	222
Imagen 3.36.	ROV Clase II.	222
Imagen 3.37.	ROV Clase III.	222

Imagen 3.38.	ROV Clase IV.	223
Imagen 3.39.	ROV Clase V.	223
Imagen 3.40.	ROV'S Tether Management Systems (TMS) -ROV Sistema Gerente de Correa o Traílla (TMS)-	224
Imagen 3.41.	VMAX SIMULATOR Comparación entre el Simulador y la Operación Real en el Fondo del Mar.	226
Imagen 3.42.	Brazos del ROV.	229
Imagen 3.43.	Agarraderas más Usadas.	230
Imagen 3.44.	Puñaduras más Usadas.	231
Imagen 3.45.	Funcionamiento del Brazo ROV.	232
Imagen 3.46.	Herramientas de Torque del ROV.	234
Imagen 3.47.	Herramientas de Contingencia.	235
Imagen 3.48.	Intervención de un "Sistema Tie-In" o "Sistema de Conexión"	236
Imagen 3.49.	Herramientas de Funcionamiento Submarino.	238
Imagen 3.50.	Diseño de un Ingeniero Mexicano para Noruega.	239
Imagen 3.51.	Pozo de Sondeo o Moon-Pool.	240
Imagen 3.52.	Espumas o Elementos De Flotación.	242
Imagen 3.53.	Espumas o Elementos De Flotación-Esponjas Blancas.	243
Imagen 3.54.	Calculo de los Elementos de Flotabilidad.	245
Imagen 3.55.	Problema a Solucionar.	252
Imagen 3.56.	Vistas del Modelo.	253
Imagen 3.57.	Propiedades del Pistón Requerido.	255
Imagen 3.58.	Tipos de Pistones a Elegir.	256
Imagen 3.59.	Diferentes vistas del dispositivo a lápiz.	260
Imagen 3.60.	Diseño del Dispositivo.	261
Imagen 3.61.	Operación del Dispositivo.	270

CAPÍTULO 4, "EL CICLO DE VIDA DE LOS POZOS SUBMARINOS, PERFORACIÓN Y POZOS" 273

Imagen 4.1.	¿Qué es un pozo submarino?	274
Imagen 4.2.	Pozos submarinos perforados y terminados en la plataforma continental de noruega por año desde 1982.	274
Imagen 4.3.	Pozos submarinos.	276
Imagen 4.4.	Tipos de pozos submarinos terminados por año.	277
Imagen 4.5.	Plataforma continental de Noruega.	278
Imagen 4.6.	Cabezales submarinos instalados en la Plataforma Continental de Noruega.	278
Imagen 4.7.	Diferentes equipos de perforación dependiendo de la profundidad.	280
Imagen 4.8.	Plataforma de cuarta generación.	282
Imagen 4.9.	Plataforma de sexta generación.	283

Imagen 4.10.	La rentabilidad depende del tirante de agua y del número de pozos.	283
Imagen 4.11.	Herramienta principal de todas las actividades de perforación de pozos en Noruega para control de barreras.	285
Imagen 4.12.	Proceso de construcción de un pozo submarino.	286
Imagen 4.13.	Fases del pozo.	288
Imagen 4.14.	Herramienta Principal de todas las Actividades de Perforación de Pozos . en Noruega para Control de Barreras.	291
Imagen 4.15.	NORSOK D-010 y barreras de pozo (The Swiss Cheese model o El Modelo del Queso Suiso).	293
Imagen 4.16.	Perforación Figura b Producción Figura c Wireline Figura d P&A.	294
Imagen 4.17.	Evolución de los Estados Conceptuales de Integridad de las Barreras de un Pozo.	300
Imagen 4.18.	Límites entre las Barreras.	301
Imagen 4.19.	¿Cómo Puede Fallar un Pozo Productor Submarino?	303
Imagen 4.20.	¿Cómo Puede Fallar un Pozo Inyector Submarino?	303
Imagen 4.21.	Categorización de las Barreras y de Integridad de Pozos en Noruega.	305
Imagen 4.22.	Ejemplo de la Categorización para un Pozo Verde y Amarillo.	306
Imagen 4.23.	Ejemplo de la Categorización para un Pozo Naranja y Rojo.	307
Imagen 4.24.	Ejemplo de la Categorización para un Pozo Verde VS un Pozo Rojo.	309
Imagen 4.25.	Diagrama de un Pozo Rojo.	311
Imagen 4.26.	Esquema de Barreras de un Pozo.	313
Imagen 4.27.	Áreas de las Formaciones.	315
Imagen 4.28.	Tamaño y Orden de Tuberías en Pozos Submarinos en Noruega.	316
Imagen 4.29.	Tamaño y Orden de Tuberías en Pozos Submarinos en Noruega.	316
Imagen 4.30.	Tamaño y Orden de Tuberías en Pozos Submarinos en Noruega.	317
Imagen 4.31.	Equipo de Perforación en una Plataforma Semi-sumergible.	320
Imagen 4.32.	Sistema de Compensación de Movimiento Durante la Perforación.	322
Imagen 4.33.	Preventor Submarino de Cuarta Generación.	323
Imagen 4.34.	Prueba a un Preventor.	324
Imagen 4.35.	Margen de Riser.	329
Imagen 4.36.	Problemas Durante la Perforación	330
Imagen 4.37.	Problemas Durante la Perforación (Stress o Esfuerzo de la Roca).	331
Imagen 4.38.	Planeación y Ejecución de un Proyecto de Perforación.	332
Imagen 4.39.	Estatus del Pozo Después de la Perforación.	336
Imagen 4.40.	Colaboración de Otras Decuplicas con Integridad de Pozos.	337

Imagen 4.41.	Comunicación en la Fase de Planificación.	338
Imagen 4.42.	Comunicación en la Fase de Ejecución.	339
Imagen 4.43.	Ejemplo de Terminación de un Pozo Submarino en NCS.	342
Imagen 4.44.	Diseño de Secciones en la Terminación de un Pozo.	344
Imagen 4.45.	Tipos de Diseño en la Terminación Inferior.	346
Imagen 4.46.	Pozos Multilaterales de Distintos Niveles.	347
Imagen 4.47.	Swell Packers (Empacadores que se Hinchan).	348
Imagen 4.48.	Sand Control (Control de Arenas).	348
Imagen 4.49.	Árbol de Válvulas Horizontal y como se Vería con Terminación Media y sin Terminación Media.	350
Imagen 4.50.	Posiciones de los Tapones.	351
Imagen 4.51.	Tapones de Vidrio.	351
Imagen 4.52.	Válvulas de Seguridad de Fondo de Pozo.	352
Imagen 4.53.	Punta Viajera o Polished Bore Receptacle (PBR).	353
Imagen 4.54.	Terminación del Agujero.	354
Imagen 4.55.	Tipos de Tapones de Corona.	355
Imagen 4.56.	Barreras de la Perforación y la Terminación.	357
Imagen 4.57.	Diferentes Fallas de Distintas Barreras.	360
Imagen 4.58.	Equipo de una Plataforma con Tubería Flexible.	362
Imagen 4.59.	Equipo de una Plataforma con Línea de Acero.	364
Imagen 4.60.	Línea de Acero o Slickline y Línea de Acero Trenzada.	366
Imagen 4.61.	Intervención en Pozos Submarinos.	369
Imagen 4.62.	Áreas de la Barcaza.	371
Imagen 4.63.	Barreras del Pozo Cuando se Perfora y Abandona.	378
Imagen 4.64.	El Principio para Decir que un Pozo está Cerrado o no, está en que lo Puedes seguir Probando y Monitoreando.	382
Imagen 4.65.	Prueba de Tapones en las Barreras de Pozo.	383
Imagen 4.66.	Tapón de Abandono.	386
Imagen 4.67.	Barreras de un Pozo.	387
Imagen 4.68.	Las barreras permanentes del pozo deberán extenderse a través de la sección transversal completa del pozo, incluyendo todo el espacio anular y sellar ambos verticalmente y horizontalmente.	388
Imagen 4.69.	El cemento en el espacio anular no califica como un EBP a lo largo del pozo.	389
Imagen 4.70.	Análisis de Riesgo.	392
Imagen 4.71.	Stress o Esfuerzos.	394
Imagen 4.72.	Ventana Operacional.	394
Imagen 4.73.	Stress o Esfuerzo en la Ventana Operacional.	395
Imagen 4.74.	La Grafica de Elicof.	397
Imagen 4.75.	Estándar Norsok Perteneciente a Noruega.	399

Imagen 4-76.	Problemas de cemento.	404
Imagen 4-77.	NORSOK no nos Pide que Usemos Cemento, lo Único que nos Dice que Cumpla con estos Requisitos.	407
Imagen 4-78.	Distintos Materiales para Establecer Barreras Mecánicas Permanentes.	408
Imagen 4-79.	Barreras de Aislamiento en el Espacio Anular.	411
Imagen 4-80.	Principio Fundamental de la Integridad de Pozos.	414
Imagen 4-81.	Pozo de Alivio para Recuperar el Control del Pozo.	416
Imagen 4-82.	Campo Macondo donde se Perdieron las Barreras del Pozo.	419
Imagen 4-83.	Trayecto de la Integridad de Pozos de Aceite y Gas.	422
Imagen 4-84.	Colapso de Tuberías por Stress o Esfuerzos.	425
Imagen 4-85.	La Administración Integral de Pozos y otras Áreas de Ingeniería Petrolera.	427
Imagen 4-86.	Equipo Multidisciplinario para Analizar el Riesgo en Integridad de un Pozo.	428
Imagen 4-87.	"Sólo sé que no sé nada".	430
Imagen 4-88.	¿Cuál es la Probabilidad de que sea Verídica la Información de mi Tesis?	431
Imagen 4-89.	Análisis FMECA.	433
Imagen 4-90.	Análisis Fault Tree.	433
Imagen 4-91.	Ejercicio de razonamiento número 1.	439
Imagen 4-92.	Ejercicio de razonamiento número 2.	441
Imagen 4-93.	Ejercicio de razonamiento número 3.	443
Imagen 4-94.	Ejercicio de razonamiento número 4.	445
Imagen 4-95.	Ejercicio de razonamiento número 5.	447
Imagen 4-96.	Ejercicio de razonamiento número 6.	449
Imagen 4-97.	Solución al ejercicio de razonamiento número 1.	457
Imagen 4-98.	Solución al ejercicio de razonamiento número 2.	461
Imagen 4-99.	Solución al ejercicio de razonamiento número 3.	467
Imagen 4-100.	Solución al ejercicio de razonamiento número 4.	471
Imagen 4-101.	Solución al ejercicio de razonamiento número 5.	475
Imagen 4-102.	Solución al ejercicio de razonamiento número 6.	479

CAPÍTULO 5. "SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA" 481

Imagen 5-1.	Nuevos Prospectos que Vendrán desde el 2016 al 2021.	482
Imagen 5-2.	Operadores más Importantes del Mercado Petrolero en el Mundo.	483
Imagen 5-3.	Historia de la Tecnología Submarina.	485
Imagen 5-4.	Sistemas de Producción Submarino.	486
Imagen 5-5.	Principales Problemas en el Aseguramiento de Flujo.	489
Imagen 5-6.	Grafica Presión vs Temperatura de Hidratos.	490

Imagen 5-7.	Formación de Hidratos de Metano.	490
Imagen 5-8.	Formación de Ceras.	491
Imagen 5-9.	Formación de Parafinas.	491
Imagen 5-10.	Las sales.	492
Imagen 5-11.	Operación de la Tecnología Submarina.	496
Imagen 5-12.	Sistema de Producción Submarino.	498
Imagen 5-13.	Componentes de Tecnología Submarina.	499
Imagen 5-14.	Equipos de Producción submarina.	499
Imagen 5-15.	Nave Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga FPSO.	501
Imagen 5-16.	Equipos de Producción submarina.	502
Imagen 5-17.	Crecimiento de Árboles de Navidad según Ristars.	507
Imagen 5-18.	Crecimiento de Árboles de Navidad según Quest.	507
Imagen 5-19.	Sistema de Cabezal del Pozo.	508
Imagen 5-20.	Partes de un Árbol de Navidad o Christmas Tree (XT).	510
Imagen 5-21.	Distintas Compañías Fabricadoras de Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad.	511
Imagen 5-22.	Sistema Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad.	514
Imagen 5-23.	Configuración de una Terminación Submarina.	515
Imagen 5-24.	Diferencias entre un Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad Horizontal y uno Vertical.	519
Imagen 5-25.	Árbol Convencional o Vertical XT.	520
Imagen 5-26.	Árbol Horizontal XT (HXT).	521
Imagen 5-27.	Configuración de un estrangulador propiedad Cameron.	522
Imagen 5-28.	Tapa del Árbol.	523
Imagen 5-29.	Tubing Hanger o Colgador de Tubería.	524
Imagen 5-30.	Colgador de Tuberia.	524
Imagen 5-31.	La Vida Marina alrededor de los Christmas Tree (XT) o Árbol de Navidad.	525
Imagen 5-32.	Tiempo de Entrega de un Árbol de Navidad por Compañía.	526
Imagen 5-33.	Configuración de un Árbol Horizontal en Pozos de Inyección.	528
Imagen 5-34.	Diagrama de un Árbol Horizontal.	530
Imagen 5-35.	Prueba de Secuencia.	531
Imagen 5-36.	Prueba de Flujo Lateral DHSV.	534
Imagen 5-37.	Manifold, PLEM y Plantillas Submarinas de Producción.	537
Imagen 5-38.	Manifold submarino recolectando el flujo de varios pozos.	538
Imagen 5-39.	Loop de corrida de diablos propiedad Cameron.	540
Imagen 5-40.	Manifold Submarino con 6 Conectores.	540
Imagen 5-41.	Tuberías de trabajo en los manifolds.	541

Imagen 5.42.	Configuración de Válvulas en los Manifolds de Inyección Propiedad Cameron, a la Izquierda Observamos el Manifold Inyector de Gas, y a la Derecha un Manifold Inyector de Agua.	543
Imagen 5.43.	Plantilla submarina propiedad FMC Technologies	545
Imagen 5.44.	Pipeline End Manifold.	546
Imagen 5.45.	Modelos de Manifold y Compresor Maritimo Noruegos.	548
Imagen 5.46.	Ductos de Transporte y Distribución.	551
Imagen 5.47.	Sistemas de interconexión submarina. Sistema vertical (izq.) y Sistema horizontal (der.).	552
Imagen 5.48.	Jumper	553
Imagen 5.49.	FLET/PLET.	554
Imagen 5.50.	In Line Sled.	555
Imagen 5.51.	Configuración Riser Rígido Tensionado TTR. Riser de Doble Barril Izquierda y Riser de un solo Barril Derecha	557
Imagen 5.52.	Configuración Riser Flexible.	557
Imagen 5.53.	Configuración Riser de Catenaria en Acero SCR.	557
Imagen 5.54.	Configuración Riser Híbrido.	557
Imagen 5.55.	Ductos.	558
Imagen 5.56.	Sistemas de Control.	560
Imagen 5.57.	Diagrama de Operación de los Sistemas de Control Submarino y Superficial.	561
Imagen 5.58.	Sistema de control en la parte Superior del Top Side.	56
Imagen 5.59.	Estación Maestra de Control (MCS).	563
Imagen 5.60.	Suministro de energía eléctrica en los sistemas de control superficial.	564
Imagen 5.61.	Vista en planta de una unidad de potencia hidráulica (HPU).	565
Imagen 5.62.	Sistema Umbilical.	567
Imagen 5.63.	Diferencia entre los umbilicales estáticos y dinámicos.	568
Imagen 5.64.	Configuración de un Umbilical.	569
Imagen 5.65.	Conexión de los equipos de distribución con el equipamiento submarino por medio de cables de conexión (flying leads).	570
Imagen 5.66.	Sistema Hidráulico de Control para la Inyección de Diferentes Fluidos.	571
Imagen 5.67.	Sistema de control en la parte Inferior.	572
Imagen 5.68.	Modulo de Control SCM en Manifold.	573
Imagen 5.69.	Modulo de Control SCM en el Arbol de Navidad.	574
Imagen 5.70.	Modulo de control submarino (SCM) propiedad Cameron.	574
Imagen 5.71.	SDU, Unidad de Distribución Submarina.	575
Imagen 5.72.	Configuración de un SUTA.	576
Imagen 5.73.	Sistema hidráulico directo.	579

Imagen 5.74.	Sistema hidráulico piloteado.	580
Imagen 5.75.	Sistemas Multiplex Electro Hidráulico (E-HMUX).	581
Imagen 5.76.	Sistema de Control de Producción Submarina (SPCS) en el este de la India.	584
Imagen 5.77.	Medidores de Flujo Monofásico.	587
Imagen 5.78.	Medidores de Flujo Multifásico.	587
Imagen 5.79.	Medidores de Gas Húmedo.	588
Imagen 5.80.	Medidor de corrosión.	588
Imagen 5.81.	Medidores de Producción de Arena.	589
Imagen 5.82.	Diferencia entre Clúster y Template. (Fuente: Tomada de desarrollo de campos submarinos).	591
Imagen 5.83.	Arquitectura Pozo Satelite.	592
Imagen 5.84.	Ejemplo de un Pozo Satélite Conectado a una Arquitectura Cercana.	592
Imagen 5.85.	Arquitectura Daisy Chain.	593
Imagen 5.86.	Arquitectura Daisy Chain en el cual se conectan dos pozos en cadena compartiendo la misma línea de flujo (blanco). Propiedad JP Kenny.	594
Imagen 5.87.	Arquitectura PLEM.	595
Imagen 5.88.	Ejemplo de Arquitectura Cluster.	596
Imagen 5.89.	Arquitectura Cluster.	597
Imagen 5.90.	Arquitectura Template.	599
Imagen 5.91.	Arquitectura Drill Center.	601
Imagen 5.92.	Arquitectura Tieback.	602
Imagen 5.93.	Proyecto Akpo en Nigeria, África.	603
Imagen 5.94.	Isométrico de un Manifold de 6 slots para el Campo Zabazaba.	605
Imagen 5.95.	Ejemplo de Campos Interconectados.	606
Imagen 5.96.	Ejemplo de Campos Interconectados.	606
Imagen 5.97.	Instalación de Separación, impulsión e inyección submarina. Tordis. Noruega.	612
Imagen 5.98.	Bombeo Submarino Multifasico de la Cia. Cameron.	614
Imagen 5.99.	Bomba eléctrica sumergible propiedad Baker Huges.	615
Imagen 5.100.	Separador vertical submarino.	617
Imagen 5.101.	Compresión de Gas Submarino.	619
Imagen 5.102.	Situación mundial en el desarrollo de instalaciones submarinas. 2013. Offhsore Magazine. iNTECSEA.	621

CAPÍTULO 6. "GESTIÓN DE PROYECTOS DE ALTA COMPLEJIDAD" 625

Imagen 6.1.	El experimento.	626
Imagen 6.2.	Definición del éxito de un proyecto.	630
Imagen 6.3.	Resultados del experimento.	631

Imagen 6.4.	Ruta clásica de proyecto.	632
Imagen 6.5.	Pensamiento de un niño contra un ingeniero.	633
Imagen 6.6.	Diferencia de promedios entre distintas profesiones.	634
Imagen 6.7.	Incentivos y habilidades en el proyecto.	635
Imagen 6.8.	Plataforma "Troll".	638
Imagen 6.9.	Conector de cuatro vias para automoviles.	639
Imagen 6.10.	Desafíos de un proyecto submarino.	640
Imagen 6.11.	Grafica de incertidumbre contra riesgo.	641
Imagen 6.12.	Ciclo de vida de un proyecto.	643
Imagen 6.13.	Modelo 1 de proyecto generico.	644
Imagen 6.14.	Modelo 2 de proyecto generico.	645
Imagen 6.15.	Proceso de entrada y salida de un proyecto.	645
Imagen 6.16.	Ciclo de vida del proyecto.	646
Imagen 6.17.	Modelo del proyecto generico.	648
Imagen 6.18.	¿Qué es un EPC?	650
Imagen 6.19.	Carta del proyecto.	651
Imagen 6.20.	Plan de gestión de proyectos.	652
Imagen 6.21.	Supervisión y control del proyecto.	654
Imagen 6.22.	Planos de distribución de fuerzas.	655
Imagen 6.23.	¿Qué se necesita?, ¿Qué se entiende? y ¿Qué se entrega en un proyecto?	658
Imagen 6.24.	Areas de conocimiento en la gestión de proyectos.	659
Imagen 6.25.	Manejo de integracion.	660
Imagen 6.26.	Manejo del tiempo.	662
Imagen 6.27.	Manejo de costos.	663
Imagen 6.28.	Manejo de los interesados.	664
Imagen 6.29.	Manejo de los proovedores.	666
Imagen 6.30.	Manejo de la ingenieria.	667
Imagen 6.31.	Organización de un proyecto.	671
Imagen 6.32.	Factores para el control de proyectos.	673
Imagen 6.33.	Duracion de la actividad y flotacion.	674
Imagen 6.34.	Concepto de programación: flotación, fecha temprana y tardía.	676
Imagen 6.35.	¿Cómo controlar las horas de ingenieria?	677
Imagen 6.36.	Puntos de control.	678
Imagen 6.37.	Gestión de horarios: s- curva fecha temprana y tardía.	679
Imagen 6.38.	Sistema de medición del valor acumulado.	682
Imagen 6.39.	Duración de la Actividad y Flotación.	683
Imagen 6.40.	Concepto de Programación: Flotación, Fecha Temprana y Tardía.	684
Imagen 6.41.	Sistema de Medición del Valor Acumulado.	686

Imagen 6.42.	Manejo de Horarios y Costo para el Diseño de la Herramienta de Tecnología Submarina del Tema 3.10.	690

MÓDULO G. "CONSUMACIÓN" 721

Imagen G.1.	Juramento Hipocrático.	723
Imagen G.2.	Desastre en aguas profundas-Pozo Macondo.	727
Imagen G.3.	Ubicación del Pozo Macondo.	728
Imagen G.4.	Casi cinco millones de barriles de petróleo se derramaron.	728
Imagen G.5.	Semi sumergible de la más alta tecnología de la época.	729
Imagen G.6.	Riser a un tirante de agua de 5,000 pies.	730
Imagen G.7.	Blow-Out Preventer (BOP) o el Preventor de Explosiones.	731
Imagen G.8.	Hundimiento del semi sumergible.	732
Imagen G.9.	Algunas consecuencias.	734
Imagen G.10.	Mas consecuencias.	734
Imagen G.11.	Pozo Ixtoc I.	735
Imagen G.12.	La peor fuga de gas en el estado de california de estados unidos.	736
Imagen G.13.	El universo a través del tiempo.	738
Imagen G.14.	La tierra a través del tiempo.	742
Imagen G.15.	Acelerador de partículas del CERN con 99,999% de certeza.	744
Imagen G.16.	El hombre como centro del universo de Leonardo Da-Vinci.	745

CONCLUSIONES. 749

Imagen C.1.	Una Perspectiva más Clara para Encontrar Experiencias.	752
Imagen C.2.	Statoil.	752
Imagen C.3.	PEMEX.	753
Imagen C.4.	Mapa de Noruega.	754
Imagen C.5.	Mapa de México.	754
Imagen C.6.	México y Noruega.	755
Imagen C.7.	México y Noruega en el Mundo.	756

BIBLIOGRAFÍA. 461

ÍNDICES. 782

GLOSARIO. 803

PRESENTA: GERARDO SERRANO RODRÍGUEZ.

"ÍNDICE DE TABLAS"

		Pp
PORTADA.		01
ÍNDICE GENERAL.		03
AGRADECIMIENTOS.		19
RESUMEN ABSTRACT OPPSUMMERING.		27
INTRODUCCIÓN.		31
Tabla B.1.	Oportunidades entre México y Noruega.	54
Tabla B.2.	Principales exportaciones de Noruega a México.	54
CAPÍTULO 1: "MARCO TEÓRICO"		68
CAPÍTULO 2: "LA EXPLORACIÓN PETROLERA EN NORUEGA"		101
Tabla 2.1.	31 Compañías son operadoras.	122
Tabla 2.2.	51 Compañías en total.	123
Tabla 2.3.	Principales indicadores macroeconómicos de Noruega	134
Tabla 2.4.	Evolución del sector energético Noruego	139
Tabla 2.5.	Situación Financiera y Operativa de Statoil-Miles de Millones de Dólares.	149

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CAPÍTULO 3. "SISTEMAS DE CONEXIÓN SUBMARINA". 167

Tabla 3.1.	Plan de Energía Hombre.	258
Tabla 3.2.	Costo de Horas Hombre.	258
Tabla 3.3.	Características de los Materiales.	263
Tabla 3.4.	Características de los Materiales.	265
Tabla 3.5.	Itinerario de Proyecto (Diagrama de Gantt).	268
Tabla 3.6.	Costos del Material para la Estructura.	269

CAPÍTULO 4. "EL CICLO DE VIDA DE LOS POZOS SUBMARINOS, PERFORACIÓN Y POZOS" 273

Tabla 4.1.	Distintas Regulación para Diferentes Profundidades.	279
Tabla 4.2.	Barreras de un Pozo.	297
Tabla 4.3.	Ventajas y Desventajas de los Lodos Base Agua y Base Aceite.	325
Tabla 4.4.	Factores de Tiempo en la Terminación.	341
Tabla 4.5.	Ventajas y Desventajas de la Tubería Flexible.	367
Tabla 4.6.	Ventajas y Desventajas de la Línea de Acero.	368
Tabla 4.7.	Métodos de Intervención de Pozos Comparación entre la Categoría B Y C.	370
Tabla 4.8.	Funciones y Propósitos de las Barreras de un Pozo.	388
Tabla 4.9.	Tabla Comparativa de los Pros y los Contras de Usar Cemento, ThermaSet y Arena.	410
Tabla 4.10.	Categorización de pozos.	437
Tabla 4.11.	Categorización de pozos.	451

CAPÍTULO 5. "SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA" 481

Tabla 5.1.	Pasos a Seguir Cuando se va a Terminar un Pozo ya sea Vertical o Horizontal.	517
Tabla 5.2.	Diferencias entre Módulos de Control del SPCS.	583
Tabla 5.3.	Equipos de Procesamiento en el mundo 2017-2025 Según Ristar.	609

CAPÍTULO 6. "GESTIÓN DE PROYECTOS DE ALTA COMPLEJIDAD" 625

Tabla 6.1.	Límites de Contaminantes Gaseosos en Sistemas de Buceo de Saturación.	701
Tabla 6.2.	Personal Mínimo para Buceo Dirigido de Superficie con Suministro de Aire.	709
Tabla 6.3.	Límites de Exposición a Presión Parcial de Oxigeno para Buceo Dirigido de Superficie.	711
Tabla 6.4.	Tratamiento para Casos de Ascensos de Emergencia en Sistemas de no Saturación.	711
Tabla 6.5.	Velocidad de Compresión para Sistemas de Buceo de Saturación.	713

Tabla 6.6.	Índices de Descompresión para Buceo de Saturación con Suministro de Helio-Oxigeno.	713
Tabla 6.7.	Tiempos de Descompresión y Presiones Parciales de Oxigeno para Aborto de Emergencia en Buceo de Saturación.	714
Tabla 6.8.	Registro de los Dictámenes Realizados por las Unidades de Verificación y los Informes de los Laboratorios de Prueba.	717

MÓDULO 6. "CONSUMACIÓN" 721

CONCLUSIONES. 749

BIBLIOGRAFÍA. 761

ÍNDICES. 780

GLOSARIO. 803



"INDICE DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS"

- **A** Ampere.
- **API** American PetroleumInstitute (Instituto Americano del Petróleo).
- **ASTM** American SocietyforTesting and Materials (Sociedad Americana para Pruebas de Materiales).
- **AWG** American Wire Gauge. (Calibre americano de conductores).
- **c.a.** Corriente alterna.
- **c.c.** Corriente continua.
- **CCM** Centro de control de motores.
- **CP** Caballos de potencia.
- **°C** Grados Celsius (centígrados).
- **EP** Etileno Propileno.
- **EPR** EthylenePropyleneRubber (Etileno Propileno Hule).
- **FM** Factory Mutual (Agencia aseguradora comercial).
- **Hz** Hertz (Frecuencia, ciclos por segundo).
- **ICEA** Insulated Cable EngineersAssociation (Asociación de Ingenieros de Cables Aislados).
- **IEC** International ElectrotechnicalCommissión (Comisión Electrotécnica Internacional).
- **IEEE** Institute of Electrical and ElectronicsEngineers (Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica).
- **kVA** Kilo volt ampere (potencia aparente).
- **kW** Kilowatt (potencia activa).
- **kV** Kilo volt.
- **LED** Light emissiondiode (Diodo emisor de luz).
- **lm** Lumen.
- **mm** Milímetro.

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

- **m.s.n.m.** Metros sobre el nivel del mar.
- **MVA** Mega Volt Ampere.
- **NEMA** NationalElectricalManufacturersAssociation (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos).
- **NMX** Norma Mexicana.
- **NOM** Norma Oficial Mexicana.
- **NRF** Norma de Referencia.
- **OACI** Organización de Aviación Civil Internacional.
- **ODP** Open DripProof (Abierto a prueba de goteo)
- **PEP** PEMEX –Exploración y Producción.
- **PLC** ProgrammableLogicController (Controlador lógico programable).
- **PVC** Policloruro de vinilo.
- **PWM** Pulse WidthModulation (Modulación por Ancho de Pulso)
- **pulg** Pulgada.
- **r/mfn** Revoluciones por minuto.
- **RHH** Rubber High Heat (Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor y a la flama, temperatura máxima de operación 90 °C).
- **RHW** RubberHeatMoistureWater (Polímero sintético o de cadena cruzada resistente al calor y a la flama, temperatura máxima de operación 75 °C).
- **SFI** Sistema de fuerza ininterrumpible.
- **THHW-LS** Thermoplastic High HeatMoisture (Water) Resistant –LowSmoke (termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendios, y de emisión reducida de humos y gas ácido).
- **THW-LS** ThermoplasticHeatMoisture (Water) Resistant –LowSmoke (termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendios, y emisión reducida de humos y gas ácido).
- **UL** UnderwritersLaboratories Inc. (Laboratorio de aseguradores).
- **USG** Unidad de espesor de lámina.
- **UVIE** Unidad Verificadora de Instalaciones Eléctricas.
- **V** Volt.
- **VFD** Variable Frequency Drive (Variador de frecuencia).
- **WP** WaterProof (A prueba de agua).
- **XLP** Polietileno de cadena cruzada.
- **XLPO** Poliolefina de cadena cruzada.

"GLOSARIO"

"A"

- **Abandono de Pozos:** Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente.
- **Aceite Extrapesado:** Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento.
- **Aceite Ligero:** La densidad de este aceite es entre 27 y 38 grados API.
- **Aceite Pesado:** Es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.
- **Aceite Superligero:** Su densidad es mayor a los 38 grados API.
- **Aceite:** Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas



Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado).

- **Activo:** División interna de Pemex Exploración y Producción cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural. Esta organización se encuentra dirigida por un Subdirector Regional y se divide a su vez en activos de exploración, cuya responsabilidad es descubrir nuevos yacimientos de petróleo, y activos de producción, en los que recae la responsabilidad de administrar la producción de los campos petroleros.
- **Acumulación:** Ocurrencia natural de un cuerpo individual de petróleo en un yacimiento.
- **Adiciones:** Es la reserva resultante de la actividad exploratoria. Comprende los descubrimientos y delimitaciones de un campo durante el periodo en estudio.
- **Aguas Profundas:** Zonas costa fuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 500 metros, pero menor a 1,500 metros.
- **Aguas Ultraprofundas:** Zonas costa fuera donde la profundidad del agua es mayor o igual a 1,500 metros, pero menor a 3,000 metros.
- **Almacenamiento:** Depósito y resguardo de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos en depósitos e instalaciones confinados que pueden ubicarse en la superficie, el mar o el subsuelo.
- **Anticlinal:** Configuración estructural de un paquete de rocas que se pliegan, y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta.
- **Área Contractual:** La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de la celebración de Contratos para la Exploración y Extracción.
- **Área de Asignación:** La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una Asignación.
- **Área Probada Desarrollada:** Es la proyección en planta de la extensión drenada por los pozos de un yacimiento en producción.
- **Área Probada no Desarrollada:** Proyección en planta de la extensión drenada por pozos productores futuros en un yacimiento y ubicados dentro de la reserva probada no desarrollada.
- Área Probada: Proyección en planta de una parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.
- **Asignación Petrolera:** Es el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, otorga exclusivamente a Pemex el derecho para realizar actividades de exploración y explotación petrolera, en un área determinada y por una duración específica.
- **Asignación:** El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.
- **Asignatario:** Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una Asignación y operador de un Área de Asignación.

"B"

- **Barril de Petróleo Crudo Equivalente (bpce):** Es el volumen de gas (u otros energéticos) expresado en barriles de petróleo crudo a 600F, y que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo. Este término es utilizado frecuentemente para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.
- **Barril:** Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28981041 barriles.
- **Barriles Diarios:** En producción, el número de barriles de hidrocarburos producidos en un periodo de 24 horas. Normalmente es una cifra promedio de un periodo de tiempo más grande. Se calcula dividiendo el número de barriles durante el año entre 365 o 366 días, según sea el caso.
- **Basamento:** Zócalo o base de una secuencia sedimentaria compuesta por rocas ígneas o metamórficas.
- **Betumen:** Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase semisólida o sólida. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos. El betumen natural tiene una viscosidad mayor de 10,000 centipoises, medido a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica y libre de gas.
- **Bombeo Mecánico:** Sistema artificial de producción en el cual el accionar del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por el movimiento ascendente y descendente de las varillas de succión.
- **Bombeo Neumático:** Sistema artificial de producción en el cual se introducen al pozo válvulas especiales colocadas en la tubería de producción y a través de las cuales se inyecta gas a presión que, mezclado con el petróleo, contribuye a que éste ascienda hasta la superficie.

"C"

- **Cadena de valor de Exploración y Producción:** Trabajos previos y rondas de concesión de licencias exploratorias para campos offshore.
- **Cadena Productiva:** Conjunto de agentes económicos que participan directamente en la proveeduría, suministro, construcción y prestación de bienes y servicios para la industria de Hidrocarburos.
- **Cálculo del Volumen de Hidrocarburos en un Prospecto de Exploración:** Permitirá que los analistas comerciales determinen si el descubrimiento es económicamente viable.
- **Campo:** Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada. Un campo puede referirse únicamente a un área superficial o a formaciones subterráneas. Un campo sencillo puede tener reservas separadas a diferentes profundidades.

- **Certifica las Reservas?, ¿Quién:** Empresas externas especialistas en el tema, que actualmente son Netherland Sewell International, DeGolyer and McNaughton y Ryder Scott Company, las cuales se encargan de la certificación de las reservas de las principales empresas petroleras internacionales y nacionales.
- **Circuito no Incendiario:** Circuito, que no es alambrado en campo, en el cual cualquier arco o efecto térmico producido bajo las condiciones de funcionamiento previstas del equipo, no tiene la capacidad, bajo condiciones de prueba especificadas, de producir la ignición de las mezclas inflamables de: gas y aire, vapor y aire o polvo y aire.
- **Clasifican las Reservas:** Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas, probables y posibles. Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización, deben clasificarse como recursos contingentes. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en el grado de certidumbre o conocimiento del yacimiento.
- **Complejo:** Término utilizado en la industria petrolera para referirse a la serie de campos o plantas que comparten instalaciones superficiales comunes.
- **Compresor:** Es un equipo instalado en una línea de conducción de gas para incrementar la presión y garantizar el flujo del fluido a través de la tubería.
- **Compresor Marítimo:** Está lleno de todo tipo de equipos como sistemas de compresión, válvulas, sistemas de control, sistemas de conexión, etc.
- **Condensados:** Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.
- **Condiciones Estándar:** Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.
- **Conexión Horizontal:** La ventaja es que yo puedo poner una estructura de protección menos, una desventaja es que el ensamble de esta tubería es más difícil porque a diferencia de la vertical no sella gracias a la gravedad.
- **Conexión Vertical:** Esta conexión es la más fácil de hacer porque haces la conexión y con el mismo peso se posiciona la tubería y se sella, una desventaja es que toda mi conexión es muy alta y es un problema en caso de que yo quiera poner una estructura de protección desde el fondo del mar hasta la parte más alta.
- **Contacto de Fluidos:** La superficie o interface en un yacimiento que separa dos regiones caracterizadas por diferencias predominantes en saturaciones de fluidos. Debido a la capilaridad y otros fenómenos, el cambio en la saturación de fluidos no necesariamente es abrupto, ni la superficie necesariamente es horizontal.
- **Contratista:** Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o Persona Moral, que suscriba con la Comisión Nacional de Hidrocarburos un Contrato para la Exploración y Extracción, ya sea de manera individual o en consorcio o asociación en participación, en términos de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.
- Contrato para la Exploración y Extracción: Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica.

- **Cracking:** Procedimientos de calor y presión que transforman a los hidrocarburos de alto peso molecular y punto de ebullición elevado en hidrocarburos de menor peso molecular y punto de ebullición.
- **Criogenia:** Es el estudio, producción y utilización de temperaturas bajas.
- **Crudo Istmo:** Petróleo crudo con densidad 33.6° API y 1.3% en peso de azufre.
- **Crudo Ligero:** Petróleo crudo con densidad superior a 27° e inferior a 38° API. Dentro de las regiones productoras más importantes de este tipo de petróleo crudo en Pemex, se encuentran: la Región Marina Suroeste, Activo Poza Rica y Activo Cinco Presidentes.
- **Crudo Maya:** Petróleo crudo con densidad de 22° API y 1.3% en peso de azufre.
- **Crudo Mezcla:** Combinación de crudos exportados por México, compuesta por los crudos Maya, Istmo y Olmeca.
- **Crudo Olmeca:** Petróleo crudo superligero con densidad de 39.3° API y 0.8% en peso de azufre.
- **Crudo Pesado:** Petróleo crudo con densidad igual o inferior a 22°. API. Dentro de las regiones productoras más importantes de este tipo de petróleo crudo en Pemex se encuentran: Activo Altamira y Región Marina Noroeste.
- **Crudo Superligero:** Petróleo crudo con densidad superior a 38° API. Dentro de las regiones productoras más importantes de este tipo de petróleo crudo en Pemex se encuentran: Activo Jujo– Tecominoacán, Activo Bellota–Chinchorro, Activo Muspac y Activo Samaria Sitio Grande.
- **Cuenca:** Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

"D"

- **Delimitación:** Actividad de exploración que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos delimitadores.
- **Delimitación:** Es utilizada para determinar la extensión del descubrimiento y poder así hacer el cálculo del potencial volumen recuperable (reservas probadas).
- **Densidad API:** Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: Densidad API = (141.5/ densidad relativa) - 131.5. La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 es equivale a 10 grados API.
- **Densidad:** Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.
- **Desarrollo:** Actividad que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.
- **Desarrollo Subacuático:** Es todo aquello que nos permite transportar todo lo que está debajo del mar a la superficie, líneas de distribución, risers o líneas en el fondo del mar podemos transportar gases o líquidos a las plataformas, sistemas de control y conexiones., nosotros siempre estamos acostumbrados como petroleros a ver lo que está arriba ya se una plataforma, una embarcación o estructura sumergible, etc.

- **Descubrimiento:** Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.
- **Distribución:** Actividad logística relacionada con la repartición, incluyendo el traslado, de un determinado volumen de Gas Natural o Petrolíferos desde una ubicación determinada hacia uno o varios destinos previamente asignados, para su Expendio al Público o consumo final.
- **Dómica:** Estructura geológica que presenta una forma, o relieve, de forma semiesférica.
- **Domo Salino:** Estructura en forma de domo formada de estratos cuya parte central o núcleo consiste de sal de roca. Se encuentra en los campos petroleros de la costa del Golfo de México y forma a menudo depósitos de aceite.
- **Downstream:** La parte final cuando ya tienes el hidrocarburo ya que la parte donde vamos a sacar el hidrocarburo es Upstream.
- **Ductos de Internación:** Aquella infraestructura cuya capacidad esté destinada principalmente a conectar al país con infraestructura de Transporte o Almacenamiento de acceso abierto que se utilice para importar Gas Natural.

"E"

- **Encapsulación "m":** Tipo de protección en el cual las partes eléctricas que podrían encender una atmósfera explosiva, tanto por chispa como por calentamiento, están encerradas en un compuesto, de manera que esta atmósfera explosiva no se pueda encender. (: La encapsulación se designa como tipo de protección "ma" para uso en lugares de Zona 0. La encapsulación se designa como tipo de protección "m" o "mb" para uso en lugares de Zona 1.)
- **Endulzadora:** Planta industrial cuyo objetivo es proporcionar un tratamiento que se aplica a las mezclas gaseosas y a las fracciones ligeras del petróleo para eliminar los compuestos de azufre indeseables o corrosivos, y para mejorar su color, olor y estabilidad.
- **Enlace:** Es la interconexión eléctrica entre un par de barras colectoras (buses).
- **Equipo Eléctrico y Electrónico:** Materiales, accesorios, dispositivos, aparatos y similares que forman parte de una instalación eléctrica o se conectan a ella.
- **Espaciamiento:** Distancia óptima entre los pozos productores de hidrocarburos de un campo o un yacimiento.
- **Espesor Neto (hn):** Resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.
- **Espesor Total (h):** Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.
- **Espumas Mecánicas:** es una masa de burbujas formada por la acción mecánica de aireación a una solución espumante y que sirve para la extinción de fuegos clase A y B.
- **Estaciones de Bombeo:** Estaciones en las que se aumenta la presión en los ductos, a fin de que el producto fluya hasta alcanzar su destino final en forma homogénea.
- **Estimulación:** Proceso de acidificación o fracturamiento llevado a cabo para agrandar conductos existentes o crear nuevos en la formación productora de un pozo.
- **Estratigrafía:** Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos.
- **Estructura de Protección:** Sirve para proteger de objetos que puedan caer al fondo

del mar y que puedan dañar la instalación, también son para que las redes de pesca se atoren.

- **Evaporitas:** Rocas sedimentarias compuestas principalmente por sal, anhidrita o yeso, resultado de la evaporación en zonas cercanas a la costa.
- **Expendio al Público:** La venta al menudeo directa al consumidor de Gas Natural o Petrolíferos, entre otros combustibles, en instalaciones con fin específico o multimodal, incluyendo estaciones de servicio, de compresión y de carburación, entre otras.
- **Exploración Petrolera:** Conjunto de actividades de campo y de oficina cuyo objetivo principal es descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o extensiones de los existentes.
- **Exploración:** Actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida
- **Extracción:** Actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de Hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.

"F"

- **Factor de Compresibilidad del Gas (Z):** Relación adimensional entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Su valor fluctúa usualmente entre 0.7 y 1.2.
- **Factor de Encogimiento por Eficiencia en el Manejo (fcem):** Es la fracción de gas natural que resulta de considerar el autoconsumo y falta de capacidad en el manejo de éste. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo en el área correspondiente al campo en estudio.
- **Factor de Encogimiento por Impurezas (fci):** Es la fracción que resulta de considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde se procesa la producción del campo analizado.
- **Factor de Encogimiento por Impurezas y Licuables en Planta (fcilp):** Es la fracción obtenida al considerar las impurezas de gases no hidrocarburos (compuestos de azufre, bióxido de carbono, nitrógeno, etc.) que contiene el gas amargo, así como el encogimiento por la generación de líquidos de planta en el complejo procesador de gas.
- **Factor de Encogimiento por Licuables en el Transporte (fcli):** Es la fracción que resulta de considerar a los licuables obtenidos en el transporte a plantas de procesamiento. Se obtiene de la estadística del manejo del gas del último periodo anual del área correspondiente al campo en estudio.
- **Factor de Encogimiento por Licuables en Plantas (fclp):** Es la fracción que

resulta de considerar a los licuables obtenidos en las plantas de proceso. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del centro procesador de gas donde se procesa la producción del campo en estudio.

- **Factor de Equivalencia del Gas seco a Líquido (fegsl):** Factor utilizado para relacionar el gas seco a su equivalente líquido. Se obtiene a partir de la composición molar del gas del yacimiento, considerando los poderes caloríficos unitarios de cada uno de los componentes y el poder calorífico del líquido de equivalencia.
- **Factor de Recuperación (fr):** Es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento.
- **Factor de Recuperación de Condensados (frc):** Es el factor utilizado para obtener las fracciones líquidas que se recuperan del gas natural en las instalaciones superficiales de distribución y transporte. Se obtiene de la estadística de operación del manejo de gas y condensado del último periodo anual en el área correspondiente al campo en estudio.
- **Factor de Recuperación de Líquidos en Planta (frlp):** Es el factor utilizado para obtener las porciones líquidas que se recuperan en la planta procesadora de gas natural. Se obtiene de la estadística de operación del último periodo anual del complejo procesador de gas donde es procesada la producción del campo analizado.
- **Factor de Resistividad de la Formación (F):** Relación de la resistividad de una roca saturada 100 por ciento con agua salada dividida entre la resistividad del agua que la satura.
- **Factor de Volumen (B):** Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se tienen factores de volumen para el aceite, para el gas, para ambas fases, y para el agua. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.
- **Falla Inversa:** Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.
- **Falla Normal:** Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de columna estratigráfica.
- **Falla:** Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial.
- **Fase:** Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presen tan en dos fases: gaseosa y líquida.

"G"

- **Gas Amargo:** Gas natural que contiene hidrocarburos, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono (estos últimos en concentraciones mayores a 50 ppm).
- **Gas Asociado en Solución o Disuelto:** Gas natural disuelto en el aceite crudo del yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura que prevalecen en el mismo.
- **Gas Asociado Libre:** Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete
- **Gas Asociado:** Es el gas natural que se obtiene de yacimientos en donde se encuentra con el crudo. Puede estar formando un casquete de gas, o bien, puede estar disuelto. La producción de gas asociado en su mayoría proviene de la Región Marina Noreste (38%), seguida de la Región Sur (31%) y de la Región Marina Suroeste (23%), mientras que la Región Norte participa con el 8% del total producido.
- **Gas de Lutitas (Shale Gas):** Gas producido de formaciones de lutitas.
- **Gas Dulce:** Es aquel que no contiene azufre o bien contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono.
- **Gas Dulce:** Es el gas natural que contiene hidrocarburos y bajas cantidades de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.
- **Gas Húmedo Amargo:** Ya sea asociado o no asociado, es el gas que contiene azufre por encima de los niveles de las normas y, por lo tanto, tiene que ser procesado en las plantas endulzadoras donde se elimina el gas ácido, enviándose a las plantas recuperadoras de azufre y se recupera gas endulzado.
- **Gas Húmedo:** Es el gas natural que contiene más de 3 gal/Mpc de hidrocarburos líquidos.
- **Gas Licuado de Petróleo:** Aquél que es obtenido de los procesos de refinación del Petróleo y de las plantas procesadoras de Gas Natural, y está compuesto principalmente de gas butano y propano.
- **Gas Natural Asociado:** Gas Natural disuelto en el Petróleo de un yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura originales.
- **Gas Natural No Asociado:** Gas Natural que se encuentra en yacimientos que no contienen Petróleo a las condiciones de presión y temperatura originales.
- **Gas Natural:** La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.



- **Gas Seco Equivalente a Líquido:** Es el volumen de gas seco que por su poder calorífico equivale al petróleo crudo.
- **Gas seco:** Gas Natural libre de hidrocarburos condensables (básicamente metano).
- **Geología Económica Aplicada al Diseño de Instalaciones Petroleras:** Descubrimiento y etapa de planeación para el desarrollo del campo offshore.
- **Graben:** Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.

"H"

- **Hidrocarburos en el Subsuelo:** Los recursos totales o cantidades totales de Hidrocarburos con potencial de ser extraídos que se estima existen originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural, antes de iniciar su producción, así como aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir.
- **Hidrocarburos:** Grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las substancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano.

"I"

- **Inboard:** Adentro de la estructura

"K"

- **Kerógeno:** Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

"L"

- **Límite Convencional:** Límite del yacimiento que se establece de acuerdo al grado de conocimiento, o investigación, de la información geológica, geofísica o de ingeniería que se tenga del mismo.
- **Límite Económico:** Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.
- **Límite Físico:** Límite de un yacimiento definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, cambio de facies, cimas y bases de las formaciones, etc.), por contactos entre fluidos, o por reducción hasta límites críticos de la porosidad, la permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.
- **Limolita:** Roca sedimentaria de grano fino que es transportada por acción del agua. Su granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas.

- **Líquidos de Planta:** Líquidos del gas natural recuperados en los complejos procesadores de gas, consistiendo de etano, propano y butano, principalmente.
- **Luces Omnidireccionales:** Luces que pueden ser visibles desde cualquier dirección o ángulo visual.
- **Lutita:** Roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en estratos delgados relativamente impermeables. Se considera la roca sedimentaria más abundante.

"M"

- **Materiales Pirofóricos:** son aquellas sustancias que en contacto con el aire reaccionan violentamente con desprendimiento de grandes cantidades de luz y calor.
- **Mercancía:** es la combinación de productos y sus materiales de empaque, embalaje o contenedores.
- **Metamórfico:** Grupo de rocas resultantes de la transformación que sucede, generalmente a grandes profundidades, por presión y temperatura. Las rocas originales pueden ser sedimentarias, ígneas o metamórficas.
- **Migración:** Término utilizado en exploración para denominar al movimiento que sufre el aceite, del lugar donde se formó hasta la roca almacenadora o trampa.

"N"

- **Nariz Estructural:** Término empleado en la geología estructural para definir una forma geométrica en forma de saliente a partir de un cuerpo principal.
- **Neto a Bruto (Net to Gross-NTG):** Lo que quiere decir es cuanto hidrocarburo está contenido en los poros de la roca con respecto a fluido de la roca
- **Núcleo:** Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.

"O"

- **Outboard:** Independiente de estructura / parte de tubería.

"P"

- **Permeabilidad (Permeability-κ):** Se da gracias el volumen poroso interconectado.
- **Permeabilidad Efectiva:** Es una medida relativa de la conductancia de un medio poroso para un fluido cuando el medio está saturado con más de un fluido. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada con cada fluido del ya cimiento, por ejemplo, gas, aceite, y agua. Un principio fundamental es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual que la permeabilidad absoluta.

- **Permeabilidad Relativa:** Es la capacidad que presenta un fluido, como agua, gas o aceite, para fluir a través de una roca, cuando ésta se encuentra saturada con dos o más fluidos. El valor de la permeabilidad en una roca saturada con dos o más fluidos es distinto al valor de la permeabilidad de la misma roca saturada con un solo fluido.
- **Permisionario:** Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o entidad paraestatal, o cualquier Particular que sea titular de un permiso para la realización de las actividades previstas en la Ley de Hidrocarburos.
- **Petróleo Crudo Equivalente (PCE):** Es la suma del petróleo crudo, condensado y gas seco equivalente al líquido.
- **Petróleo Crudo Equivalente:** El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos. Su valor es el resultado de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo.
- **Petróleo:** Mezcla de carburos de hidrógeno que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de substancias que no son carburos de hidrógeno.
- **Petrolíferos:** Productos que se obtienen de la refinación del Petróleo o del procesamiento del Gas Natural y que derivan directamente de Hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosenos, combustóleo y Gas Licuado de Petróleo, entre otros, distintos de los Petroquímicos.
- **Petroquímicos:** Aquellos líquidos o gases que se obtienen del procesamiento del Gas Natural o de la refinación del Petróleo y su transformación, que se utilizan habitualmente como materia prima para la industria.
- **Plano de Control:** Plano u otro documento suministrado por el fabricante del aparato intrínsecamente seguro o asociado, o del aparato no incendiario con alambrado instalado en campo o del aparato asociado no incendiario con alambrado en campo, que detalla las interconexiones permitidas entre el aparato intrínsecamente seguro y el aparato asociado o entre los aparatos no incendiarios con alambrado instalado en campo y los aparatos asociados no incendiarios con alambrado instalado en campo.
- **Planta Criogénicas:** Planta procesadora capaz de producir productos líquidos del gas natural, incluyendo etano, a muy bajas temperaturas de operación.
- **Porosidad (Porosity-Φ):** Nos interesa saber cuánta porosidad esta interconectada o el volumen poroso interconectado
- **Porosidad Efectiva:** Fracción que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca.
- **Porosidad:** Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.
- **Pozo de Desarrollo:** Pozo perforado y terminado en zona probada de un campo para la producción de petróleo crudo y/o gas.
- **Pozo de inyección:** Pozo que se utiliza para inyectar agua, aire o gas a un estrato con el fin de aumentar la presión de otros pozos en el yacimiento
- **Pozo Exploratorio:** Perforación realizada en un área en donde al momento no existe producción de aceite y/o gas, pero que los estudios de exploración petrolera establecen probabilidad de contener hidrocarburos.

- **Pozo Improductivo:** Pozo terminado hasta el objetivo sin lograr obtener producción por encontrarse seco, por ser no comercial, por columna geológica imprevista o por invasión de agua.
- **Pozo:** Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.
- **Practica Recomendada:** Documento similar en contenido y estructura a un código o norma pero que contiene solamente provisiones no obligatorias usando la palabra "debería" para indicar las recomendaciones dentro del contexto.
- **Presión Capilar:** Fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interface entre dos fluidos.
- **Presión de Abandono:** Es función directa de las premisas económicas y corresponde a la presión de fondo estática a la cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos producidos son iguales a los costos de operación del pozo.
- **Presión de Vapor (mmHg):** La presión de vapor es una medida de la volatilidad de una sustancia; es decir, de su capacidad para pasar de un estado líquido o sólido a uno gaseoso y, por lo tanto, de pasar de un medio como el suelo, las plantas o los cuerpos de agua a la atmósfera.
- **Presurización "p":** Tipo de protección para el equipo eléctrico que utiliza la técnica de protección contra el ingreso de la atmósfera externa, que puede llegar a ser explosiva, dentro de una envolvente, manteniendo un gas de protección en su interior a una presión mayor que la de la atmósfera externa.
- **Probabilidad de éxito de nuevos descubrimientos y clasificación de reservas:** Período de adjudicación de licencias exploratorias.
- **Producción Fría:** Es el uso de técnicas operativas y especializadas de explotación, cuya finalidad es producir rápidamente aceites pesados sin aplicar métodos de recuperación térmica.
- **Prospección de Yacimientos:** Técnica mediante la cual se realiza el descubrimiento y la evaluación de las reservas, así como la preparación para la puesta en explotación de los yacimientos de petróleo y gas.
- **Provincia Geológica:** Región de grandes dimensiones caracterizada por una historia geológica y desarrollos similares.
- **Proyecto Piloto:** Es aquél proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. El objetivo es recabar información y/o obtener resultados que puedan ser utilizados como base de estudios convencionales o de simulación matemática de todo el yacimiento.
- **Prueba de Formación (Drill Stem Test):** Procedimiento que utiliza la sarta de perforación para determinar la capacidad productiva, presión, permeabilidad o extensión de un yacimiento, o una combinación de lo anterior, aislando la zona de interés con empacadores temporales.
- **Punto de Inflamación (°C):** La más baja temperatura de un líquido a la cual sus vapores forman una mezcla combustible con el aire.

"R"

- **Radio de Drene:** Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión.
- **Recolección:** Acopio de los Hidrocarburos de cada pozo del yacimiento una vez que han sido extraídos del subsuelo, mediante un sistema de líneas de descarga que van desde el cabezal de los pozos hasta las primeras baterías de separación o, en su caso, hasta los sistemas de transporte.
- **Reconocimiento y Exploración Superficial:** Todos aquellos estudios de evaluación que se valen únicamente de actividades sobre la superficie del terreno o del mar para considerar la posible existencia de Hidrocarburos en un área determinada; dentro de éstos se incluyen los trabajos para la adquisición, el procesamiento, reprocesamiento o interpretación de información.
- **Recuperación Mejoradas:** Es la extracción adicional del petróleo después de la recuperación primaria, adicionando energía o alterando las fuerzas naturales del yacimiento. Esta incluye inyección de agua, o cualquier otro medio que complete los procesos de recuperación del yacimiento.
- **Recuperación Primaria:** Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para mover los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos.
- **Recuperación Secundaria:** Técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.
- **Recurso Contingente:** El volumen estimado de Hidrocarburos en una fecha dada, que potencialmente es recuperable pero que, bajo condiciones económicas de evaluación correspondientes a la fecha de estimación, no se considera comercialmente recuperable debido a una o más contingencias.
- **Recurso Descubierto:** Volumen de hidrocarburos del cual se tiene evidencia a través de pozos perforados.
- **Recurso no Descubiertos:** Volumen de hidrocarburos con incertidumbre, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama recurso prospectivo.
- **Recurso Prospectivo:** El volumen de Hidrocarburos estimado a una fecha determinada, que todavía no se descubre pero que ha sido inferido y que se estima potencialmente recuperable, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.
- **Recurso:** Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo. También conocido como volumen original in situ.
- **Recursos Contingentes:** Aquellas cantidades de petróleo estimadas, de una fecha dada, a ser recuperadas potencialmente de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero no son consideradas actualmente como comercialmente recuperables debido a una o más contingencias.

- **Recursos no Convencionales:** Acumulación de hidrocarburos la cual no se encuentra afectada por influencias hidrodinámicas. Algunos ejemplos son el gas del carbón (CBM por sus siglas en inglés), el gas de lutitas, los hidratos de metano, las arenas bituminosas y los depósitos de aceite en lutitas.
- **Recursos Prospectivos:** Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, en una fecha determinada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.
- **Reflector:** Dispositivo que se usa para modificar la distribución especial del flujo luminoso de una fuente por medio del fenómeno de reflexión. También se emplea el término "reflector" para un luminario cuya función principal sea la de reflejar la luz a una lámpara.
- **Registro de Pozos:** Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos, y son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.
- **Regresión:** Término geológico utilizado para definir el levantamiento de una parte del continente sobre el nivel del mar, como resultado de un ascenso del continente o de una disminución del nivel del mar.
- **Relación Gas-Aceite (RGA):** Indicador que determina el volumen de gas por unidad de volumen de aceite medidos a condiciones superficiales. Es usado en el análisis de comportamiento de explotación de yacimientos.
- **Relación Reserva-Producción:** Es el resultado de dividir la reserva remanente a una fecha entre la producción de un periodo. Este indicador supone producción constante, precio de hidrocarburos y costos de extracción sin variación en el tiempo, así como la inexistencia de nuevos descubrimientos en el futuro.
- **Reserva 1P:** Es la reserva probada.
- **Reserva Original:** Es el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. También se puede decir que es la fracción del recurso que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.
- **Reserva Remanente:** Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre el re ser va original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica
- **Reservas 2P:** Suma de las reservas probadas más las reservas probables.
- **Reservas 3P:** Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.
- **Reservas Económicas:** Producción acumulada que se obtiene de un pronóstico de producción en donde se



aplican criterios económicos

- **Reservas no Desarrolladas:** Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de recuperación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.
- **Reservas no Probadas:** Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones de desarrollo no inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.
- **Reservas no Probadas:** Volúmenes de hidrocarburos y substancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas que resultan de la extrapolación de las características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que están en operación o con proyecto.
- **Reservas Posibles:** Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas alejadas de las productoras, pero dentro de la misma provincia geológica productora, con posibilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico en donde existan reservas probadas.
- **Reservas Posibles:** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.
- **Reservas Probables:** Es la cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica, en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos, al mismo nivel estratigráfico donde existan reservas probadas.
- **Reservas Probables:** Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables. Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.
- **Reservas Probadas Desarrolladas:** Reservas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser recuperadas con la infraestructura actual mediante trabajo adicional con

costos moderados de inversión. Las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada serán consideradas desarrolladas cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean menores. Se consideran en este renglón, las reservas en intervalos terminados los cuales están abiertos al tiempo de la estimación, pero no han empezado a producir por condiciones de mercado, problemas de conexión o problemas mecánicos, y cuyo costo de rehabilitación es relativamente menor.

- **Reservas Probadas Desarrolladas:** Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería de revestimiento, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada, cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.
- **Reservas Probadas no Desarrolladas:** Volumen que se espera producir por medio de pozos sin instalaciones actuales para producción y transporte, y de pozos futuros. Se podrá incluir la reserva estimada de los proyectos de recuperación mejorada, con prueba piloto, o con el mecanismo de recuperación propuesto en operación que se ha anticipado con alto grado de certidumbre en yacimientos favorables a este método de explotación.
- **Reservas Probadas o 1P:** Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la Securities and Exchange Comission (SEC).
- **Reservas Probadas:** Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que se puede producir económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables en el momento de la evaluación, tanto primaria como secundaria.
- **Reservas Totales:** Las reservas totales son también conocidas como 3P. Las reservas totales son la adición de reservas probadas, probables y posibles.
- **Reservas:** El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de evaluación.
- **Reservas:** Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.
- **Revisión:** Es la reserva resultante de comparar la evaluación del año anterior con la nueva, en la cual se consideró nueva información geológica, geofísica, de operación, comportamiento del yacimiento, así como la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de extracción. No incluye la perforación de pozos.

- **Roca Almacenadora:** Nos interesa el tipo de materia orgánica que se deposita ya que según el tipo de materia orgánica va a ser el tipo de hidrocarburo que se depositara en la trampa, también nos interesa saber dónde está depositada, su calidad, que tenga buena porosidad y buena permeabilidad.
- **Roca Almacenadora:** Roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) con un alto grado de permeabilidad que permite que el petróleo emigre hacia ellas, y dadas, sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos.
- **Roca Generadora:** Roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones reductoras y de baja energía, propician• do a través del tiempo la generación de hidrocarburos
- **Roca Generadora:** Lo importante es saber cuánto volumen hay, que calidad tiene, que tipo es y cuál es su madures. También hay que especificar los depósitos de materia orgánica ya que dependiendo de la materia orgánica es el hidrocarburo que vamos a tener. El aceite ligero que es el más comercial se va a producir a partir de algas y plantón. El aceite pesado se produce de rocas generadoras que están combinadas, pero esto depende más del material orgánico.
- **Roca Sello:** Esta debe ser opuesta a las características de la roca almacenadora, baja porosidad y baja permeabilidad.
- **Ruta de Evacuación:** es el camino continuo y libre de obstáculos, que va desde cualquier punto de un centro de trabajo hasta un lugar seguro y que consta de tres partes: acceso a la ruta general de evacuación, área de salida y descarga de salida.

"S"

- **Saturación de Fluidos:** Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.
- **Sección Sísmica:** Perfil sísmico que emplea la reflexión de las ondas sísmicas para determinar la geología del subsuelo.
- **Segregación Gravitacional:** Mecanismo de empuje en el yacimiento, en el que se presenta la tendencia de los fluidos a separarse de acuerdo a sus respectivas densidades. Por ejemplo, siendo el agua más pesada que el aceite, en un proyecto de inyección de agua, este fluido tenderá a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.
- **Seguridad Aumentada "e":** Tipo de protección aplicada al equipo eléctrico que no produce arcos ni chispas en servicio normal y bajo condiciones anormales específicas, en el cual se aplican medidas adicionales para incrementar la seguridad contra la posibilidad de temperaturas excesivas y de la ocurrencia de arcos y chispas.
- **Seguridad Intrínseca "i":** Tipo de protección en el cual ninguna chispa o efecto térmico es capaz de causar la ignición de una mezcla de material inflamable o combustible en el aire, bajo condiciones de prueba prescritas.
- **Sellado Herméticamente:** Equipo sellado contra la entrada de una atmósfera externa cuando el sello está elaborado por fusión, por ejemplo, con soldadura blanda, soldadura fuerte, soldadura eléctrica o la fusión de vidrio con metal.
- **Sistema Artificial de Producción:** Cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta la superficie.

- **Sistema de Detección de Gas Combustible:** Técnica de protección que utiliza detectores estacionarios de gas en establecimientos industriales.
- **Sistema de Detección de Gas Combustible:** Técnica de protección que utiliza detectores estacionarios de gas en establecimientos industriales.
- **Sistema de Fuerza Ininterrumpible (SFI):** La combinación de convertidores, interruptores y dispositivos de energía almacenada (baterías) que constituyen un sistema de energía para mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica.
- **Sistema Integrados:** Sistemas de Transporte por ducto y de Almacenamiento interconectados, agrupados para efectos tarifarios y que cuentan con condiciones generales para la prestación de los servicios que permiten la coordinación operativa entre las diferentes instalaciones.

"T"

- **Tasa de Restitución de Reservas:** Indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Es el cociente que resulta de dividir los nuevos descubrimientos por la producción durante un periodo de análisis, y generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales.
- **Temperatura de Autoignicion (ATT):** La Temperatura mínima requerida para iniciar o causar la combustión autosostenida de un sólido, liquido o gas independientemente del calentamiento o elemento calentador.
- **Temperatura de Ignición:** es la temperatura mínima a la cual un material combustible desprende suficientes vapores para iniciar y sostener una combustión.
- **Temperatura de Inflamación:** es la temperatura mínima a la cual un material combustible o. inflamable empieza a desprender vapores sin que éstos sean suficientes para sostener una combustión.
- **Temporada Abierta:** El procedimiento regulado por la Comisión Reguladora de Energía que, con el propósito de brindar equidad y transparencia en la asignación o adquisición de capacidad disponible a terceros de un sistema o de un nuevo proyecto o con motivo de una renuncia permanente de capacidad reservada, debe realizar un Permisionario de Transporte, Almacenamiento o Distribución de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos para ponerla a disposición del público, a efecto de reasignar capacidad o determinar las necesidades de expansión o ampliación de capacidad.
- **Tie Back:** Es una sarta de revestimiento donde generalmente se conectan los liners de producción hasta superficie (en el cabezal del pozo) cuando el pozo es completado. Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial. El tie back aísla el revestidor usado que no puede resistir las posibles cargas de presión si continúa la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del liner al cabezal del pozo. También permite aislar un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión o aislar revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.
- **Tipo de Protección "n":** Tipo de protección en el cual el equipo eléctrico, en operación normal, no tiene la capacidad para encender una atmósfera explosiva de gas circundante, y no es probable que ocurra una falla capaz de causar la ignición.
- **Trampa:** En exploración petrolera, define un yacimiento petrolífero con una geometría

que permite la concentración de hidrocarburos y los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias impidiendo que estos escapen.

- **Trampa:** Estas pueden ser de diferente tipo dependiendo de su geometría, estructural estratigráfica, combinadas o estructurales
- **Transgresión:** Término geológico utilizado para definir la sumersión bajo el nivel del mar de una parte del continente, como resultado de un descenso del mismo, o de una elevación del nivel del mar.
- **Transporte:** La actividad de recibir, entregar y, en su caso, conducir Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, de un lugar a otro por medio de ductos u otros medios, que no conlleva la enajenación o comercialización de dichos productos por parte de quien la realiza a través de ductos. Se excluye de esta definición la Recolección y el desplazamiento de Hidrocarburos dentro del perímetro de un Área Contractual o de un Área de Asignación, así como la Distribución.
- **Tratamiento:** Acondicionamiento del Petróleo que comprende todos los procesos industriales realizados fuera de un Área Contractual o de un Área de Asignación y anteriores a la refinación.

"U"

- **Upstream:** La parte donde vamos a sacar el hidrocarburo, comprende todos los servicios de campos petroleros y equipos de las compañías operadoras aparte de este tipo de servicio da otros servicios para complementar los estudios como son la comercialización de datos, la financiación de cada uno de los proyectos, la investigación que sirve para poder adaptar y aplicar a todos estos procesos ya que la parte final cuando ya tienes el hidrocarburo es Downstream

"V"

- **Valor K (para Interruptores):** Es la relación entre las corrientes simétrica y asimétrica de corto circuito, normalmente aparece tabulado en tablas. El valor K depende de la relación entre la reactancia y la resistencia del circuito en donde se va a instalar el interruptor.
- **Volumen de Roca (Gross Rock Volume-GRV):** Aquí es hacer el mapeo de la cima del yacimiento más el contacto de fluidos del volumen de roca total
- **Volumen Original de Gas:** Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.
- **Volumen Original de Hidrocarburos Descubierto:** Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, y está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial.

- **Volumen Original de Hidrocarburos no Descubierto:** Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas.
- **Volumen Original de Hidrocarburos Total:** Es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen. Este volumen incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también a las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.
- **Volumen Original de Hidrocarburos:** Se define como la cantidad que se estima existe inicialmente en un yacimiento.
- **Volumen Original de Petróleo o Aceite:** Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

"Y"

- **Yacimiento Análogo:** Porción de trampa geológica intercomunicada hidráulicamente con condiciones de yacimiento, mecanismos de empuje y propiedades de roca y fluidos similares a las de otra estructura de interés, pero que típicamente se encuentra en una etapa de desarrollo más avanzada que ésta, proporcionando de esta forma un apoyo para su interpretación a partir de datos limitados, así como para la estimación de su factor de recuperación.
- **Yacimiento:** Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema

"Z"

- **Zona de Salvaguarda:** Área de reserva en la que el Estado prohíbe las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
- **Zona De Transición:** La zona de transición se refiere a la parte productora del yacimiento invadida por gas, debido a la expansión del casquete de gas ocasionada por los ritmos de extracción del crudo. Esto incrementa el contenido de gas en el crudo producido (que origina mayor producción de gas), lo que genera problemas para su manejo en superficie y eventualmente el cierre de pozos.

