



UNIVERSIDAD

NACIONAL
DE MÉXICO.

AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERÍA

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LA ARQUITECTURA EN
CAMPOS DE AGUAS PROFUNDAS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

CARLOS ANTONIO JUÁREZ TALANCÓN

DIRECTOR DE TESIS: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO, D.F. 2009





Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



RESUMEN

Cap. 1.- Presenta la evolución de los equipos y técnicas en la perforación y producción en aguas profundas, desde sus inicios en 1987 en la costa de Summerland, California hasta la actualidad. Como se afrontaron los problemas que esta actividad implica.

Cap. 2.- Describe de manera breve algunos de los equipos submarinos utilizados con mayor frecuencia en la explotación de campos en aguas profundas se divide en diversos subtemas como son: sistema de la recolección de la producción, sistemas de control, sistema de distribución de la producción y el procesamiento submarino. El diferente arreglo de estos equipos definen las diversas arquitecturas submarinas.

Cap. 3.- Los sistemas flotantes de producción son una herramienta útil para la perforación y producción en campos de aguas profundas, la evolución en este tipo de sistemas nos ha permitido alcanzar tirantes de agua cada vez mayores, cada uno de los diferentes sistemas (FPSO's, TLP's, SemiFPU y Spar) son diseñados para cumplir con determinadas características físicas por ello se determina bajo un estudio minucioso cual de los sistemas es el más apropiado

Cap. 4.- Las condiciones meteorológicas como son el oleaje, el tirante de agua y las condiciones del viento son considerados para determinar la capacidad de nuestros equipos submarinos y flotantes.

Cap. 5.- La condiciones del yacimiento determinan en gran parte la arquitectura submarina debido a que delimitan a la perforación cuantificando el tipo y número de pozos en la producción se desarrollan pronósticos para evaluar el potencial del yacimiento, por último la batimetría que predomina en el lecho marino es una barrera física para los equipos que se vayan a instalar.



Cap. 6.- Una vez conocidas las características del yacimiento, se debe conocer el tipo de fluido llevando a cabo una caracterización, con esto se evalúa la mejor manera para explotar el yacimiento, se predecirá y prebendar las obstrucciones del flujo como son: ceras, parafinas, asfáltenos, producción de arena y las emulsiones.

Cap.7.-Por ultimo se describen de manera breve las principales arquitecturas submarinas utilizadas en los diferentes campos alrededor del mundo, teniendo en consideración que dentro de esta especialidad las arquitecturas no se pueden estandarizar gracias a que cada campo es diferente, las arquitecturas se desarrollan desde un solo pozo como es el satélite hasta un arreglo complejo de líneas y pozos como es el Daisy Chain.



INTRODUCCIÓN

Debido a la gran importancia que ha tomado la explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas alrededor del mundo, México no debe quedarse atrás en la competencia ya que tiene yacimientos compartidos con EE. UU. y Cuba entre otros; estos países ya están adelantados en este rublo.

La incursión de **México** en aguas profundas es un reto que están afrontando **Petróleos Mexicanos** y el **Instituto Mexicano del Petróleo** de una manera valiente, para beneficio de TODOS los mexicanos ya existen campos destinados a la producción con tirantes de agua que sobrepasan los 1 000 m como son los campos: **Noxal** y **Lakach**, ambos yacimientos tienen contenido de gas.

Este Documento tiene como intención dar a conocer los factores que intervienen en la selección de arquitecturas en campos de aguas profundas; se hace una recopilación de información que parte de una descripción de los equipos utilizados en el fondo marino, en la superficie del agua así como también en tierra, condiciones meteorológicas y de aseguramiento de flujo basados en normas internacionales API e ISO así, como también en experiencias de diferentes compañías alrededor del mundo.

Las diferentes regiones en las que el mundo esta dividido son: El Mar del Norte, Golfo de México, Asia, África y América del Sur; cada una de ellas tiene sus características ambientales, técnicas y sociales lo cual hace a cada proyecto único.

Este nuevo reto para **Petróleos Mexicanos** en conjunto con el **Instituto Mexicano del Petróleo** (que tiene 150 años de desarrollo) así como los



campos de Cantarell, ku Maloop y Zaap en su momento fueron un caso de estudio en áreas de perforación, producción, transporte y almacenamiento.

Se pretende que con los años podamos tener la experiencia como la obtuvimos anteriormente en estos campos y podamos llegar a ser considerados **EXPERTOS** en AGUAS PROFUNDAS.



Índice General

Resumen	<i>i</i>
Introducción	<i>iii</i>
Lista de Figuras	<i>viii</i>
Lista de Tablas	<i>xí</i>
Capítulo I.- Historia.	1
Capítulo II.- Descripción de los equipos submarinos	15
II. Sistemas de recolección de la producción.	18
II.1. Cabezales	18
II.2. Árboles.	20
II.2.1. Verticales.	23
II.2.2. Horizontales.	23
II.2.3. Diferencias entre Árboles Submarinos Horizontales y Verticales.	24
II.3. Manifolds	25
II.3.1. Manifold	25
II.3.2. Template	30
II.3.3. Plet	31
II.3.4. PLEM	32
II.4. Jumpers.	32
II.4.1. Well Jumper	35
II.4.2. Flow line jumper	35
III. Sistemas de control.	36
III.1.1. EPU (Electrical Potential Unit).	39
III.1.2. HPU (Hydraulic Potential Unit).	40
III.1.3. SCM (Subsea Control Module)	41
III.1.4. SUTA (Subsea Umbillical Termination Assembly)	42
III.1.5. SDU (Subsea Distribution Unit)	42
III.1.6. Flying leads	43
III.1.7. Umbilicales.	44
IV. Sistemas de distribución de la producción.	48
IV.1.1. Pipeline.	48
IV.1.2. Flowline.	49
V. Procesamiento submarino.	49
V.1.1. Bomba multifasica.	50
V.1.2. Compresión submarina.	51
V.1.3. Separación submarina.	53
Capítulo III.- Sistemas flotantes de producción.	56



III.1 TLP's.	57
III.2 Plataforma semisumergible	59
III.3 Plataforma Spar	61
III.4 FPSO's	63
Capítulo IV Condiciones meteorológicas.	67
IV.1 Corrientes	67
IV.2 Oleaje	69
IV.3 Condiciones del viento	70
IV.4 Tirante de Agua	72
IV.5 Mareas	73
IV.6 Condiciones peligrosas del tiempo	75
IV.7 Ciclones	75
Capítulo V Condiciones del yacimiento.	78
V.1 Evaluación del yacimiento.	78
V.2 Tipos de Pozos	84
V.3 Pronósticos de producción.	86
V.4 Batimetría.	93
Capítulo VI Aseguramiento de flujo.	96
VI.1 Definición del aseguramiento de flujo.	96
VI.2 Caracterización de los fluidos.	98
VI.2.1 Propiedades Físicas.	99
VI.2.1.1 Densidad específica del aceite (ga) y gas (gg).	99
VI.2.1.2 Factor de volumen del gas (Bg) y aceite (Bo).	100
VI.2.1.3 Relación de gas disuelto en el aceite (Rs).	101
VI.2.1.4 Factor de volumen total (Bt).	102
VI.2.1.5 Compresibilidad isotérmica del gas (Cg) y del aceite (Co).	102
VI.2.1.6 Viscosidad del gas (mg) y aceite (mo).	103
VI.2.1.7 Factor de compresibilidad (z).	105
VI.2.2 Descripción del diagrama de fases multicomponentes.	105
VI.3 Comportamiento de afluencia y del pozo.	108
VI.3.1 Índice de Productividad.	108
VI.3.2 Las curvas de IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP).	109
VI.3.2.1 Método de Vogel.	110
VI.3.2.2 Método Standing.	112
VI.3.2.3 Método de Harrison y Fetkovich.	113
VI.4 Comportamiento de pozos	115
VI.4.1 Objetivos del análisis nodal.	116
VI.5 Técnicas para la prevención, detección y remediación de obstrucciones en aguas profundas	119
VI.5.1 Hidratos.	119
VI.5.2 Ceras.	121
VI.5.3 Asfáltenos.	122
VI.5.4 Emulsiones.	123



VI.5.5 Producción de Arena.	124
Capítulo VII Arquitecturas comúnmente aplicadas	127
VII.1 Drill center	127
VII.2 Pozo Satélite	129
VII.3 Cluster	131
VII.4 Tamplate	133
VII.5 Daisy Chain	134
VII.6 Subsea Tieback	135
Conclusiones.	138
Referencia Capítulo I	14
Referencia Capítulo II	55
Referencia Capítulo III	66
Referencia Capítulo IV	77
Referencia Capítulo V	94
Referencia Capítulo VI	126
Referencia Capítulo VII	137



Lista de Figuras

	Página
FIG I.1 Barcaza de perforación	1
FIG I.2 Muelles habilitados para perforar	3
FIG I.3 Primer equipo de perforación visto desde la costa	3
FIG I.4 Barco de perforación	4
FIG I.5 Evolución de las plataformas semisumergibles	5
FIG I.6 Evolución de las plataformas Jack-up	6
FIG I.7 Evolución de las plataformas Sumergibles	7
FIG I.8 Evolución del barco de perforación	8
FIG I.9 Primer árbol submarino	9
FIG I.10 Sistema de control submarino	9
FIG I.11 Primer estrangulador submarino	10
FIG I.12 Estrangulador intercambiable	11
FIG I.13 Árbol submarino Vertical	12
FIG I.14 Grafica de retos costa afuera a través de los años	12
FIG. I.15 Distribución de las plataformas fijas y flotantes según la profundidad	13
FIG II.1 Esquema representativo de los diferentes equipos submarinos	17
FIG II.1 Esquema representativo de los diferentes equipos submarinos	18
FIG. II.3 sistema típico de cabezales submarinos son los de la configuración de $18 \frac{3}{4}$	19
FIG. II.4 Árbol submarino de producción	20
FIG. II.5 Principales componente de un árbol submarino	21
FIG. II.6 Consideraciones para el diseño de un árbol submarino	22
FIG. II.7 Árbol submarino Vertical	23
FIG. II.8 Árbol submarino horizontal	24
FIG. II.9 Esquema de las diferencias de cabezales verticales y horizontales	24
FIG. II.10 Manifold	25
FIG. II.11 Esquema de la posición de un manifold	26
FIG. II.12 Manifold productor Aislado	27
FIG. II.13 Manifold inyector	28
FIG. II.14 Esquema de los principales componentes de un manifold	29
FIG. II.15 template manifold	31
FIG. II.16 PLEM	31



FIG. II.17 Esquema y fotografía de un PLET	32
FIG. II.18 Esquema y fotografía de un PLET	32
FIG. II.19 Ubicación JUMPERS	33
FIG. II.20 Diferentes tipos de JUMPERS	34
FIG. II.21 Esquema Well Jumper	35
FIG. II.22 Esquema Flowline Jumper	35
FIG. II.22 Control Hidráulico Directo	37
FIG. II.23 Control Hidráulico Piloteado	37
FIG. II.24 Control Hidráulico Multiplexado	38
FIG. II.25 tiempo de respuesta de los diferentes sistemas	38
FIG. II.26 Unidad de Potencia Eléctrica	39
FIG. II.27 Unidad de Potencia hidráulica	40
FIG. II.28 Sistema de control submarino	41
FIG. II.29 Esquema SUTA	42
FIG. II.30 Esquema SDU	42
FIG. II.31 Ubicación de flying leads	43
FIG. II.32 Conexión flying Leads	44
FIG. II.33 Ubicación Umbilicales	44
FIG. II.34 Diferentes tipos umbilicales	45
FIG. II.35 Pre-diseño de los umbilicales	46
FIG. II.36 componentes de un Umbilical	47
FIG. II.37 Ruta pipeline campo Corrio	48
FIG. II.38 dibujo Flowline	49
FIG. II.39 Ubicación de la bomba multifásica	50
FIG. II.40 Bomba multifásica	51
FIG. II.41 Ubicación del compresor submarino	52
FIG. II.42 compresor submarino Propiedad FMC	53
FIG. II.43 Ubicación del separador submarino	53
FIG. II.44 Separador submarino Propiedad	54
FIG. III.1 Esquema de los diferentes sistemas flotantes de producción	56
FIG. III.2 Esquema de los diferentes equipos instalados hasta 2004	57
FIG. III.3 Plataforma de piernas tensionadas	58
FIG. III.4 Principales componentes de una plataforma de piernas tensionadas	59
FIG. III.5 plataforma semisumergible	60
FIG. III.6 Principales componentes de una plataforma semi-sumergible	61
FIG. III.7 Plataforma tipo SPAR	62
FIG. III.8 FPSO	63
FIG. III.9 Principales componentes de un FPSO	64
FIG. IV.1 Principales corrientes en el mundo	69
FIG. IV.2 Oscilación en una Ola	69
FIG. IV.3 Características de una Ola	70
FIG. IV.4 Circulación general de la atmosfera	72



FIG. IV.5 Avance en la capacidad de perforación y producción	73
FIG. IV.6 Representación de las mareas vivas y muertas	74
FIG. IV.7 Foto de un huracán	76
FIG. V.1 Representación de los diferentes ambientes sedimentarios	79
FIG V.2 Condiciones estratigráficas	80
FIG V.3 Gravímetros	81
FIG V.4 Magnetómetros	82
FIG V.5 Reflexión y refracción de ondas sísmicas	83
FIG V.6 Potencial del yacimiento	83
FIG V.7 Representación de pozos delimitadores	84
FIG. V.8 Clasificación de las reservas	85
FIG. V.9 Tipo de curvas de declinación	89
FIG. V.10 Gráficas de curvas de declinación	90
FIG V.11 Gráfica del régimen Pseudo-estacionario	91
FIG V.12 Grafica de pronósticos de producción acumulada total	92
FIG V.13 Ejemplo de la producción acumulada mensual.	92
FIG V.14 Representación batimétrica de un campo	93
FIG. VI.1 Parafinas.	97
FIG VI.2 Asfáltenos.	97
FIG VI.3 Diagrama de fase de los obstrutores de tubería	97
FIG VI.4 Disciplinas que interactúan con el aseguramiento de flujo	98
FIG VI.5 Gráfica de la densidad relativa del aceite	100
FIG VI.6 Gráfica del factor de volumen del gas	100
FIG VI.7 Gráfica del factor del volumen del aceite	101
FIG VI.8 Gráfica de la relación de gas disuelto	101
FIG VI. 9 Grafica del factor de volumen total	102
FIG VI.10 Grafica del factor de compresibilidad isotérmica del gas	102
FIG VI.11 Grafica del factor de compresibilidad isotérmico del aceite	103
FIG VI. 12 Grafica de la viscosidad del gas	103
FIG VI.13 Gráfica de la viscosidad de una mezcla	104
FIG VI.14 Gráfica de la viscosidad del aceite	104
FIG VI. 15 Gráfica del factor de compresibilidad	105
FIG VI.16 Gráfica de un diagrama de fase multicomponente	106
FIG VI. 17 Grafica típica del índice de productividad	109
FIG VI.18 Gráfica de la ecuación de Darcy	109
FIG. VI.19 Grafica de La curva de IPR	110
FIG. VI II.20 Grafica de la curva de Vogel	111
FIG VI.21 Grafica del método de Standig	112
FIG. VI.22 Grafica de eficiencias de la curva de Standing	113
FIG. VI.23 Gráfica del método de Fetkovich	114
FIG. VI.24 Gráfica generalizada del comportamiento del yacimiento	114
FIG VI.25 Sistema integral de producción en aguas profundas	115
FIG VI.26 Gráfica de Q vs PWF	117



FIG VI.27 Gráfica de Q vs PWF flujo estable	117
FIG VI.28 Gráfica de Q vs PWF flujo inestable	118
FIG VI.29 Gráfica de Q vs PWF flujo pozo muerto	118
FIG VI.29 Gráfica de Q vs PWF con cambio de estrangulador	119
FIG. VI.31 Ejemplo de hidratos	120
FIG.VI.32 Ejemplo de ceras	122
FIG. VI.33 Ejemplo de Asfáltenos	123
FIG VI.34 Representación de emulsiones	124
FIG VI.35 Daños causados por la arena	125
FIG. VII.1 Representación de un Drill Center	128
FIG VII.2 Representación de varios Drill Centers en un mismo campo	129
FIG VII. 3 Ejemplo de un pozo satélite	131
FIG. VII.4 Ejemplo de clusters	132
FIG VII.5 Template manifold	133
FIG VII.6 template manifold del campo Troika	134
FIG VII.7 Ejemplo de un Daisy Chain	135
Fig VII.8 Subsea Tieback del campo corrió	136

Lista de Tablas

Tabla VI.1 Clasificación de los huracanes	76
Tabla VI. 1 Clasificación de los yacimientos por el tipo de fluido que almacena	107

	Página
FIG I.1 Barcaza de perforación	1
FIG I.2 Muelles habilitados para perforar	3
FIG I.3 Primer equipo de perforación visto desde la costa	3
FIG I.4 Barco de perforación	4
FIG I.5 Evolución de las plataformas semisumergibles	5
FIG I.6 Evolución de las plataformas Jack-up	6
FIG I.7 Evolución de las plataformas Sumergibles	7
FIG I.8 Evolución del barco de perforación	8
FIG I.9 Primer árbol submarino	9
FIG I.10 Sistema de control submarino	9
FIG I.11 Primer estrangulador submarino	10
FIG I.12 Estrangulador intercambiable	11
FIG I.13 Árbol submarino Vertical	12
FIG I.14 Grafica de retos costa afuera a través de los años	12
FIG. I.15 Distribución de las plataformas fijas y flotantes según la profundidad	13
FIG II.1 Esquema representativo de los diferentes equipos submarinos	17
FIG II.1 Esquema representativo de los diferentes equipos submarinos	18
FIG. II.3 sistema típico de cabezales submarinos son los de la configuración de	19
FIG. II.4 Árbol submarino de producción	20
FIG. II.5 Principales componente de un árbol submarino	21
FIG. II.6 Consideraciones para el diseño de un árbol submarino	22
FIG. II.7 Árbol submarino Vertical	23
FIG. II.8 Árbol submarino horizontal	24
FIG. II.9 Esquema de las diferencias de cabezales verticales y horizontales	24
FIG. II.10 Manifold	25
FIG. II.11 Esquema de la posición de un manifold	26
FIG. II.12 Manifold productor Aislado	27
FIG. II.13 Manifold inyector	28
FIG. II.14 Esquema de los principales componentes de un manifold	29
FIG. II.15 template manifold	31
FIG. II.16 PLEM	31
FIG. II.17 Esquema y fotografía de un PLET	32
FIG. II.18 Esquema y fotografía de un PLET	32
FIG. II.19 Ubicación JUMPERS	33
FIG. II.20 Diferentes tipos de JUMPERS	34
FIG. II.21 Esquema Well Jumper	35
FIG. II.22 Esquema Flowline Jumper	35
FIG II.22 Control Hidráulico Directo	37
FIG II.23 Control Hidráulico Piloteado	37
FIG II.24 Control Hidráulico Multiplexado	38
FIG II.25 tiempo de respuesta de los diferentes sistemas	38
FIG. II.26 Unidad de Potencia Eléctrica	39
FIG. II.27 Unidad de Potencia hidráulica	40
FIG. II.28 Sistema de control submarino	41
FIG. II.29 Esquema SUTA	42
FIG. II.30 Esquema SDU	42
FIG. II.31 Ubicación de flying leads	43
FIG. II.32 Conexión flying Leads	44

FIG. II.33 Ubicación Umbilicales	44
FIG. II.34 Diferentes tipos umbilicales	45
FIG. II.35 Pre-diseño de los umbilicales	46
FIG. II.36 componentes de un Umbilical	47
FIG. II 37 Ruta pipeline campo Corrio	48
FIG. II.38 dibujo Flowline	49
FIG. II.39 Ubicación de la bomba multifásica	50
FIG. II.40 Bomba multifasica	51
FIG. II.41 Ubicación del compresor submarino	52
FIG. II.42 compresor submarino Propiedad FMC	53
FIG. II.43 Ubicación del separador submarino	53
FIG. II.44 Separador submarino Propiedad	54
FIG III.1 Esquema de los diferentes sistemas flotantes de producción	56
FIG III.2 Esquema de los diferentes equipos instalados hasta 2004	57
FIG III.3 Plataforma de piernas tensionadas	58
FIG III.4 Principales componentes de una plataforma de piernas tensionadas	59
FIG III. 5 plataforma semisumergible	60
FIG III 6 Principales componentes de una plataforma semi-sumergible	61
FIG III. 7 Plataforma tipo SPAR	62
FIG III.8 FPSO	63
FIG III. 9 Principales componentes de un FPSO	64
FIG. IV. 1 Principales corrientes en el mundo	69
FIG. IV.2 Oscilación en una Ola	69
FIG. IV.3 Características de una Ola	70
FIG. IV.4 Circulación general de la atmosfera	72
FIG. IV.5 Avance en la capacidad de perforación y producción	73
FIG. IV.6 Representación de las mareas vivas y muertas	74
FIG. IV.7 Foto de un huracán	76
FIG. V.1 Representación de los diferentes ambientes sedimentarios	79
FIG V.2 Condiciones estratigráficas	80
FIG V.3 Gravímetros	81
FIG V.4 Magnetómetros	82
FIG V.5 Reflexión y refracción de ondas sísmicas	83
FIG V.6 Potencial del yacimiento	83
FIG V.7 Representación de pozos delimitadores	84
FIG. V.8 Clasificación de las reservas	85
FIG. V.9 Tipo de curvas de declinación	89
FIG. V.10 Gráficas de curvas de declinación	90
FIG V.11 Gráfica del régimen Pseudo-estacionario	91
FIG V.12 Grafica de pronósticos de producción acumulada total	92
FIG V.13 Ejemplo de la producción acumulada mensual.	92
FIG V.14 Representación batimétrica de un campo	93
FIG. VI.1 Parafinas.	97
FIG VI.2 Asfáltenos.	97
FIG VI.3 Diagrama de fase de los obstrutores de tubería	97
FIG VI.4 Disciplinas que interactúan con el aseguramiento de flujo	98
FIG VI.5 Gráfica de la densidad relativa del aceite	100
FIG VI.6 Gráfica del factor de volumen del gas	100
FIG VI.7 Gráfica del factor del volumen del aceite	101

FIG VI.8 Gráfica de la relación de gas disuelto	101
FIG VI. 9 Grafica del factor de volumen total	102
FIG VI.10 Grafica del factor de compresibilidad isotérmica del gas	102
FIG VI.11 Grafica del factor de compresibilidad isotérmico del aceite	103
FIG VI. 12 Grafica de la viscosidad del gas	103
FIG VI.13 Gráfica de la viscosidad de una mezcla	104
FIG VI.14 Gráfica de la viscosidad del aceite	104
FIG VI. 15 Gráfica del factor de compresibilidad	105
FIG VI.16 Gráfica de un diagrama de fase multicomponente	106
FIG VI. 17 Grafica típica del índice de productividad	109
FIG VI.18 Gráfica de la ecuación de Darcy	109
FIG. VI.19 Grafica de La curva de IPR	110
FIG. VI II.20 Grafica de la curva de Vogel	111
FIG VI.21 Grafica del método de Standig	112
FIG. VI.22 Grafica de eficiencias de la curva de Standing	113
FIG. VI.23 Gráfica del método de Fetkovich	114
FIG. VI.24 Gráfica generalizada del comportamiento del yacimiento	114
FIG VI.25 Sistema integral de producción en aguas profundas	115
FIG VI.26 Gráfica de Q vs PWF	117
FIG VI.27 Gráfica de Q vs PWF flujo estable	117
FIG VI.28 Gráfica de Q vs PWF flujo inestable	118
FIG VI.29 Gráfica de Q vs PWF flujo pozo muerto	118
FIG VI.29 Gráfica de Q vs PWF con cambio de estrangulador	119
FIG. VI.31 Ejemplo de hidratos	120
FIG.VI.32 Ejemplo de ceras	122
FIG. VI.33 Ejemplo de Asfáltenos	123
FIG VI.34 Representación de emulsiones	124
FIG VI.35 Daños causados por la arena	125
FIG. VII.1 Representación de un Drill Center	128
FIG VII.2 Representación de varios Drill Centers en un mismo campo	129
FIG VII. 3 Ejemplo de un pozo satélite	131
FIG. VII.4 Ejemplo de clusters	132
FIG VII.5 Template manifold	133
FIG VII.6 template manifold del campo Troika	134
FIG VII.7 Ejemplo de un Daisy Chain	135
Fig VII.8 Subsea Tieback del campo corrió	136

Capítulo I.- Historia.	1
Capítulo II.- Descripción de los equipos submarinos	15
II. Sistemas de recolección de la producción.	18
II.1. Cabezales	18
II.2. Árboles.	20
II.2.1. Verticales.	23
II.2.2. Horizontales.	23
II.2.3. Diferencias entre Árboles Submarinos Horizontales y Verticales.	24
II.3. Manifolds	25
II.3.1. Manifold	25
II.3.2. Template	30

II.3.3. Plet	31
II.3.4. PLEM	32
II.4. Jumpers.	32
II.4.1. Well Jumper	35
II.4.2. Flow line jumper	35
III. Sistemas de control.	36
III.1.1. EPU (Electrical Potential Unit).	39
III.1.2. HPU (Hydraulic Potential Unit).	40
III.1.3. SCM (Subsea Control Module)	41
III.1.4. SUTA (Subsea Umbilical Termination Assembly)	42
III.1.5. SDU (Subsea Distribution Unit)	42
III.1.6. Flying leads	43
III.1.7. Umbilicales.	44
IV. Sistemas de distribución de la producción.	48
IV.1.1. Pipeline.	48
IV.1.2. Flowline.	49
V. Procesamiento submarino.	49
V.1.1. Bomba multifasica.	50
V.1.2. Compresión submarina.	51
V.1.3. Separación submarina.	53
Capítulo III.- Sistemas flotantes de producción.	56
III.1 TLP's.	57
III.2 Plataforma semisumergible	59
III.3 Plataforma Spar	61
III.4 FPSO's	63
Capítulo IV Condiciones meteorológicas.	67
IV.1 Corrientes	67
IV.2 Oleaje	69
IV.3 Condiciones del viento	70
IV.4 Tirante de Agua	72
IV.5 Mareas	73
IV.6 Condiciones peligrosas del tiempo	75
IV.7 Ciclones	75
Capítulo V Condiciones del yacimiento.	78
V.1 Evaluación del yacimiento.	78
V.2 Tipos de Pozos	84
V.3 Pronósticos de producción.	86
V.4 Batimetría.	93
Capítulo VI Aseguramiento de flujo.	96
VI.1 Definición del aseguramiento de flujo.	96
VI.2 Caracterización de los fluidos.	98
VI.2.1 Propiedades Físicas.	99
VI.2.1.1 Densidad específica del aceite (ρ_a) y gas (ρ_g).	99
VI.2.1.2 Factor de volumen del gas (Bg) y aceite (Bo).	100
VI.2.1.3 Relación de gas disuelto en el aceite (Rs).	101
VI.2.1.4 Factor de volumen total (Bt).	102
VI.2.1.5 Compresibilidad isotérmica del gas (Cg) y del aceite (Co).	102
VI.2.1.6 Viscosidad del gas (μ_g) y aceite (μ_o).	103
VI.2.1.7 Factor de compresibilidad (z).	105

VI.2.2 Descripción del diagrama de fases multicomponentes.	105
VI.3 Comportamiento de afluencia y del pozo.	108
VI.3.1 Índice de Productividad.	108
VI.3.2 Las curvas de IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP).	109
VI.3.2.1 Método de Vogel.	110
VI.3.2.2 Método Standing.	112
VI.3.2.3 Método de Harrison y Fetkovich.	113
VI.4 Comportamiento de pozos	115
VI.4.1 Objetivos del análisis nodal.	116
VI.5 Técnicas para la prevención, detección y remediación de obstrucciones en aguas profundas	119
VI.5.1 Hidratos.	119
VI.5.2 Ceras.	121
VI.5.3 Asfáltenos.	122
VI.5.4 Emulsiones.	123
VI.5.5 Producción de Arena.	124
Capítulo VII Arquitecturas comúnmente aplicadas	127
VII.1 Drill center	127
VII.2 Pozo Satélite	129
VII.3 Cluster	131
VII.4 Tamplate	133
VII.5 Daisy Chain	134
VII.6 Subsea Tieback	135
Conclusiones.	138
Referencia Capitulo I	14
Referencia Capitulo II	55
Referencia Capitulo III	66
Referencia Capitulo IV	77
Referencia Capitulo V	94
Referencia Capitulo VI	126
Referencia Capitulo VII	137

Tabla VI.1 Clasificación de los huracanes

76

Tabla VI. 1 Clasificación de los yacimientos por el tipo de fluido que almacena

107



Historia de la producción en Aguas Profundas.

La explotación de campos costa afuera ha ido evolucionando con respecto a las necesidades que se han tenido que afrontar de diferentes maneras según el reto que imponía el yacimiento, que va desde construir unos muelles de madera, barcasas de perforación FIG. I.1 hasta los sofisticados equipos flotantes con los que contamos en la actualidad.



FIG I.1 Barcaza de perforación *Propiedad Offshore magazine*

La producción campos costa afuera inicia en 1897 en Summerland, California por H.L. Williams, ésta se inició en un ojo de agua al observar aceite, teniendo que construir 3 embarcaderos de madera sobre 450 yardas para poder producir 75 barriles por día en un tirante de agua de 35 ft.

La perforación en esas circunstancias se realizaba de una manera diferente ya que se hacía sin equipo de perforación rotaria, se utilizaba tubería de revestimiento para perforar. Durante sus trabajos se encontraron 2 yacimientos en formaciones de arena con contenido de aceite.



En 1989, un grupo de ejecutivos se reunieron para organizar el “Offshore Energy Centre (OEC)”, teniendo como objetivos ampliar la conciencia de las operaciones costa afuera mundo submarino debido a que se utilizaban recursos y tecnologías que serían aprovechadas por generaciones posteriores. Para alcanzar sus objetivos la OEC combinó una plataforma de perforación costa afuera y las instalaciones en tierra del Star Oceanrin and Educational Center, a fin de ayudar con las investigaciones de la explotación costa afuera, teniendo un reconocimiento oficial por los historiadores de Offshore. Un amplio programa educativo para el estudiante, profesores y el público en general complementó a la organización en sus objetivos inmediatos.

A fin del siglo XIX inició en forma la perforación y producción en aguas profundas cuando los equipos de perforación rotaria y estas técnicas se adoptaron a la búsqueda de petróleo. La plataforma Spindelop en 1901 con perforación rotaria descubrió petróleo en la Costa del Golfo de México perteneciente a Texas.

A mediados de 1900 las compañías petroleras en EE. UU. comenzaron la perforación de pozos someros de gas en el lago Caddo, en la frontera de Louisiana y Texas, utilizando plataformas de madera (ciprés) y pilares de tablas de pino. Poco después, en la búsqueda de petróleo atrapado en los flancos del domo salino de las costas del Golfo de México.

En 1920 la empresa “Ultramar” en Venezuela comenzó a obtener reservas del Lago Maracaibo. También, en la década de 1920, en la región del Cáucaso a los alrededores del Mar Caspio, lo que ahora es Irán.

A principios de la década de 1930 la Texas Co., más tarde Texaco (ahora Chevron) propuso aumentar pilares de madera FIG I.2 a las plataformas de perforación móviles de acero con barcasas para ser utilizada para la perforación exploratoria.



FIG I.2 Muelles habilitados para perforar Propiedad Offshore magazine

En 1937 Pure Oil Co. (ahora Chevron) y su más distinguido socio Oil Co. (ahora ExxonMobil) desarrollaron una plataforma fija con capacidad de perforar a 14 pies de tirante de agua y el pozo que querían perforar se encuentra a 1 milla de la costa de Luisiana.

En 1946, Magnolia Petroleum Co., encontró en Luisiana una localización a 6 millas de la costa con un tirante de agua de 16 pies, el cual usaba un diseño convencional reforzado con pilotes de acero soportando la plataforma. Al año siguiente, Superior Co. se movió a 18 millas de la costa con un tirante de agua de 20 pies FIG I.3, construyendo una estructura tubular en la costa, llevándola a la nueva localización.





FIG I.3 Primer equipo de perforación visto desde la costa Propiedad Offshore magazine

Pero fue Kerr-McGee Oil Industries (ahora Anadarko Petroleum) como operador y sus socios Phillips Petroleum (ConocoPhillips) y Stanolind Oil & Gas (BP) quienes concluyeron un pozo histórico en el Bloque 32 en octubre de 1947, meses antes que Superior Co.

Con esto Kerr-McGee hizo el primer descubrimiento de Aceite perforando con la plataforma Vermiliom en una localización que no estaba al alcance de la vista desde tierra. Con esto se marca un parteaguas en la producción marina.



FIG I.4 Barco de perforación Propiedad Offshore magazine

En la década de 1950 se dedicaron a modificar plataformas de tierra y barcos FIG I.4 para hacerlos funcionales a las necesidades que se les presentaban, obteniendo con esto la flotilla de equipos flotantes utilizados para perforar.

La necesidad de la perforación costa afuera y con tirantes de agua más grandes motivaron al desarrollo de una ingeniería estructural costa afuera desarrollando plataformas de perforación móviles las cuales han evolucionado en sus dimensiones equipos herramientas y actividades para satisfacer la demanda de trabajo véase FIG I.5, FIG I.6, FIG I.7, FIG I.8



Semisumergibles

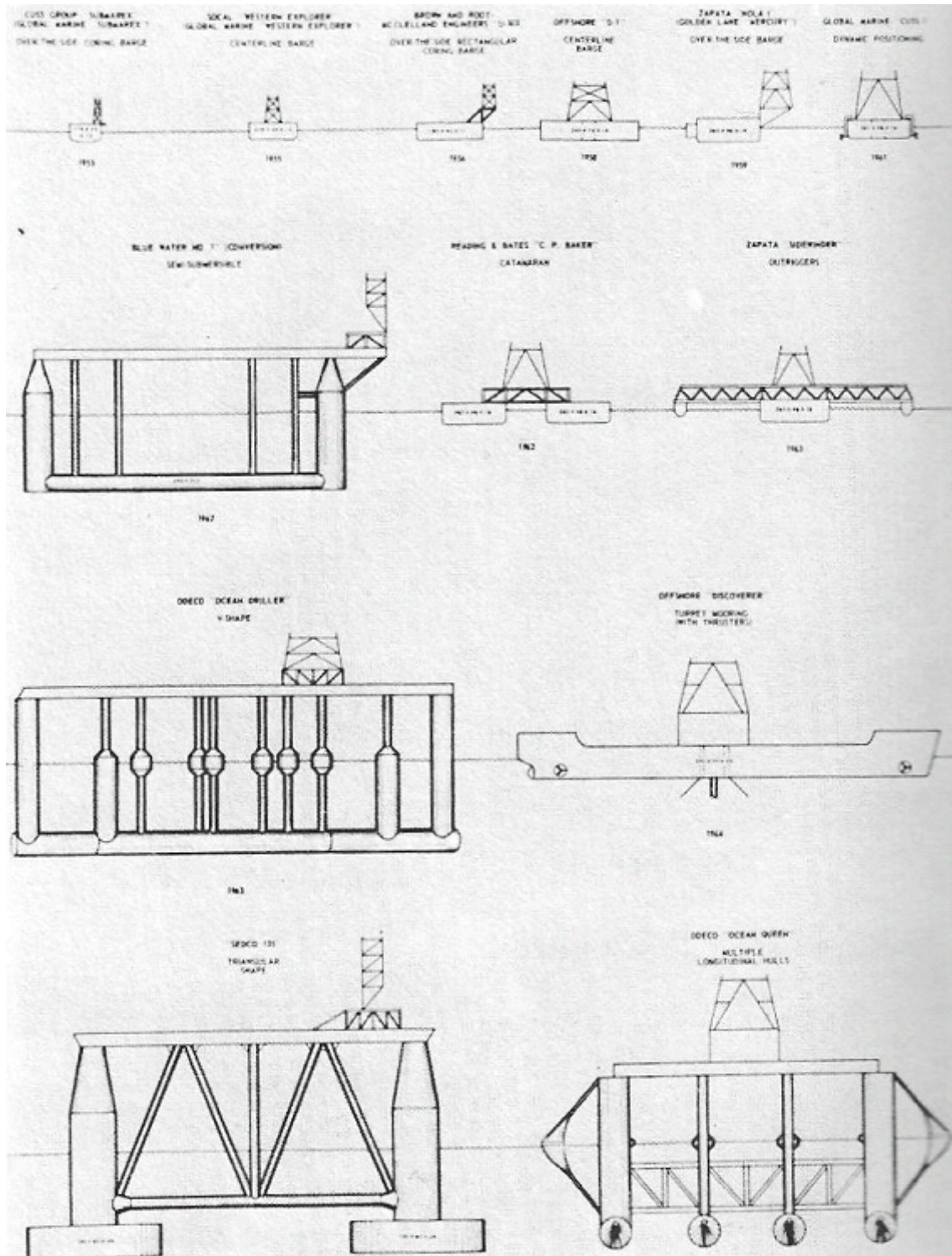




FIG I.5 Evolución de las plataformas semisumergibles

Jack-up

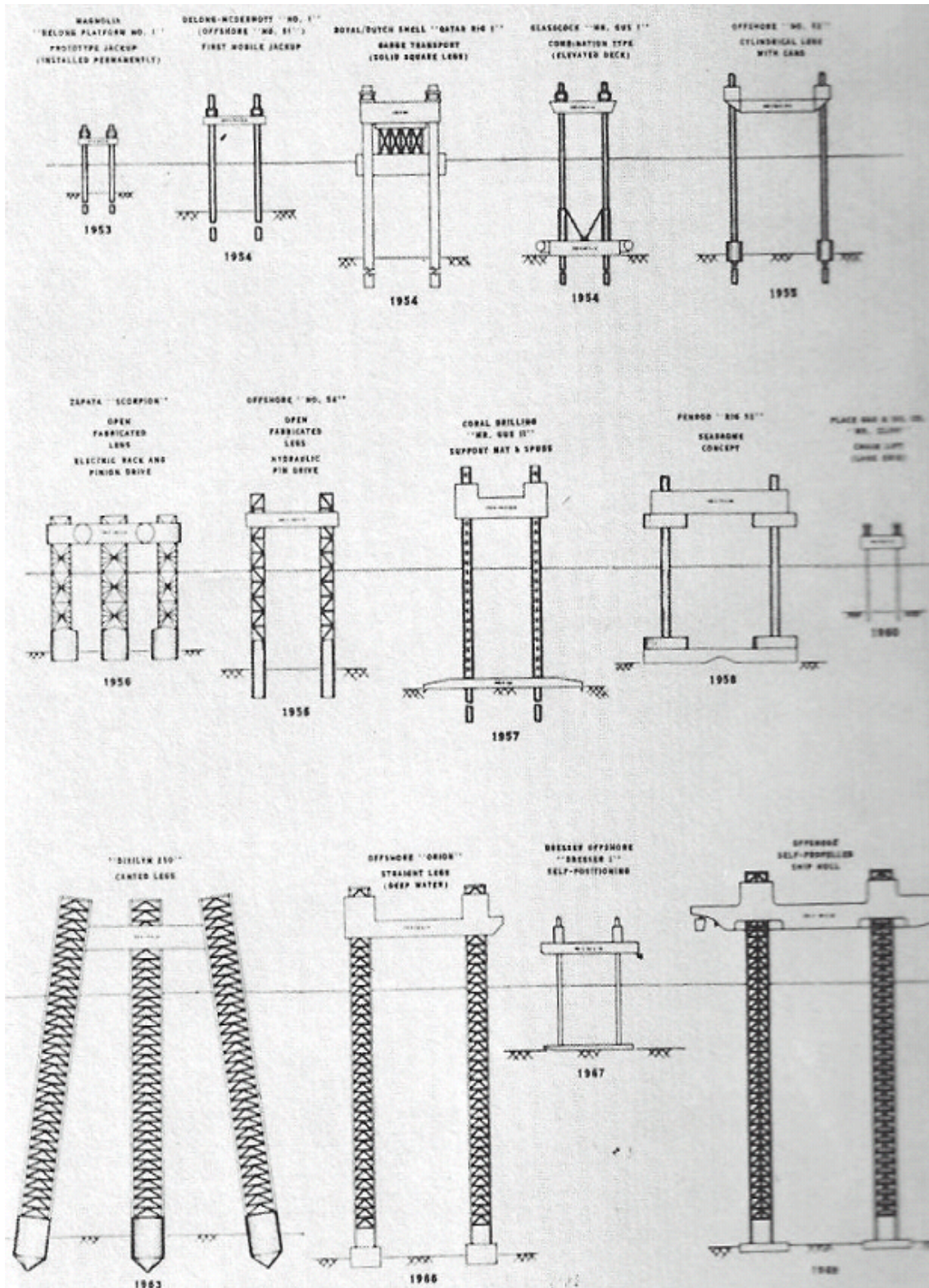


FIG 1.6 Evolución de las plataformas Jack-up



Sumergibles

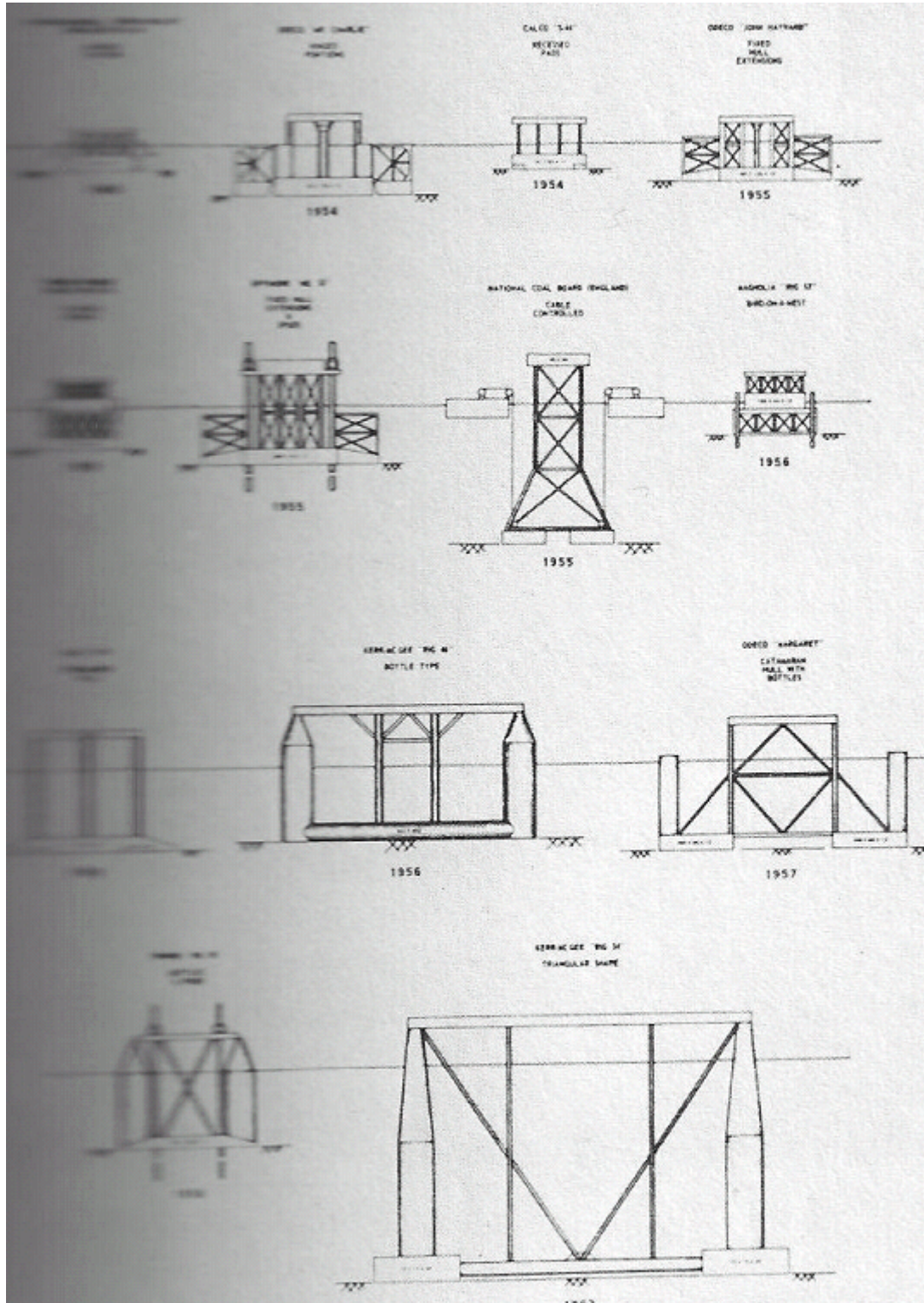


FIG I.7 Evolución de las plataformas Sumergibles



Barco de perforación.

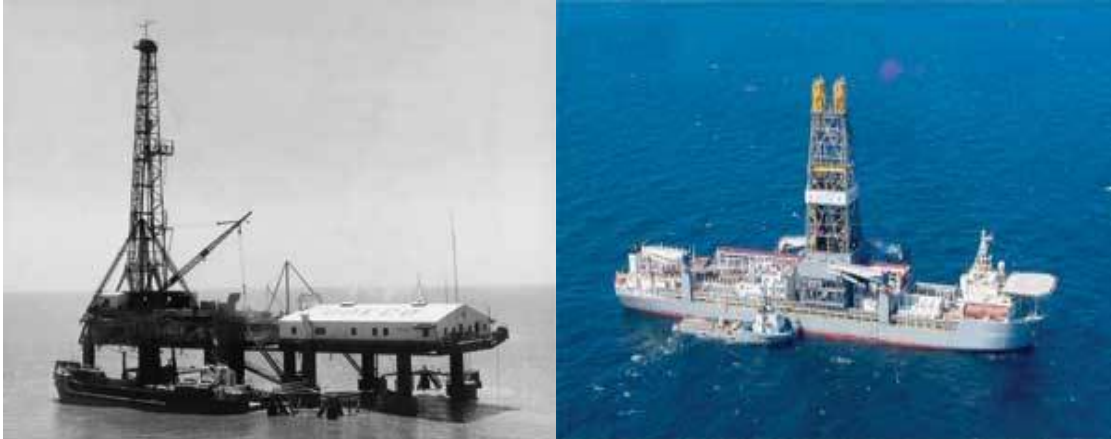


FIG I.8 Evolución del barco de perforación Propiedad Offshore magazine

Pero la producción seguía siendo en superficie con árboles secos (convencionales). La tecnología seguía avanzando en los equipos de perforación de igual manera en los equipos de producción teniendo que afrontar retos mayúsculos como las condiciones de presión y temperatura con las cuales no se había tenido problema en superficie, mientras que los árboles mojados (no convencionales) soportan una columna hidrostática inherente al tirante de agua en la que están sumergidos.

Por esta razón en los principales avances tecnológicos en sistemas submarinos de producción destacan en los árboles mojados. Los encargados de desarrollar esta tecnología fueron las compañías como son Cameron, ABB Vetco, FMC Technologies, etc., las cuales se dispusieron a crear y probar conforme a los estándares de calidad, los sistemas submarinos. Actualmente, estas compañías contribuyen en la creación de las normas internacionales de la Familia ISO 13628 y la familia API 17.

En 1961 hubo logros impresionantes para estas de compañías, ya que se presentaban mejoras en los equipos y por ende mejoras en la producción; el más sobresaliente de estos logros fue el primer árbol mojado FIG I.9 (no convencional) desarrollado por la compañía Cameron cuya aplicación fue



totalmente innovador al introducir el concepto de Subsea tie-back de 55 pies en el bloque 192, con esto se desarrolló la arquitectura básica de un sistema submarino.



FIG I.9 Primer árbol submarino

Propiedad CAMERON

Al seguir avanzando con las técnicas de perforación se alcanzaron tirantes de agua cercanos a los 300m. Al tener la necesidad de operar equipos submarinos, se diseñó en 1968 el primer sistema de control submarino FIG I.10, ayudando a una mejor explotación de los yacimientos.

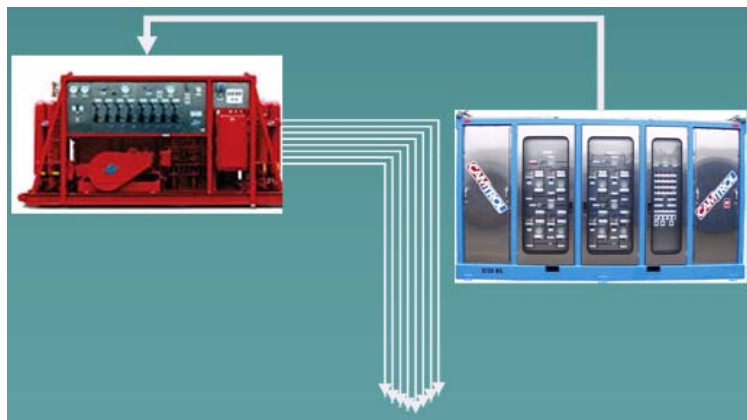


FIG I.10 Sistema de control submarino Propiedad CAMERON

Otro avance memorable para los sistemas submarinos, fue desarrollar el primer estrangulador submarino FIG I.11 cuando transcurría el año 1975; con esto es más preciso aún el control en la producción de los pozos ya que es una válvula esencial para esta situación mejorando la vida productiva en los pozos.

Por otra parte, en este año apareció el primer sistema flotante en el mar del norte. Con tirantes de agua cercanos a los 600m.



FIG I.11 Primer estrangulador submarino Propiedad CAMERON

Hasta el año de 1991 la tecnología para los sistemas submarinos de producción no se desarrolló debido a que los campos explotados costa afuera no superaban los 600m de profundidad. En 1991 se descubre el potencial económico en el golfo de México lo cual impulso a las compañías constructoras de estos equipos.



La capacidad en los equipos de perforación aumentó de manera drástica. Para estos años el tirante de agua manejado era de 2438.3 m

En 1991 en un tirante de agua de 2,366 pies, la compañía Petrobrás en el campo Marlin se instaló el primer árbol mojado sin líneas guía, con esto se demuestra el avance en las embarcaciones apareciendo los vehículos de operación remota (ROV) que ayudan a la instalación de los equipos submarinos desplazando a los buzos en este tipo de operaciones ya que se ven imposibilitados en tales profundidades.

En este mismo año se desarrolló el primer estrangulador intercambiable FIG I.12 cuyos beneficios en ahorro de tiempo y seguridad en las operaciones es más rápido al cambiar una pieza que todo el equipo de producción.



FIG I.12 Estrangulador intercambiable

Propiedad CAMERON

Continuando con el desarrollo de las tecnologías de los árboles submarinos, en 1993 se instala el primer árbol horizontal FIG I.13, obteniendo ventajas sobre el diseño anterior de un árbol vertical. De aquí en adelante el desarrollo fue marcado estableciendo records, en 2003 se tenía un récord en perforación de 3,047.9m; para este mismo año la máxima profundidad de producción era cercana a 2,133.5 m.



En relación a los árboles de producción submarinos el último desarrollo en la tecnología es el árbol eléctrico de corriente directa, el cual facilita la forma de ser controlado y disminuye los tiempos de respuesta, optimizando el uso de fluidos hidráulicos y por ende fugas de los mismos al medio ambiente.

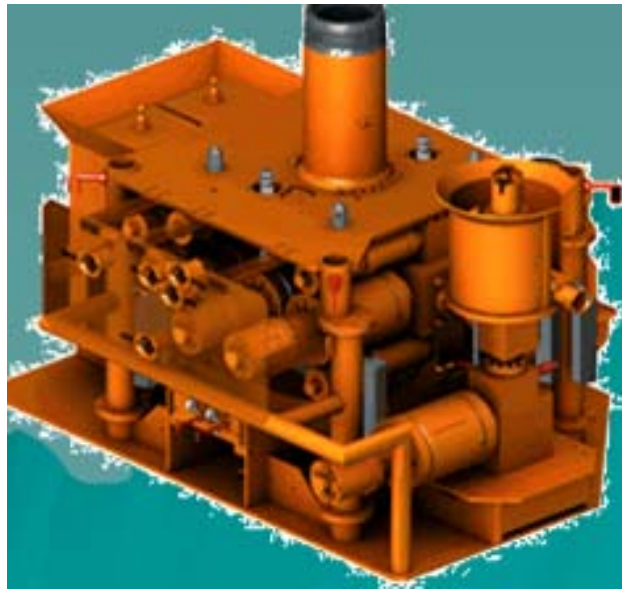


FIG I.13 Árbol submarino Vertical

Propiedad CAMERON

La siguiente gráfica FIG I.14 muestra los retos en la explotación de campos costa afuera a través de los años.

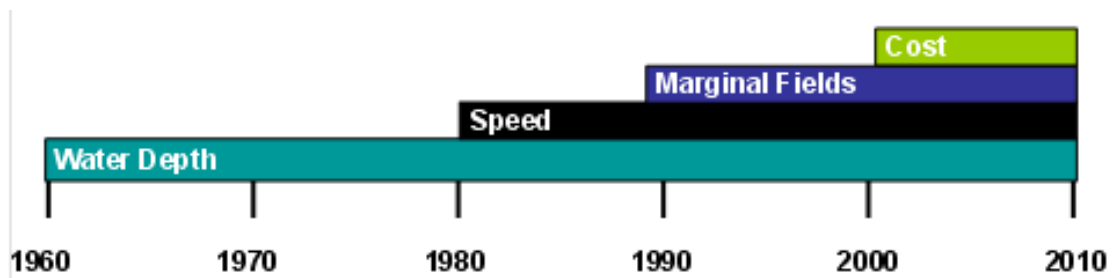


FIG I.14 Grafica de retos costa afuera a través de los años

CAMERON

Desde los principios de la exploración en 1960 y hasta la fecha, la profundidad de agua junto con sus características de presión y temperatura son el principal problema de los equipos submarinos de producción.



En 1980 se agregan a los problemas técnicos la velocidad con se que recupera la inversión en este tipo de campos, teniendo que mejorar las técnicas de explotación en campos marginal a partir de los 90's.

En la última década el costo de los equipos es muy elevado por ello se han hecho alianzas estratégicas en la explotación de campos costa afuera.

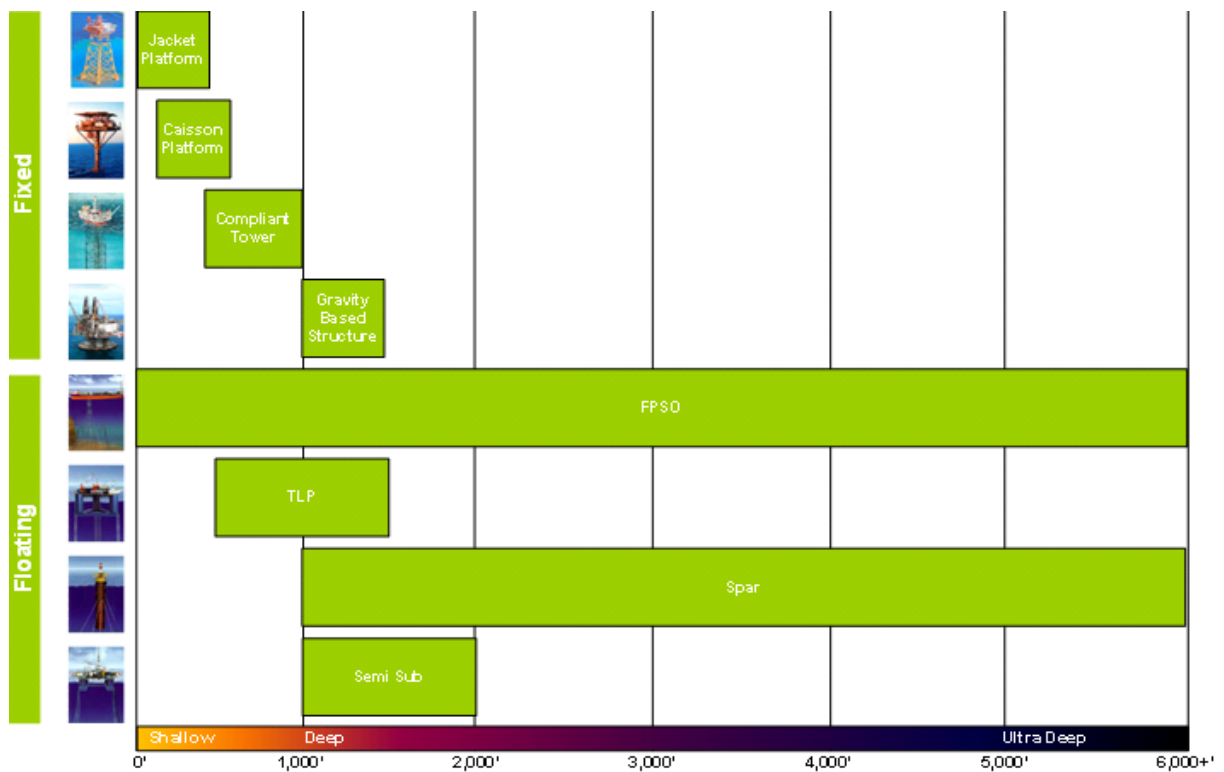


FIG. I.15 Distribución de las plataformas fijas y flotantes según la profundidad CAMERON

En esta gráfica FIG I.15 se ve la distribución de las plataformas flotantes y fijas con respecto al tirante de agua, que pueden alcanzar para las operaciones de perforación y producción.



Referencias capítulo I

1. Peña Chaparro, José Luís (2007). Aseguramiento de flujo comportamiento y formaciones de hidratos en aguas profundas (Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México).
2. Offshore volume 67, issue 9 (2007). An eventful year, 1947 marked many changes, including all-new drilling horizons. Consultado en 08,01,2008 en http://www.offshore-mag.com/articles/article_display.cfm?ARTICLE_ID=307362&p=9 .
3. Offshore volume 67, issue 9 (2007). Pending merger of giant drillers signals long life for deepwater operations. Consultado en 08,01,2008 en http://www.offshore-mag.com/articles/article_display.cfm?ARTICLE_ID=307363&p=9 .
4. Offshore volume 67, issue 9 (2007). Modern offshore fleet comprised of same rig types as in the 1950s. Consultado en 08,01,2007 en http://www.offshore-mag.com/articles/article_display.cfm?ARTICLE_ID=307364&p=9 .
5. Offshore magazine, MUSTANG a Wood Group Company (2008). 2008 DEEPWATER SOLUTIONS & RECORDS. Consultado en 05,08,2008 en http://downloads.pennnet.com/os/posters/0805_deepwaterposter.pdf.



6. ETA, Offshore Seminar, Inc. (1976). The Technology of Offshore Drilling, Completion and Production. Tulsa: The petroleum Publishing Company.
7. CAMERON, Intro to SS System, 2007



Capítulo II Equipos submarinos.

El capítulo tiene como objetivo dar a conocer los diferentes equipos submarinos que se utilizan actualmente. Cada uno de ellos cumple con una necesidad básica indispensable para la arquitectura submarina. Los adecuados arreglos y diseños de cada uno de estos equipos llevarán a una mejor explotación del campo.

Cada uno de estos equipos tiene un desarrollo de alta ingeniería desarrollada por el fabricante, cumpliendo con las necesidades del cliente, siendo cada equipo un diseño único y exclusivo para el campo solicitado.

A los sistemas que se encuentren sumergidos en el agua se les llama sistemas submarinos que a su vez se componen de:

- I. Sistemas de recolección de la producción.
 - I.1. Cabezales.
 - I.2. Árboles.
 - I.2.1. Verticales.
 - I.2.2. Horizontales.
 - I.2.3. Diferencias entre Árboles Submarinos Horizontales y Verticales.
 - I.3. Manifolds.
 - I.3.1. Manifold.
 - I.3.2. Template.
 - I.3.3. PLEM.
 - I.3.4. PLET.
 - I.4. Jumpers.
 - I.4.1. Well Jumper.
 - I.4.2. Flow line jumper.
 - II. Sistemas de control.
-



- II.1. EPU.
- II.2. HPU.
- II.3. Modulo de control submarino (MCS).
- II.4. SUTA.
- II.5. SDU.
- II.6. Flying leads.
- II.7. Umbilicales.
- III. Sistemas de distribución de la producción.
 - III.1. Pipeline.
 - III.2. Flowline.
- IV. Procesamiento submarino.
 - IV.1. Bomba multifasica.
 - IV.2. Compresión submarina.
 - IV.3. Separación submarina.



FIG II.1 Esquema representativo de los diferentes equipos submarinos Propiedad Camaron



II. Sistemas de recolección de la producción.

Los equipos que componen este sistema son los encargados de recibir y distribuir la producción que proviene del pozo. Algunos de estos equipos son diseñados para la inyección de productos químicos al pozo, los cuales ayudan a mejorar la producción.

II.1. Cabezales.

Los cabezales son equipos instalados en la parte superior del pozo, proporcionando una interfaz entre las tuberías de revestimiento y producción por un lado, y proporcionando por otro lado los árboles y estructuras de las líneas de flujo.

Los cabezales submarinos FIG. II.2 son una modificación de los convencionales, se basan en los principios de aplicación de las terminaciones submarinas. Deben ser capaces de soportar los esfuerzos que se originan durante las operaciones de la perforación, instalación del árbol, instalación de las líneas de flujo y de producción.

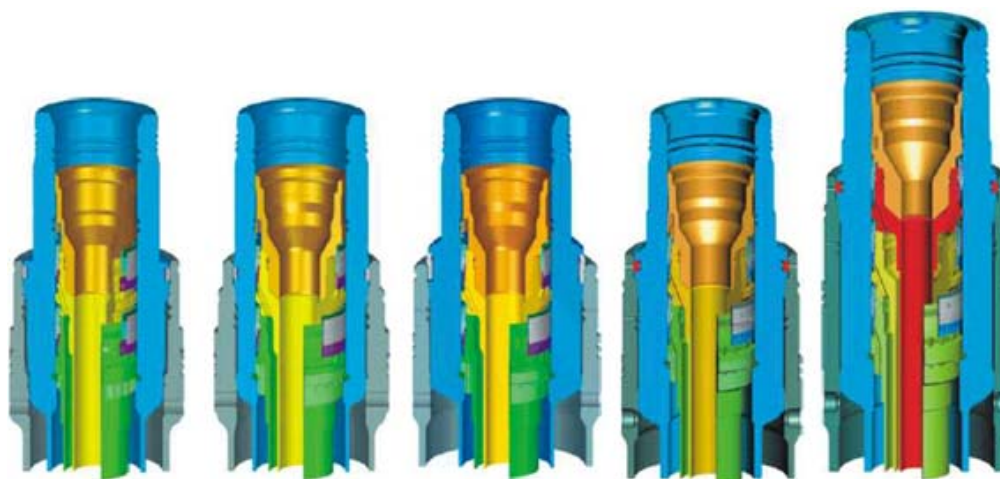


FIG. II.2 Diferentes tipos de cabezales submarinos

Propiedad VETCO



Los cabezales submarinos se instalan mediante barcos perforadores o equipos semisumergibles. Los cabezales pueden instalarse a través de equipos con o sin líneas guía. Actualmente muchas unidades flotantes de perforación se acoplan a conjuntos de preventores de 18 $\frac{3}{4}$ ", los cuales se instalan en sistemas de cabezales de 18 $\frac{3}{4}$ " y rangos de trabajo de 10,000 a 15,000 psi. El sistema típico de cabezales submarinos son los de la configuración de 18 $\frac{3}{4}$ " FIG. II.3.



*FIG. II.3 sistema típico de cabezales submarinos son los de la configuración de 18 $\frac{3}{4}$ "
Propiedad VETCO*



La selección de un sistema de cabezal se puede hacer por dos caminos. El primero supone la existencia de un cabezal submarino con todas sus interfaces. El segundo supone una libre combinación del árbol y cabezal del mismo vendedor.

II.2. Árboles de producción submarinos.



FIG. II.4 Árbol submarino de producción Propiedad CAMERON

El árbol submarino FIG. II.4. es un arreglo de válvulas ajustadas a un cabezal para controlar el pozo.

Este equipo es el que recibe la producción directamente del pozo por medio de la tubería de producción dirigiendo el fluido hacia el Manifold por medio del Wells Jumpers.

Teniendo como función principal:

- Controlar el flujo de fluidos producidos o inyectados.
- Es la interfaz entre el cabezal, Jumper y el Manifold.

Existen 2 tipos de árboles submarinos:



- Superficial: Arreglo sencillo de válvulas.
- Submarinos: Bloque sólido para las válvulas.

Los principales componentes de un árbol submarino de producción ya sean verticales u horizontales. FIG. II.5.

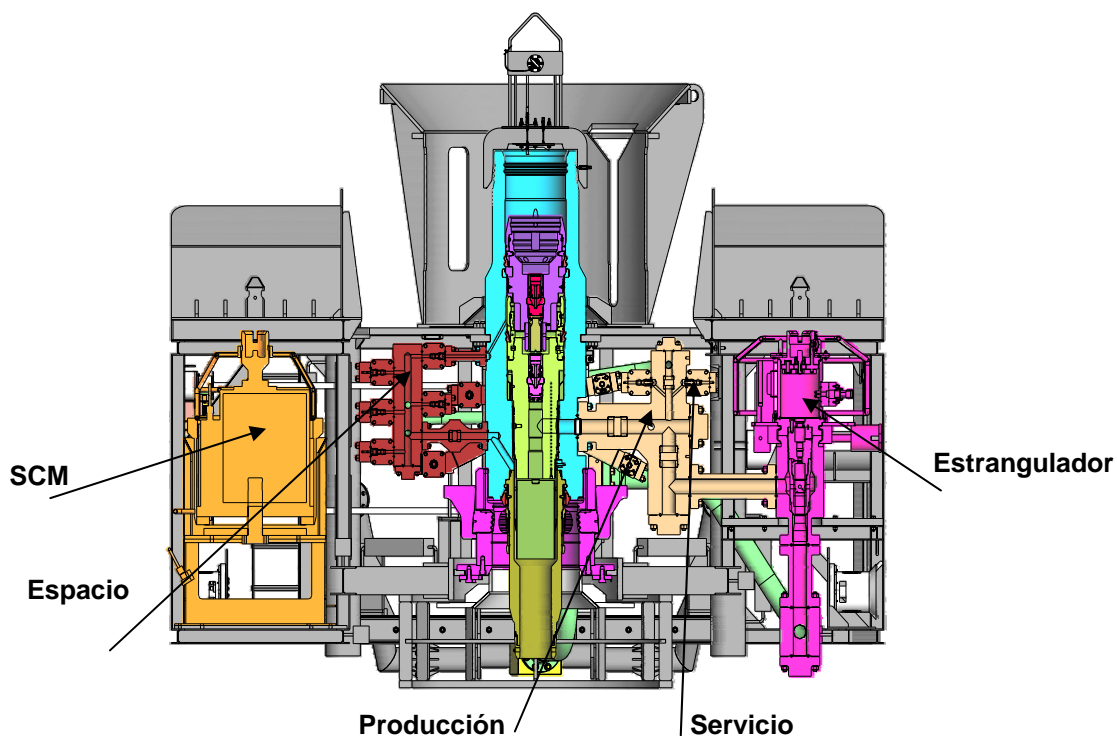


FIG. II.5 Principales componente de un árbol submarino Propiedad CAMERON

- Módulo de Control Submarino (SMC): Equipo instalado en los árboles de producción submarinos permitiendo un control de las válvulas de tormenta, de químicos, de medición, y estrangulador controlado desde la superficie. El sistema de control puede monitorear diferentes variables de proceso como son presión, temperatura, gasto, posición de las válvulas y estrangulador.
- Espacio: Espacio anular entre la tubería de producción y el diámetro del cabezal.



- Producción: Dependiendo del árbol, por este conducto se pasa la producción proveniente del pozo o lo que se le vaya a inyectar al pozo.
- Servicios: Son Fluidos inyectables como químicos o anticorrosivos así como también si el pozo tiene algún tipo de sistema artificial de producción; por este conducto pasará lo que se necesite para su aplicación.
- Estrangulador: Es una válvula fundamental ya que regula el flujo de la producción, se debe poner especial atención en esta válvula para su mantenimiento y si fuese necesario cambiarla por otra nueva.

Las principales consideraciones para el diseño de este tipo de equipos submarinos son 4 FIG. II.6.:

- El pozo: Siendo el tamaño de la tubería, presión, temperatura y terminación del pozo.
- Sistema de control: Eléctrico, pilotado, eléctrico-hidráulico, el multiplexado (definido del fabricante).
- Líneas de flujo: Diámetro de tubería, gasto, presión, tipo de conexión (definido del fabricante).
- El cabezal: Mudline, abrazaderas, Sarta de la tubería (definido por el fabricante).

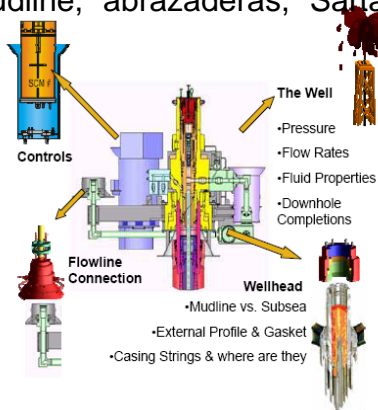


FIG. II.6 Consideraciones para el diseño de un árbol submarino Propiedad CAMERON



II.2.1. Árboles Verticales.

- Las válvulas maestras se localizan en el agujero productor vertical.
- El Tubing Hanger está en el cabezal.
- El árbol se instala después que el TH.
- Se instala una tapa externa.
- Los sellos del TH están aislados de los fluidos del pozo.



FIG. II.7 Árbol submarino Vertical Propiedad CAMERON

II.2.2. Arboles Horizontales.

- No hay válvulas en el agujero productor vertical.
- El Tubing Hanger se orienta desde el árbol.
- El árbol se instala antes que el TH.



- Se instalan tapas internas.
- Los sellos del TH están expuestos a los fluidos del pozo.



FIG. II.8 Árbol submarino horizontal Propiedad CAMERON

II.2.3. Diferencias entre Árboles Submarinos Horizontales y Verticales.

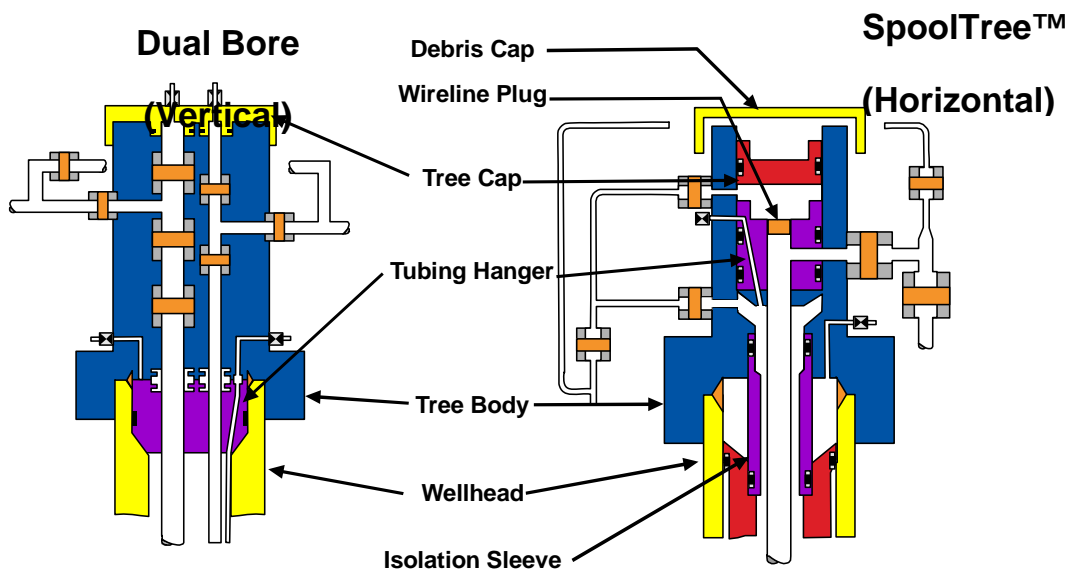


FIG. II.9 Esquema de las diferencias de cabezales verticales y horizontales

CAMERON



- ▶ Las válvulas se localizan dentro del agujero productor.
 - ▶ El colgador de la tubería de producción está en el cabezal.
 - ▶ El árbol se instala después del colgador de la tubería.
 - ▶ La válvula maestra se localiza en el agujero productor vertical.
 - ▶ Se instala una tapa externa.
 - ▶ Los sellos del colgador de la tubería están aislados de los fluidos del pozo.
- ▶ Las válvulas se localizan fuera del agujero productor.
 - ▶ El colgador de la tubería de producción está afuera del cabezal.
 - ▶ El árbol se instala antes del colgador de la tubería.
 - ▶ Se instalan tapas internas.
 - ▶ La válvula maestra se localiza afuera del agujero productor vertical.

II.3. Los sellos del colgador de la tubería están expuestos a los fluidos producidos

II.4. Manifolds.

II.4.1. Manifold.

El Manifold FIG. II.10 es un arreglo de tuberías, cabezales y válvulas que se usan para recibir y distribuir los fluidos provenientes de tres o cuatro pozos del yacimiento a la superficie, siendo este uno de los sistemas más flexibles.

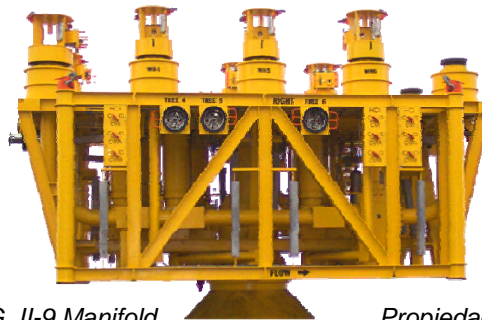


FIG. II-9 Manifold

Propiedad Cameron



Una vez que los fluidos producidos (de varios pozos) llegan al manifold FIG. II.11, estos se mezclan en tuberías especialmente diseñadas dentro del marco estructural.

Este flujo es conducido por los cabezales de alta o baja presión y las válvulas direccionan el flujo hacia los cabezales seleccionados para poderlos separar.

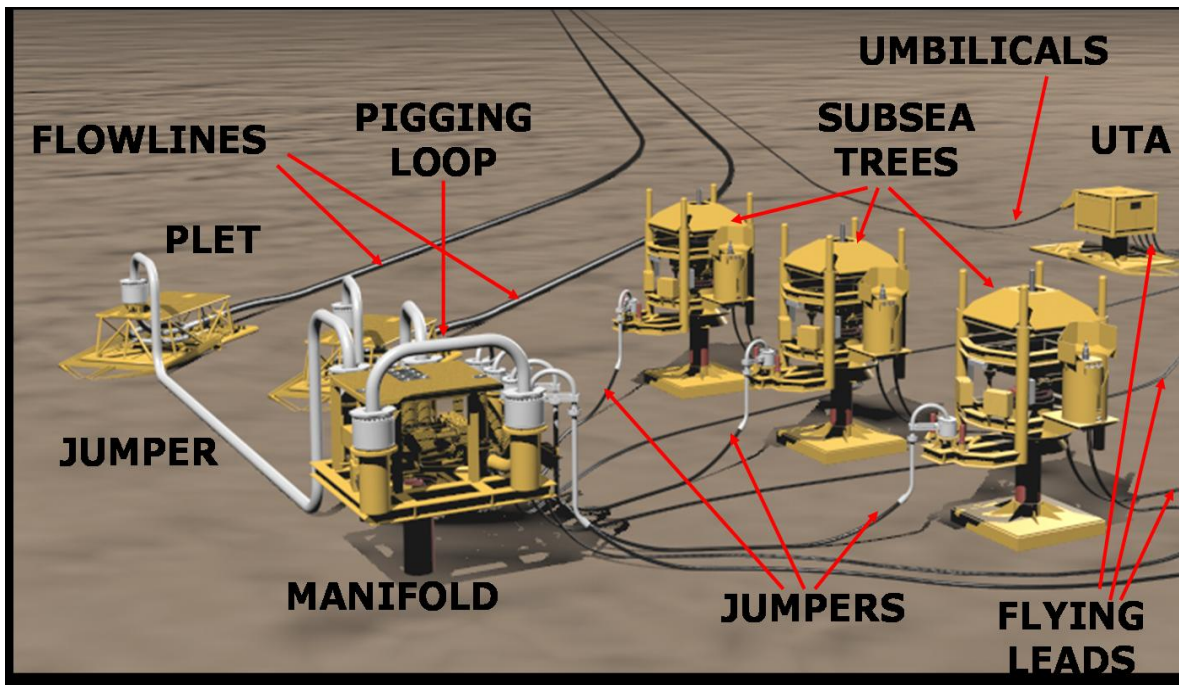


FIG. II.11 Esquema de la posición de un manifold Propiedad CAMERON

Otra de las aplicaciones de los Manifolds es aislar pozos dentro de un mismo DrillCenter con propósitos de operación como son:

- Al decidir expandir el campo, el Manifold puede aislar los pozos existentes mientras se perforan los pozos nuevos. FIG. II.12
- Cuando se necesita hacer una reparación a un pozo existente, el Manifold se utiliza para Aislar el pozo de otros del mismo DrillCenter.

Otra de las funciones es en el manejo, medición, pruebas y distribución de la producción:



El operador puede medir el volumen del flujo de pozos individuales en forma separada utilizando válvulas que desvían el flujo a través de medidores seleccionados.

➡ También se utiliza un Manifold para hacer pruebas de flujo con tres principales técnicas.

1. Equipando al Manifold con un cabezal de pruebas separado que contenga un medidor de flujo.
2. Colocar un cabezal de prueba separado en el manifold conectado a una línea de flujo exclusiva de regreso al centro de proceso.
3. Suministrar un medidor de flujo a cada pozo.

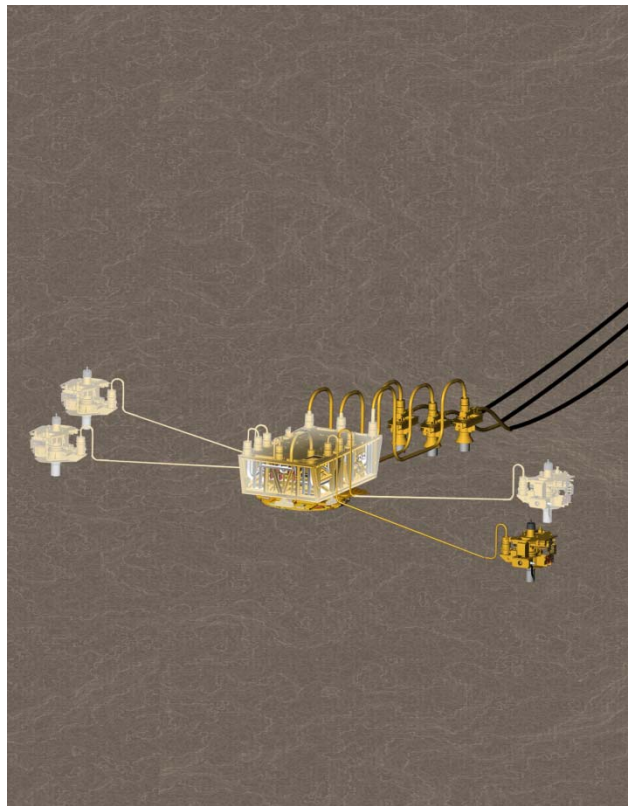


FIG. II.12 Manifold productor Aislado Propiedad CAMERON



Los Manifolds reciben fluidos inyectables al pozo.

La acción de de inyectar fluidos (agua o gas) dentro del yacimiento para mantener la presión y lograr que los fluidos producidos fluyan con el volumen deseado. FIG. II.13

Los fluidos inyectados fluyen de la plataforma al centro del proceso, pasando a través de las líneas de flujo hacia el manifold, de ahí a los árboles, y finalmente al yacimiento.

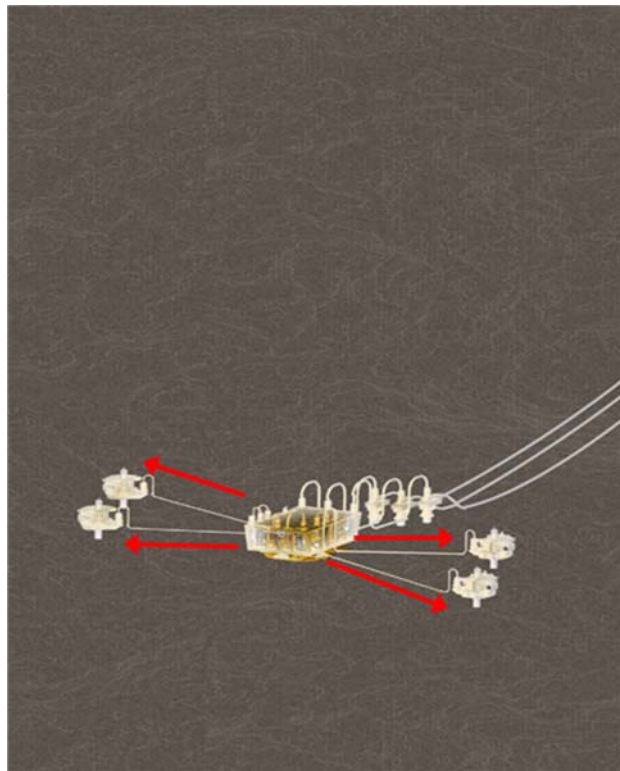


FIG. II.13 Manifold inyector Propiedad CAMERON

Los principales componentes del Manifold son FIG. II.14:

- ◆ Cimentación.
- ◆ Marco estructural.



- Hubs.
- Conectores.
- Arreglo de tuberías.
- Válvulas y actuadores.
- Instrumentación.
- Estranguladores.
- Pigging loop (lanzador de Diablos).
- Aislamientos.

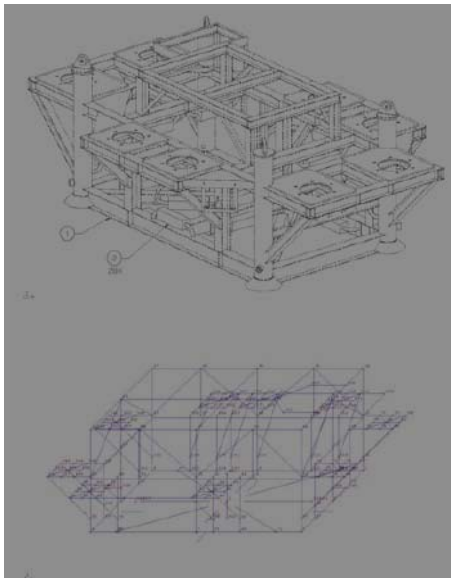
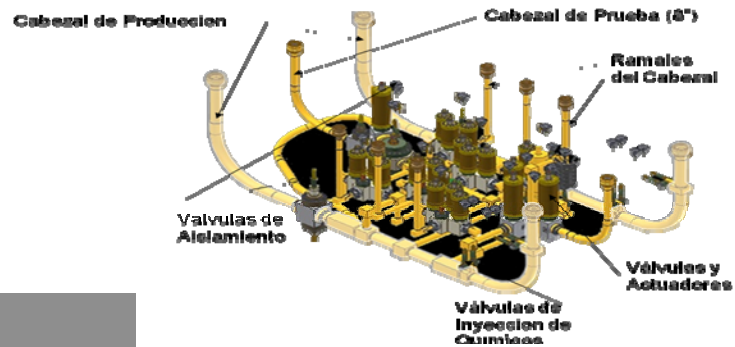


FIG. II.14 Esquema de los principales componentes de un manifold

Propiedad CAMERON



Consideraciones de Diseño del Manifold.

El diseño de estos de equipos se basa en la norma API 17 A siguiendo algunas consideraciones que afectan de manera fundamental el desempeño de este equipo. Tales consideraciones se mencionan a continuación:

- Barreras: Dependiendo de la utilidad del Manifold se utilizan diferentes tipos de barreras; barreras dobles (para producción e inyección de gas) y barrera sencilla (inyección de agua).
- Materiales: Aquí hay que poner especial atención en las tuberías, ya que deben ser compatibles con los fluidos a producir.
- Aseguramiento de Flujo: Aislado algunos componentes del manifold, el aseguramiento de flujo se toma como una consideración importante.
- Yacimiento: La forma del Yacimiento y densidad de los pozos pueden determinar el uso o no uso del Manifold y el número de Slots de este.
- Infraestructura: La existencia de alguna estructura cercana puede determinar el arreglo de los equipos o el número de manifolds.

II.4.2. Template.

El Manifold en plantilla o template FIG. II.15 es una estructura que permite perforar a través de ella, y está diseñada para alojar múltiples árboles submarinos en proximidad.

Usualmente su uso depende de ciertas características del yacimiento.

En los campos, donde los pozos tienen poco espacio para ser perforados, el template es la opción más viable para ponerlo a producir por que alberga una gran cantidad de pozos en poco espacio.

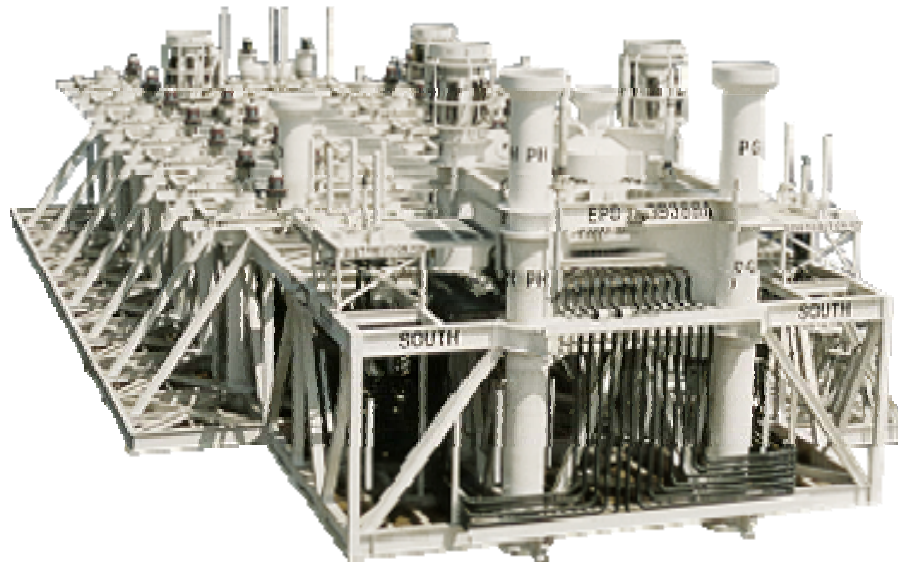


FIG. II.15 template manifold Propiedad CAMERON

II.4.3. PLEM.

El PLEM (PipeLine End Manifold) FIG. II.16 es una versión reducida del cluster manifold, tiene un diseño sencillo que consiste en válvulas, tuberías y conectores en un patín.

Este dirige el flujo de uno o dos árboles submarinos hacia el centro de proceso. Se conecta directamente a la línea submarina por lo que no se requiere el uso de PLET's

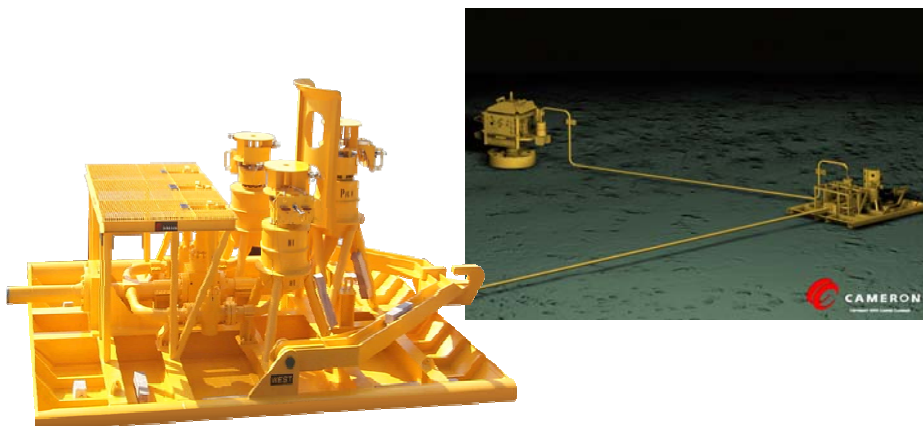
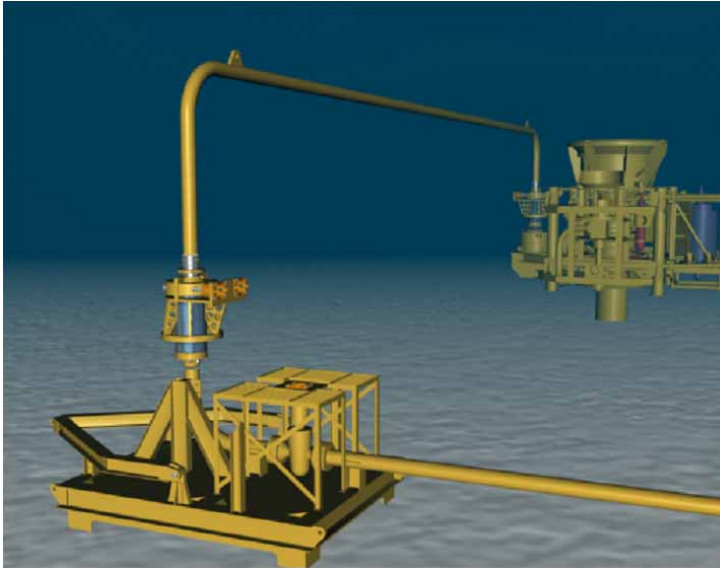


FIG. II.16 PLEM Propiedad CAMERON



II.4.4. PLET.

El PLET (PipeLine End Termination) FIG. II.17 y FIG. II.18 es una estructura que sirve como interfaz y punto de conexión entre las líneas de producción de arboles o manifolds y el sistema principal de proceso.



Propiedad FMC



FIG. II.17 y II.18 Esquema y fotografía de un PLET Propiedad CAMERON

II.5. Jumper

Es una sección prefabricada de tubería rígida especialmente configurada, o bien es una longitud de tubería flexible que permite hacer la conexión entre dos diferentes elementos submarinos FIG. II.19, tales como árboles submarinos,



manifolds, PLET's (Pipe Line End Terminations) y PLEM's (Pipe Line End Manifolds).

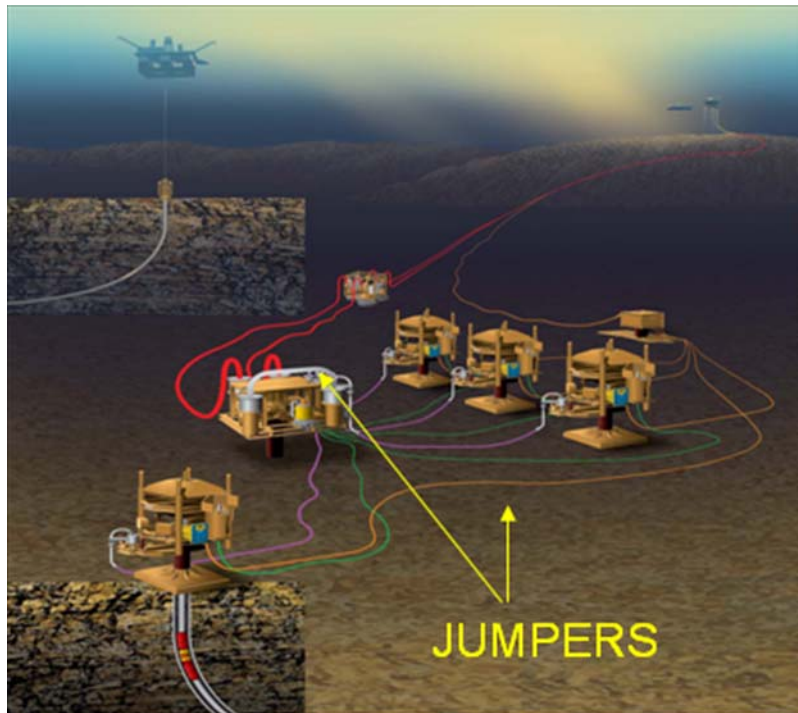


FIG. II.19 Ubicación JUMPERS Propiedad CAMERON

Las principales funciones de un Jumper son:

- Interconexión de equipos submarinos.
- Absorbe la expansión, contracción y desalineación.
- Instalación de medidores de flujo y arena.

Existen 2 tipos de Jumpers FIG. II.20.

- Flexible.
- Rígidos.



FIG. II.20 Diferentes tipos de JUMPERS Propiedad CAMERON

Criterios de Diseño

- Dimensión de las tuberías.
- Aislamientos y material a emplear.
- Diámetro interior.
- Características del fluido.
- Gasto de producción.



Clasificación del Jumper por su lugar de instalación.

II.5.1. Well Jumper.

Son aquellos que conectan al árbol de producción con el manifold o PLEM.

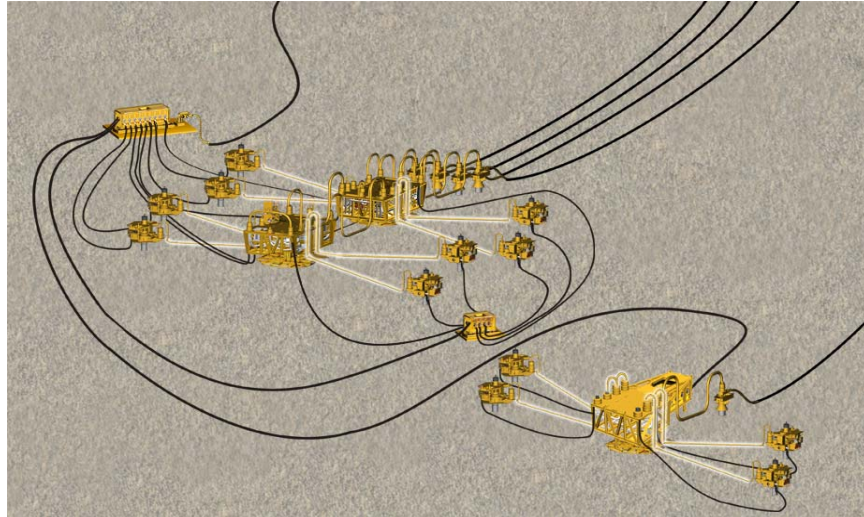


FIG. II.21 Esquema Well Jumper Propiedad CAMERON

II.5.2. Flowline Jumper.

Son aquellos que conectan a los manifold entre sí para direccionar la producción o se conectan a un PLET.

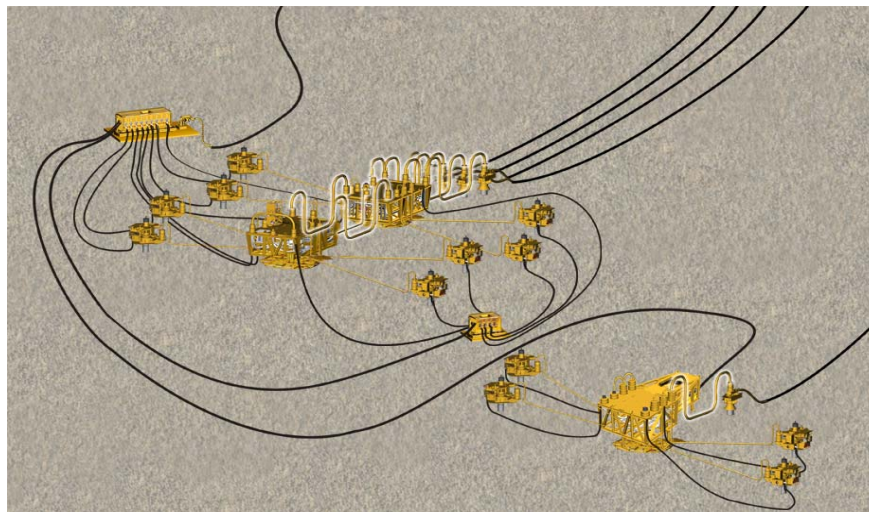


FIG. II.22 Esquema Flowline Jumper Propiedad CAMERON



III. Sistemas de control.

La función de un sistema de control submarino es monitorear y manejar las diferentes operaciones de los componentes del sistema. Estos componentes son operados hidráulica o eléctricamente a través de una señal enviada desde la superficie hasta el equipo a controlar.

La localización de los dispositivos de control en el templete submarino es extremadamente importante. Realizando consideraciones cuidadosas pueden resultar en una disminución de longitud de tubería y cables, así como del número de conexiones para realizar la unión y recuperación del equipo.

Los sistemas de control de pozos submarinos se consideran la parte más crítica de una instalación submarina. Los costos representan entre el 3% y 10% del total de un sistema de explotación. La ubicación de los dispositivos de control en el sistema submarino es muy importante. Las aplicaciones para los sistemas de control submarinos pueden estar en cabezales, conjuntos de preventores, múltiples válvulas, árboles, actuadores submarinos, etc. Además, facilita la operación desde la superficie de válvulas, estranguladores y equipos para terminaciones, templetos, múltiples de flujo y líneas de flujo submarinas, así como en la recuperación de información.

Calificación de los Sistemas de control.

- ➡ Hidráulico Directo. FIG. II.22
- ➡ Hidráulico con Válvulas Piloto. FIG. II.23
- ➡ Hidráulico Secuencial.
- ➡ Electrohidráulico.
- ➡ Electrohidráulico Multiplexado. FIG. II.24



Control Hidráulico Directo.

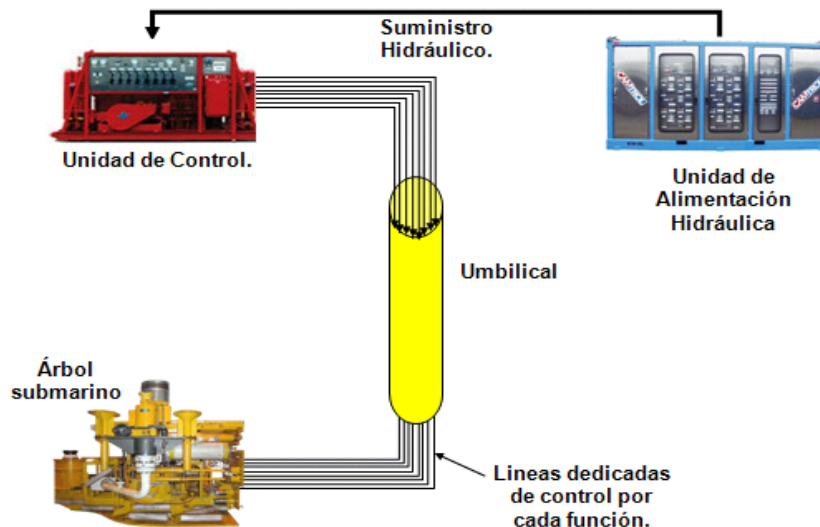


FIG II.22 Control Hidráulico Directo

Propiedad CAMERON

Control Hidráulico Pilotado.

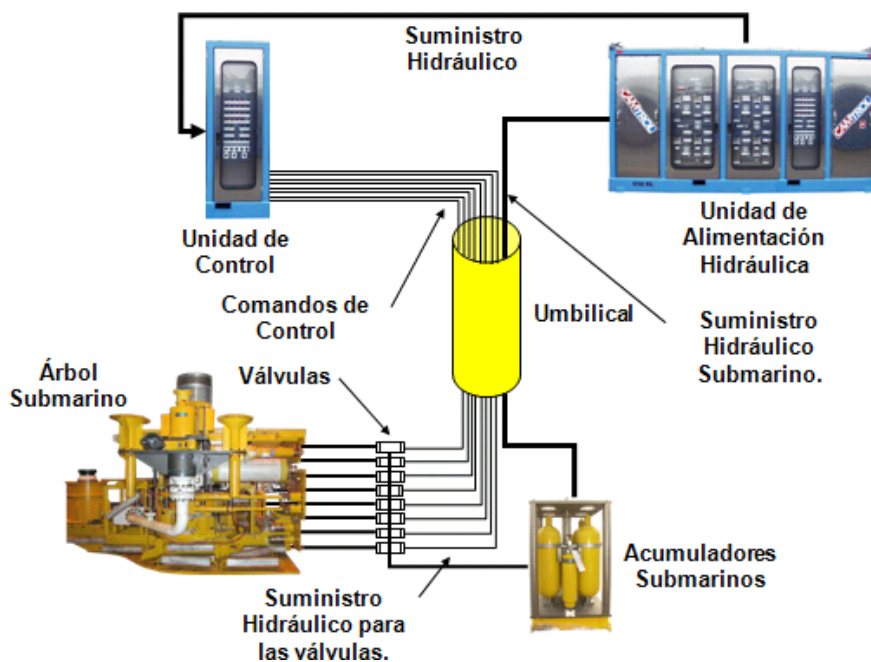


FIG II.23 Control Hidráulico Pilotado

Propiedad CAMERON

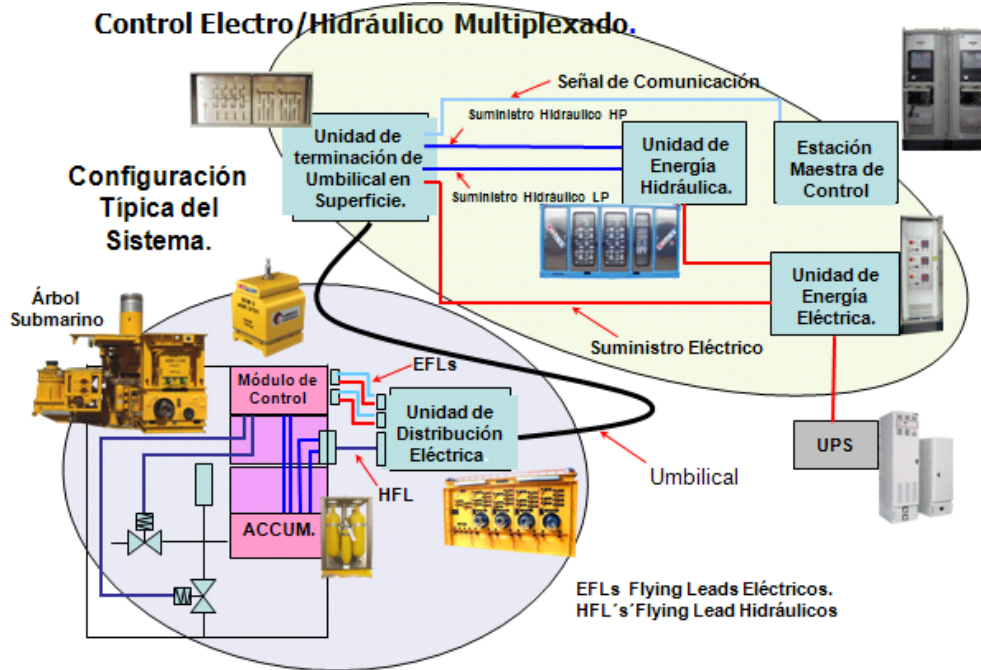


FIG II.24 Control Hidráulico Multiplexado

Propiedad CAMERON

Tiempo de respuesta de los diferentes sistemas. FIG. II.25

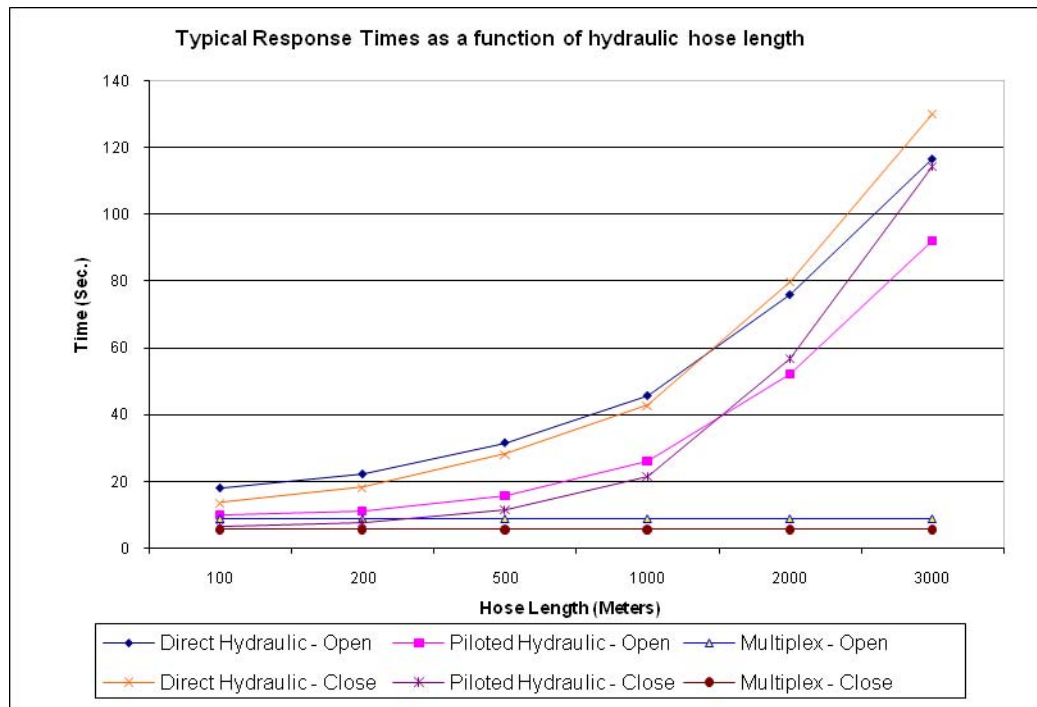


FIG II.25 tiempo de respuesta de los diferentes sistemas propiedad CAMERON



III.1. **EPU (Electrical Potential Unit).**

Unidad de potencia eléctrica. FIG. II.26

Es la encargada de suministrar la potencia eléctrica para operar los equipos submarinos; recibe energía a través de un UPS.

Los módulos están diseñados para un modelo de cerrados con cada módulo de suministro de dispositivos de vigilancia y protección de los equipos.

La ubicación de este equipo no está en zona de peligro que es típico de una sala de equipos locales como un centro de control de motores.

La energía suministrada al sistema submarino es normalmente de alto voltaje, para controlar las pérdidas y para mejorar la eficiencia. Cuando la unidad recibe energía, esta entra a la unidad de potencia eléctrica y es transformada.

Dentro del sistema submarino, la turbo maquinaria empleada, requiere de altos voltajes o alta energía hidráulica mientras que el sistema de control necesita solo baja energía. Además, la unidad de potencia eléctrica contiene transformadores y motores eléctricos, los cuales suministran corriente directa o la convierten en energía hidráulica.



FIG. II.26 Unidad de Potencia Eléctrica Propiedad CAMERON



III.2. HPU (Hydraulic Potential Unit).

Unidad de potencia hidráulica FIG. II.27

La unidad de potencia hidráulica es la encargada de suministrar fluido hidráulico a alta presión para los componentes del sistema, esto es, para las válvulas, actuadores, arietes, etc. La unidad de potencia requiere de agua, aire comprimido y energía eléctrica para operar. Generalmente cuenta con dos tanques de diferente tamaño y un sistema de bombas. El tanque de mayor tamaño contiene fluido hidráulico, formado por una mezcla de agua, lubricantes para agua y glicol de etileno. El tanque de menor tamaño contiene fluidos lubricantes usados durante la mezcla del fluido hidráulico.

Las bombas toman el fluido de los tanques para almacenarlo a alta presión en los acumuladores y posteriormente usarlo en el sistema de control.



FIG. II.27 Unidad de Potencia hidráulica Propiedad CAMERON



III.3. SCM (Subsea Control Module).

Sistema de control submarino FIG. II.28

El modulo de control submarino es encargado de activar las válvulas y actuadores de los equipos submarinos así como también es el encargado de monitorear al equipo submarino en su adecuado funcionamiento.

Los módulos contienen a las válvulas y las partes eléctricas y electrónicas requeridas para dirigir el fluido hidráulico hacia varios impulsores de válvulas y estranguladores.

Cuando una señal se envía a través de la línea de comunicación desde el control superficial, el módulo de control submarino automáticamente se enciende. Si la señal es direccionada a otro módulo o si la señal es removida, el módulo se apaga. En algunos sistemas, se requiere una segunda señal para verificar que el comando correcto ha sido enviado antes de que la función se ejecute; es decir, la función se comprueba antes de ejecutarse.

Si se recibe una señal correcta, se analiza y se ejecuta. La unidad superficial será programada para que automáticamente lea la presión adecuada en el árbol o el múltiple de válvulas.



FIG. II.28 Sistema de control submarino Propiedad CAMERON



III.4. SUTA (Subsea Umbilical Termination Assembly).

Ensemble terminal del umbilical submarino FIG. II.29

Es el equipo responsable en proporcionar la interfaz para la distribución submarina, eléctrica e hidráulica así como las comunicaciones entre los diferentes equipos. Es donde llega la señal del umbilical para dirigirse a cada uno de los equipos deseados.



FIG. II.29 Esquema SUTA Propiedad CAMERON

III.5. SDU (Subsea Distribution Unit).

Unidad de distribución submarina FIG. II.30

El equipo se encarga de distribuir los fluidos hidráulicos, los productos químicos, la energía eléctrica así como también la comunicación entre la SUTA y los componentes del sistema.



FIG. II.30 Esquema SDU Propiedad CAMERON



III.6. *Flying Leads.*

Líneas flotadas

Al igual que los umbilicales son el medio principal los Flying Leads son un medio de comunicación entre los equipos submarinos y las instalaciones superficiales. Sus demás funciones son FIG. II.31 :

- Conectar al SUTA (Subsea Umbilical Termination Assembly) con el SCM (Subsea Control Module) de los pozos o manifold. FIG. II.32
- Conecta a los umbilicales con el SUTA.
- Lleva la energía eléctrica para el monitoreo a tiempo real.

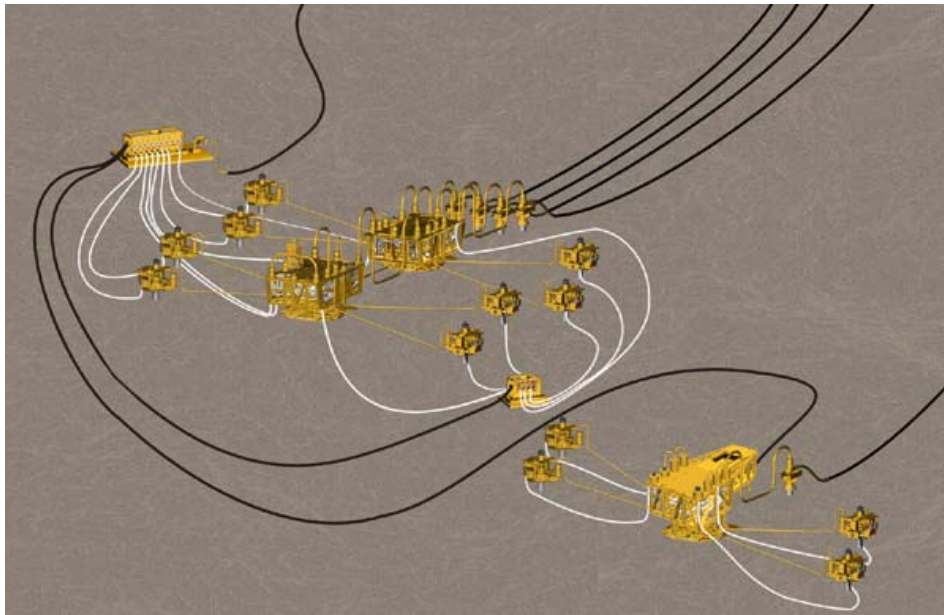


FIG. II.31 Ubicación de flying leads Propiedad CAMERON

Cada uno de los Flying Leads son fabricados para las necesidades de comunicación de cada campo.

Son manufacturados de tubos de acero inoxidable Superduplex o de tubos termoplásticos



FIG. II.32 Conexión flying Leads Propiedad CAMERON

III.7. Umbilicales.

Este equipo submarino es aquel que transmite fluidos de control, productos químicos, energía y señales en la parte del lecho marino de los equipos submarinos. FIG. II.33

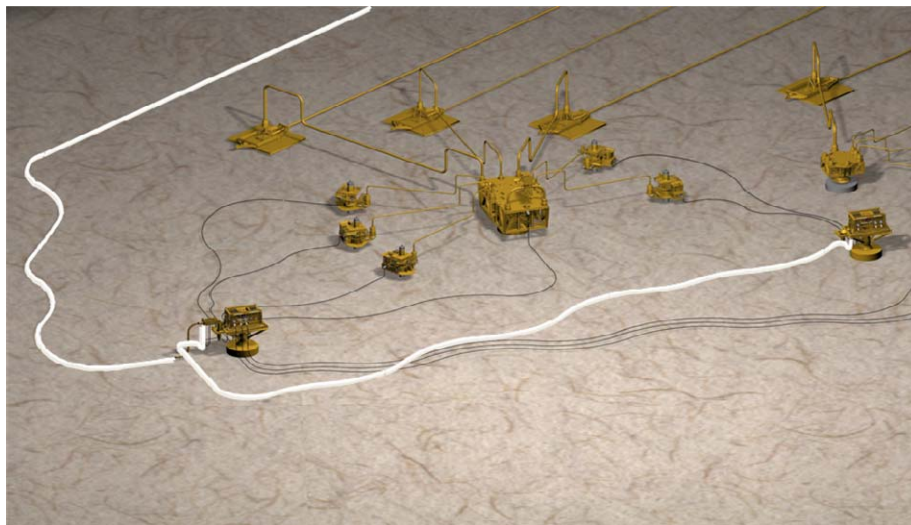


FIG. II.33 Ubicación Umbilicales Propiedad CAMERON



Existen dos clasificaciones de umbilicales FIG. II.34:

- Estáticos: Conexión entre una plataforma fija y un árbol submarino. El umbilical es soportado junto a la plataforma con una estructura hasta depositarlo en el lecho marino.
- Dinámicos: Cuelgan de una plataforma flotante como un SPAR, TLP, SEMI o de un barco FPSO.

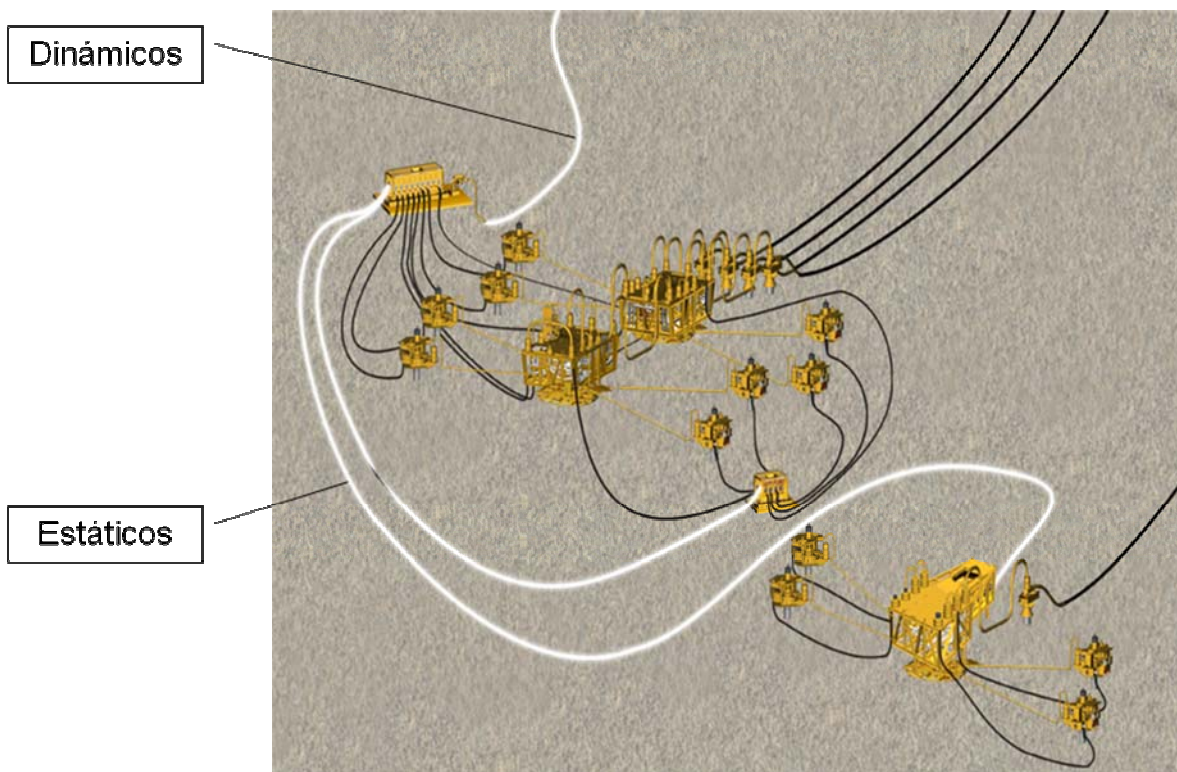


FIG. II.34 Diferentes tipos umbilicales Propiedad CAMERON

Principales Funciones de los umbilicales:

- Suministro de ENERGIA HIDRAULICA y ELECTRICA así como de SEÑALES DE COMUNICACION desde la plataforma, FPSO, TLP, SPAR, hasta los sistemas de control submarinos ubicados en ÁRBOLES o MANIFOLDS.



- Transporte de PRODUCTOS QUIMICOS tales como inhibidores de corrosión, de ceras, etc. para su inyección en los árboles y/o pozos submarinos.
- Transporte de METANOL para el mejoramiento de flujo.
- Transporte de GAS para el sistema de recuperación secundaria de aceite.

Consideraciones del Diseño:

- Selección del sistema Submarino: Al determinarse el sistema submarino a controlar y las necesidades de este se hace un pre-diseño del umbilical y el costo. FIG. II.35
- Estudio y análisis del escenario: Hacer un programa de manufactura en costos y se confirma el diseño del umbilical.
- Ejecución del proyecto: El diseño es aprobado, se selecciona la manufactura y el proveedor de servicios, carga, transporte, instalaciones y puesta en operación.



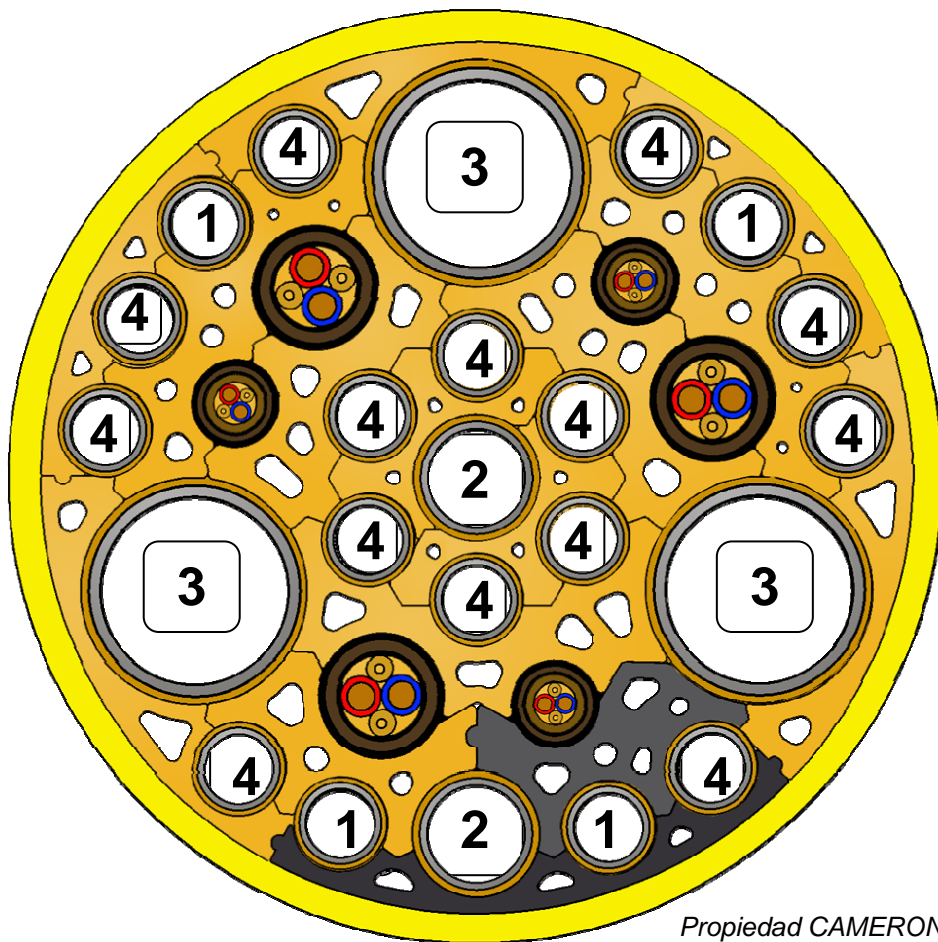
FIG. II.35 Pre-diseño de los umbilicales

Propiedad CAMERON



Principales componente de un Umbilical FIG. II.36:

1. Dos líneas Hp y Lp para la redundancia.
2. Una línea de repuesto y una línea de servicio anular.
3. Líneas de inyección de Metanol.
4. Inyectores de para la inhibición de corrosión y Ceras.
5. 3 cables de alimentación de energía A, B, y una de repuesto.
6. 3 cables de comunicaciones para A, B, y una de repuesto.



Propiedad CAMERON

FIG. II.36 componentes de un Umbilical



IV. Sistema de distribución de la producción.

Este sistema es el encargado de llevar la producción del lecho marino a las instalaciones correspondientes, sistemas flotantes o infraestructura en tierra.

IV.1. Pipeline.

Es un sistema de tuberías conectado en grandes longitudes (por lo general enterrados o sentados en el fondo marino) que se utiliza para el transporte del petróleo o gas y productos derivados del mismo. FIG. II.37

Su función principal es la transportación de aceite y gas a las instalaciones convenientes para la transferencia de custodia.

El diseño de estos equipos debe tomar en consideración la batimetría del lecho marino, crestas y taludes continentales, la inestabilidad del lecho marino, posible actividad sísmica, la presión interna y externa y las condiciones de corrosión de medio ambiente.

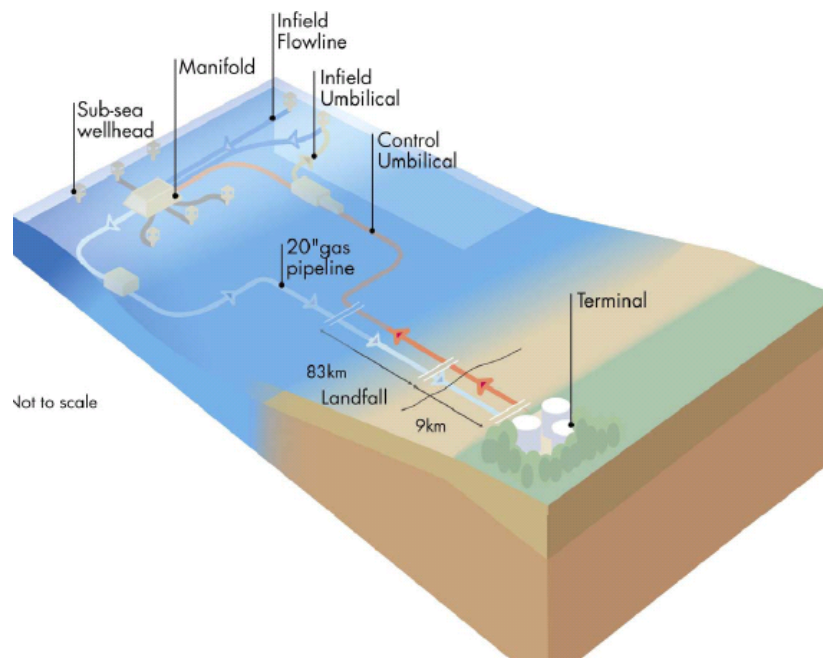


FIG. II 37 Ruta pipeline campo Corrio Propiedad Corrio gas natural



IV.2. Flowline.

Es una tubería superficial por donde se conducen fluidos provenientes del pozo al equipo de procesamiento como son los tanques de almacenamiento o separadores. Destacando que no son diseñadas para transferencia de custodia. FIG. II.38

Las Flowline son instrumentadas para conocer las características del fluido presión, temperatura y gasto.

Los criterios de diseño son: características del fluido producido, condiciones de presión y temperatura, diámetro interno y mínimo radio de curvatura en la tubería.

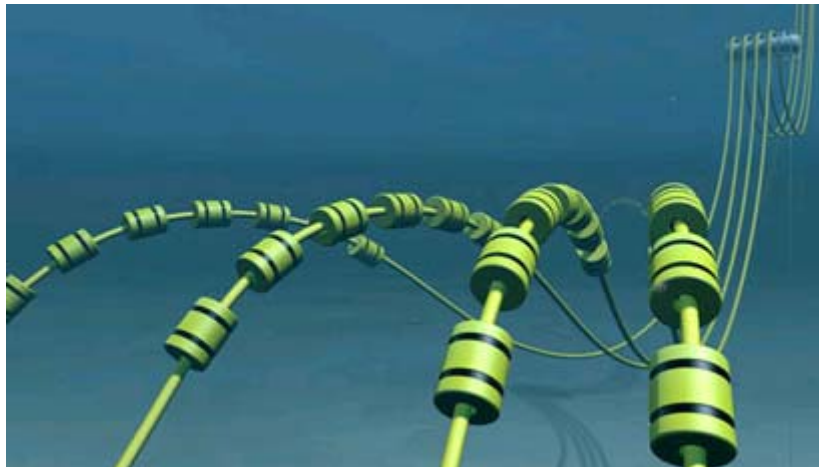


FIG. II.38 dibujo Flowline Propiedad NTK Flexibles

V. Procesamiento Submarino.

Se define como cualquier actividad de separación o reforzamiento de la energía en los fluidos producidos debajo o en el lecho marino. Esta tecnología es un nuevo concepto utilizado en aguas profundas cuando la energía propia del yacimiento no es suficiente para llevar los fluidos al lugar de procesamiento.



V.1.Bomba multifásica.

Equipo dinámico que incrementa la presión de fluidos no-estabilizados, puede manejar fracciones de gas cercanas al 100%, requiere un mínimo de mantenimiento, su accionamiento es por medio de motor eléctrico. FIG. II.39

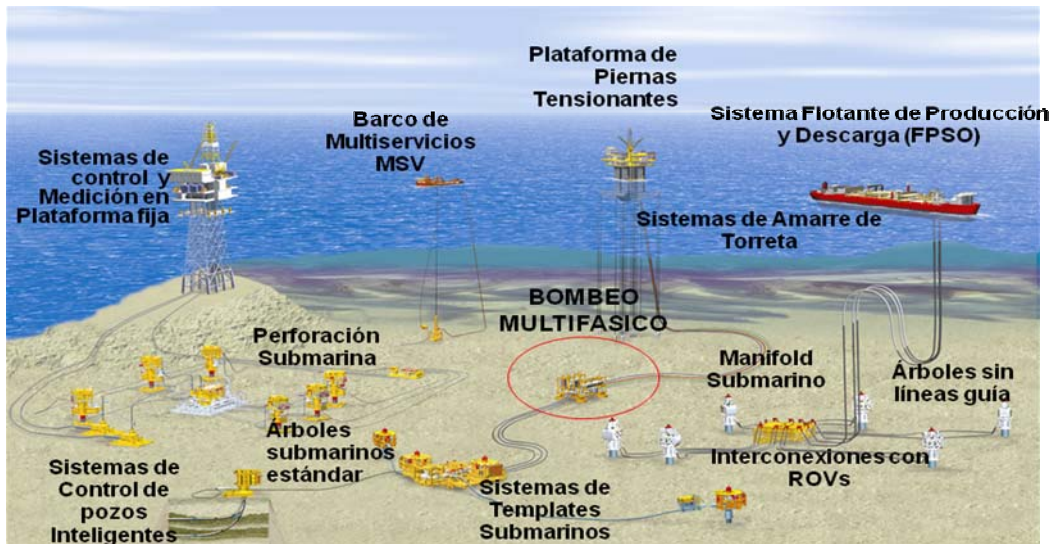


FIG. II.39 Ubicación de la bomba multifásica Propiedad CAMERON

Su función principal es reforzar la producción incrementando la presión de los fluidos producidos a instalaciones existentes cuando la presión natural del yacimiento no es suficiente. FIG. II.40

Criterios de diseño:

- Condiciones de Aceite, agua y gas (viscosidad, gravedad específica y densidad).
- Gasto de aceite, agua y gas.
- Contenido de arena.
- Presiones: Requerida, diferencial del yacimiento.
- Condiciones ambientales.



- ◆ Limitaciones del área para instalar el equipo.
- ◆ Servicios auxiliares inherentes ala bomba (energía eléctrica, frecuencia, número de fases, Aceite hidráulico).



FIG. II.40 Bomba multifasica Propiedad FMC

V.2.Compresores Submarinos.

Equipo dinámico utilizado para incrementar la presión del gas no-estabilizado, el cual puede manejar fracciones de líquido cercanas al 0.5 % en volumen, requiere un mínimo de mantenimiento, su accionamiento es por medio de motor eléctrico.

FIG. II.41



FIG. II.41 Ubicación del compresor submarino Propiedad CAMERON

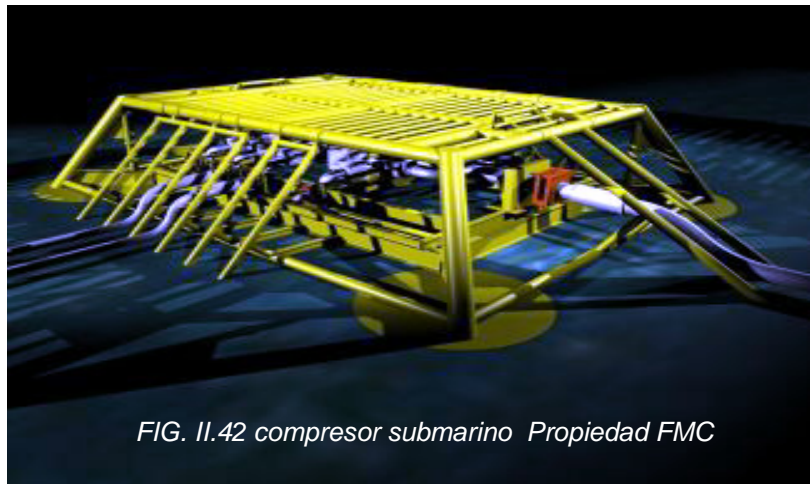
La compresión submarina se realiza por medio de un compresor centrífugo seco o un compresor mojado para mejorar la producción por medio de la presión y llevar los fluidos a instalaciones ya existentes cuando la presión natural del yacimiento es insuficiente. FIG. II.42

Criterios de diseño:

- Condiciones de aceite, agua y gas (viscosidad, gravedad específica y densidad).
- RGA.
- Gasto de aceite, agua y gas.
- Contenido de arena.
- Presiones: Requerida, diferencial del yacimiento.



- Condiciones ambientales.
- Limitaciones del área para instalar el equipo.
- Servicios auxiliares inherentes a la bomba (energía eléctrica, frecuencia, número de fases, aceite hidráulico).



V.3. Separación Submarina.

Uso de un equipo estático diseñado para operar por debajo del nivel medio del mar usado para separar los fluidos no-estabilizados provenientes directamente del pozo, requiere un mínimo de mantenimiento para operación. FIG. II.43



FIG. II.43 Ubicación del separador submarino Propiedad CAMERON



Uso de un equipo estático diseñado para operar por debajo del nivel medio del mar usado para separar los fluidos no-estabilizados provenientes directamente del pozo, requiere un mínimo de mantenimiento para operación. FIG. II.44

Para un sistema submarino de producción se puede dividir en tres tipos de separación:

- Separación Gas-Líquido.
- Separación Líquido-Líquido.
- Sistemas para remover Arena.

Funciones de la separación submarina.

- Permite el uso de bombas monofásicas.
- Separa cerca del pozo cuando los fluidos tienen altas presiones produciendo menos emulsiones y aumentando la estabilidad del crudo.
- Con alta temperatura y baja viscosidad hace más eficiente el proceso de separación de agua y aceite.



FIG. II.44 Separador submarino Propiedad

FMC



Referencias Capítulo II

1. <http://www.nktflexibles.com/NR/rdonlyres/B33F5811-B2FC-4D66-B32A-21531BAA8323/0/BoyancyModules.jpg>
2. Curso “Deepwater Development Subsea Systems Training” Cameron 2007 modulo 1
3. Curso “Deepwater Development Subsea Systems Training” Cameron 2007 modulo 2
4. Curso “Deepwater Development Subsea Systems Training” Cameron 2007 modulo 3
5. Curso “Deepwater Development Subsea Systems Training” Cameron 2007 modulo 4
6. Curso “Deepwater Development Subsea Systems Training” Cameron 2007 modulo 6
7. Curso “Deepwater Development Subsea Systems Training” Cameron 2007 modulo 8
8. Curso “Deepwater Development Subsea Systems Training” Cameron 2007 modulo 9
9. Transferencia tecnológica IMP 2008 Proyecto D.00384



III. **Sistemas flotantes de producción.**

Los sistemas flotantes de producción son un factor importante para la selección de la arquitectura submarina, con estos equipos se puede perforar y producir en diferentes condiciones dependiendo del campo. Por lo regular estas plataformas tienen un costo de renta por día, siendo uno de los principales gastos en el capital.

Los equipos flotantes de producción se clasifican de acuerdo a la configuración de la subestructura y su sistema de anclaje. FIG III.1

III.1. Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP's).

III.2. Plataformas Semisumergibles.

III.3. Plataforma Spar.

III.4. FPSO (Floating Production, Storage & offloading System).

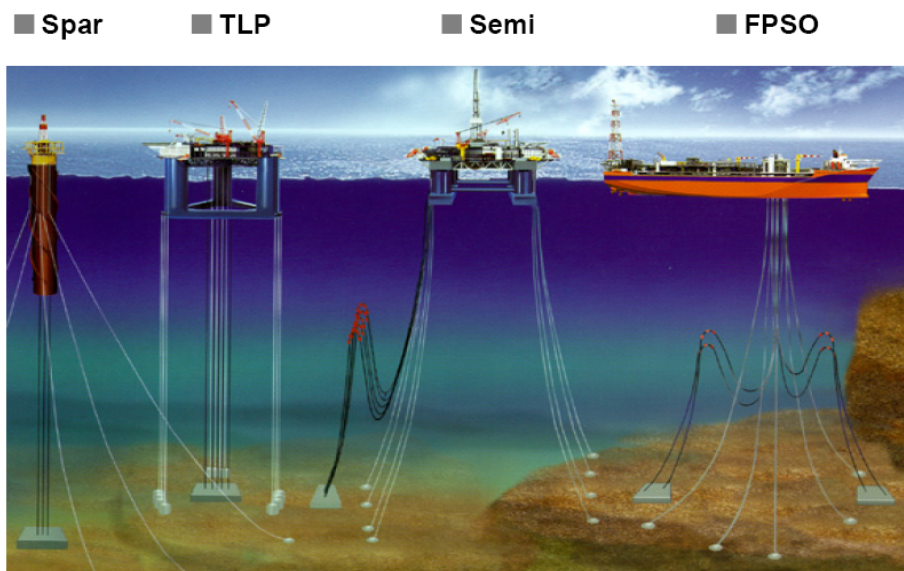


FIG III.1 Esquema de los diferentes sistemas flotantes de producción Propiedad Technip

Cada uno de estos tiene alcances y limitaciones en diversas condiciones, por ello se necesita un buen análisis para saber cual es el equipo a utilizar, evitando que



esté sobre diseñado y por ende con un mayor costo o que las condiciones sobrepasen las capacidades del equipo.

Las condiciones de fabricación e instalación en los sitios de trabajo deben estar planeadas de manera magistral para no tener problemas de logística y equipos detenidos que aumenten de manera considerables los costos, la cantidad de estos equipos varia de una manera dramática de uno a otro por lo complicado de su fabricación. FIG III.2

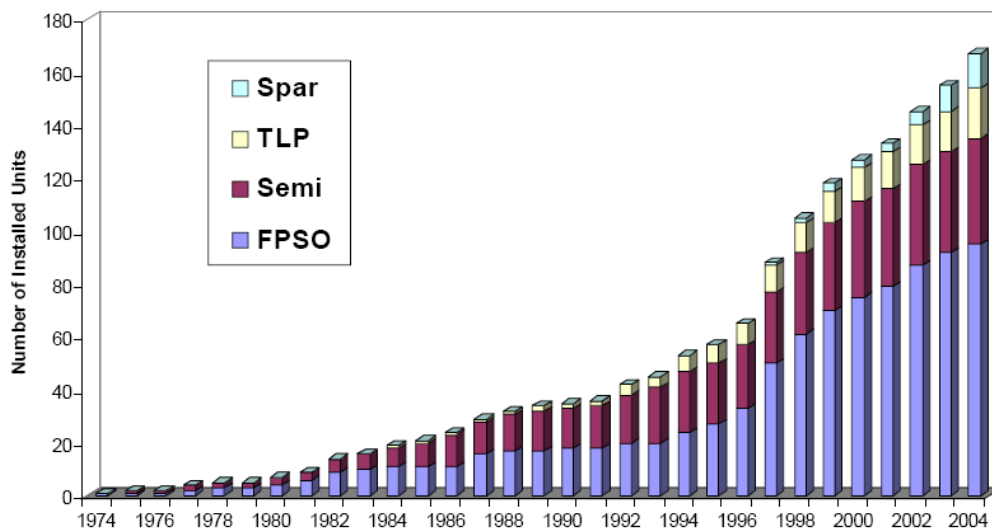


FIG III.2 Esquema de los diferentes equipos instalados hasta 2004 Propiedad Technip

III.1 Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP's).

Una plataforma de piernas tensionadas TLP o plataforma de piernas tensionadas extendida ETLP, es una estructura flotante amarrada verticalmente. Por lo general se utiliza para la producción de aceite y gas. Tienen hoy en día un record de producción de 1425 m en 2005.

La plataforma permanece sujeta por medio de tensores que se agrupan en cada una las esquinas de la estructura. A un grupo de amarres se denomina piernas. El punto de unión de cada columna con la cámara flotante permanece sujeto al fondo marino mediante un conjunto de tensores verticales ya sea de tubo o cable de



acero que se conectan a una platilla de pilotes anclados en el suelo marino. Se debe tener una elevada rigidez axial, de tal manera que los movimientos verticales se eliminan mejorando las condiciones de producción haciéndolas más baratas.

Su configuración básica consiste de una estructura en la parte superior para alojar las instalaciones de producción, la cual es soportada por una sub estructura flotante de acero o concreto formada por cuatro columnas que se unen en su extremo inferior a las cámaras flotantes bajo el plano superficial del agua. FIG III.3

➡ Tiene como funciones principales:

Soporte a la cabeza del pozo.

Perforación.

Trabajos en superficie.

Producción.

➡ Capacidad

Capacidad de Agua (300 m. – 1500m.).

Producción arriba 220,000 Bbl /dia.

➡ Zonas de

Golfo de México.

Mar del Norte.

Este de África.





FIG III.3 Plataforma de piernas tensionadas

Propiedad Technip

Principales componentes. FIG III.4

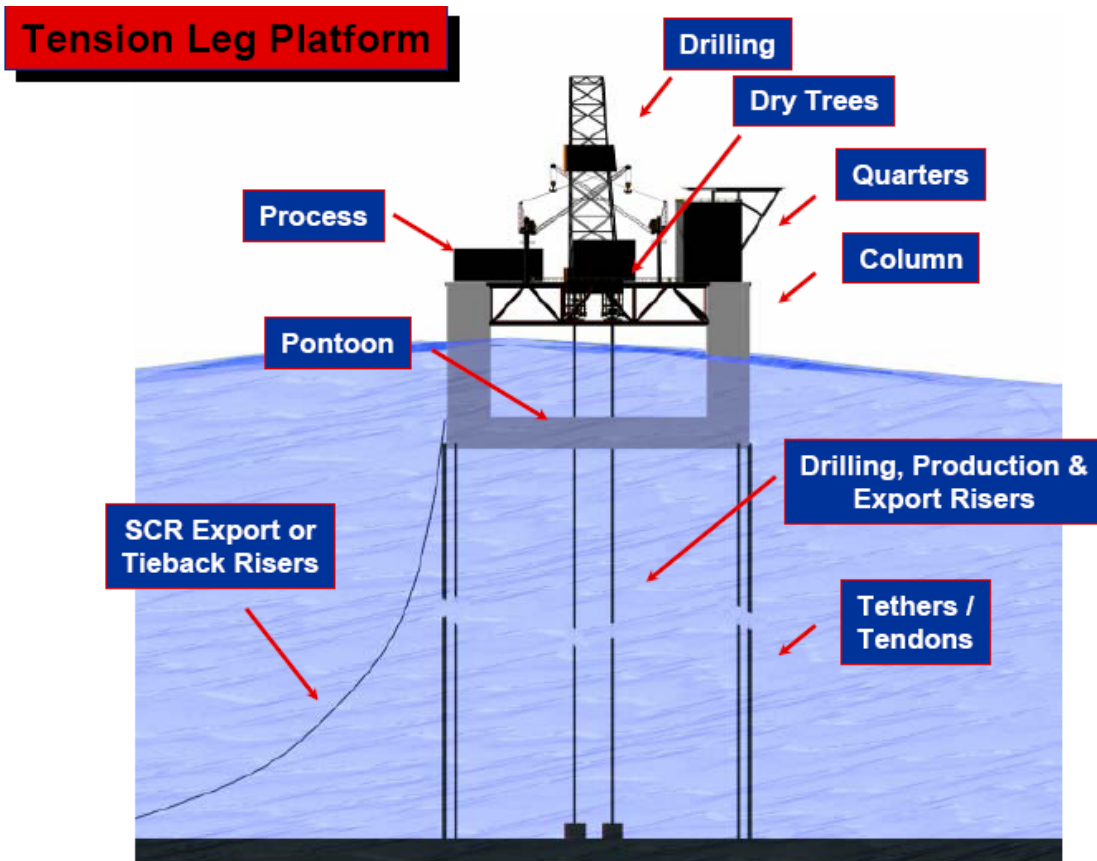


FIG III.4 Principales componentes de una plataforma de piernas tensionadas Propiedad Technip

III.2 Plataformas semisumergibles.

Este tipo plataformas están compuestas de una estructura con una o varias cubiertas apoyadas en flotadores sumergidos. Como cualquier unidad flotante sufre movimientos debido a las condiciones climáticas (olas, vientos y corrientes) esto puede dañar a los equipos que se van a bajar al pozo o las líneas de flujo por las cuales se maneja el fluido producido. Teniendo un record actual de producción de 2414.m FIG III.5



Es impredecible que la plataforma permanezca en una sola posición, se tienen dos formas de asegurar que las plataformas semisumergibles permanezcan lo más estáticas posibles estas son: anclaje y el sistema de posicionamiento dinámico.

Este tipo de plataforma esta integrado por una subestructura de columnas y cámaras flotantes, cuenta con refuerzos transversales entre las columnas y las cámaras flotantes adquiriendo una mayor estabilidad en los módulos de operación.

El sistema de anclaje esta formado por un conjunto de líneas flexibles tipo de cadena y con cable en forma de catenaria, que se conectan a las cámaras flotantes en cada esquina de la subestructura extendiéndose de forma radial para conectarse a los pilotes de anclaje distribuidos uniformemente en el fondo marino.

➡ Funciones:

Producción.

Perforación y trabajos en superficie.

➡ Capacidad.

Tirante d agua (80m. -3000m.).

Manejo de producción 180,000 bl / dia.

➡ Región donde se utiliza:

Mar del Norte.

Brasil.

Asia.

Golfo de México.





FIG III. 5 plataforma semisumergible Propiedad Technip

Principales componentes FIG III.6:

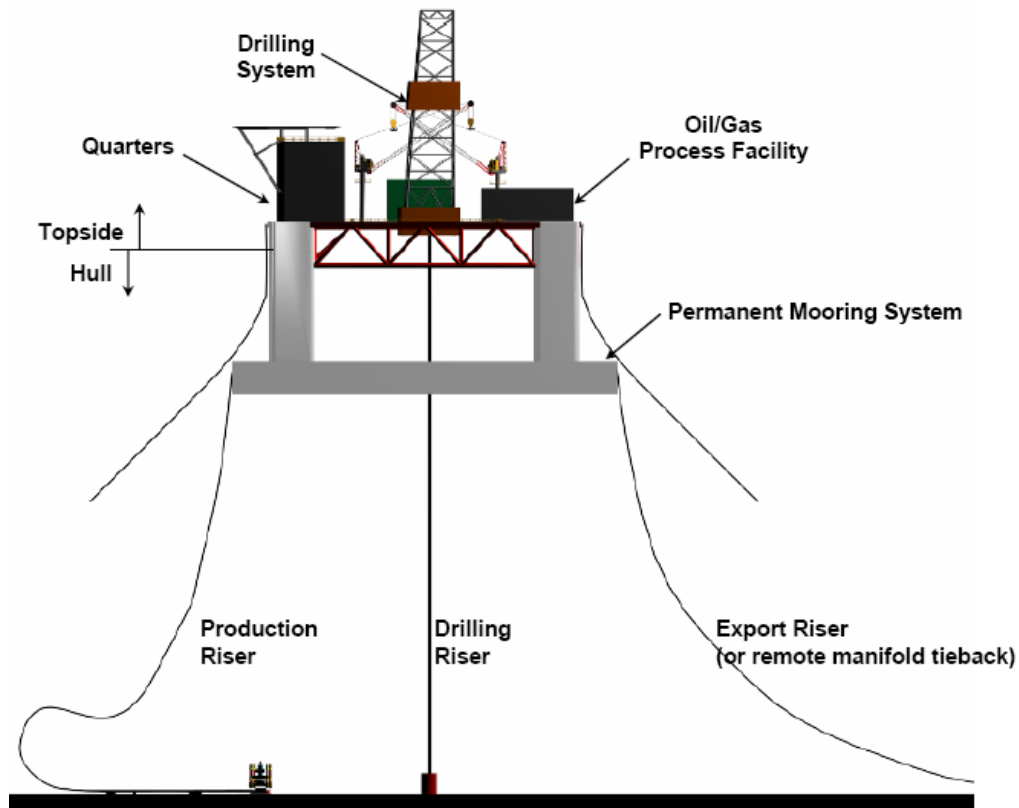


FIG III 6 Principales componentes de una plataforma semi-sumergible Propiedad Technip

III.3 Plataforma Spar.

Es una plataforma de acero con una subestructura flotante en forma cilíndrica, esta diseñada para alojar instalaciones de perforación, producción y reparación de pozos en aguas profundas. Este tipo de plataformas son más económicas, que construir unas plataformas de tipo TLP pequeñas o medianas teniendo una estabilidad inherente a las TLP's por que tienen un gran contrapeso en la parte inferior. Tiene un record en la producción de 2,383 m. FIG III.7



La plataforma es de Acero con una subestructura flotante en forma de columna cilíndrica, está diseñada para alojar instalaciones de perforación, producción y reparación de pozos. Una desventaja de este tipo de plataformas es su poca capacidad de almacenamiento.

Se mantiene fija en un solo sitio de operación mediante un sistema de unión formado por un conjunto de líneas flexibles de cable y cadena tipo catenaria, que se conectan alrededor de la subestructura para desplegarse en forma radial hacia los pilotes del suelo marino.

➡ Funciones:

Soporte para los cabezales.

Perforación.

Trabajos en superficie.

Almacenamiento de la producción:

➡ Capacidad.

Tirante de agua de (300 m. – 3000 m.).

Peso de la estructura 50, 000 toneladas.

➡ Región donde se utiliza:

Golfo de México.

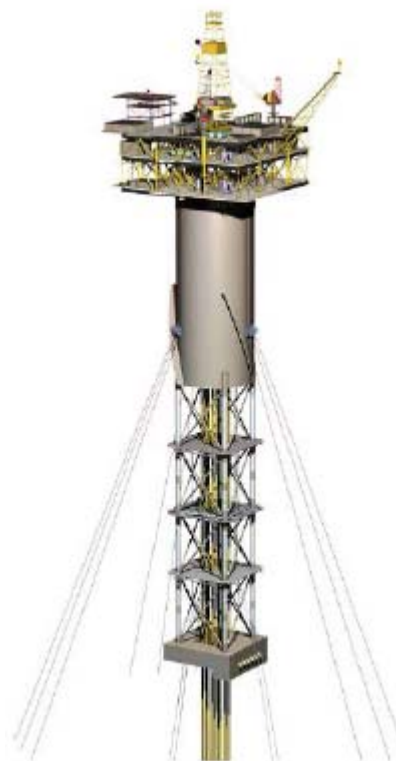
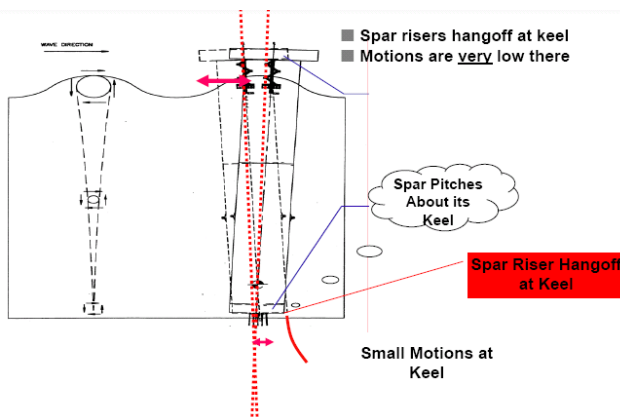


FIG III. 7 Plataforma tipo SPAR Propiedad Technip



Propiedad Technip



III.4 FPSO (Floating Production, Storage & offloading System).

Es un barco utilizado para la extracción de petróleo y gas diseñado para recolectar, almacenar y procesar la producción de plataformas cercanas, la producción puede ser almacenada o dirigirla a un buque cisterna o instalaciones de procesamiento en tierra. Su record en la perforación es de 1, 780 m. FIG III.8

La estructura de este tipo de sistemas está dividida en depósitos de almacenamiento, cuenta con un sistema de posicionamiento mecánico y dinámico para mantener lo más fijo que se pueda el equipo en la parte superior de la estructura, donde se aloja el equipo necesario de procesamiento y tratamiento de los fluidos producidos.

La configuración de este tipo de sistemas está constituido por una subestructura con tanques de almacenamiento y lastrado, unido a una torreta que se conecta a una unión que está ensamblada al anclaje submarino.

➡ Funciones:

Producción.

Almacenamiento.

Descarga.

➡ Capacidades:

Tirante de agua de (30 m. – 3000 m.).

Producción de 200,000 Bl / día.





Almacena 2 MMBLS.

FIG III.8 FPSO

Propiedad Technip

➡ Región donde se utiliza:

Mar del Norte y Atlántico Norte.

Asia.

Mediterráneo.

África.

Brasil.

Golfo de México.

Principales componentes:

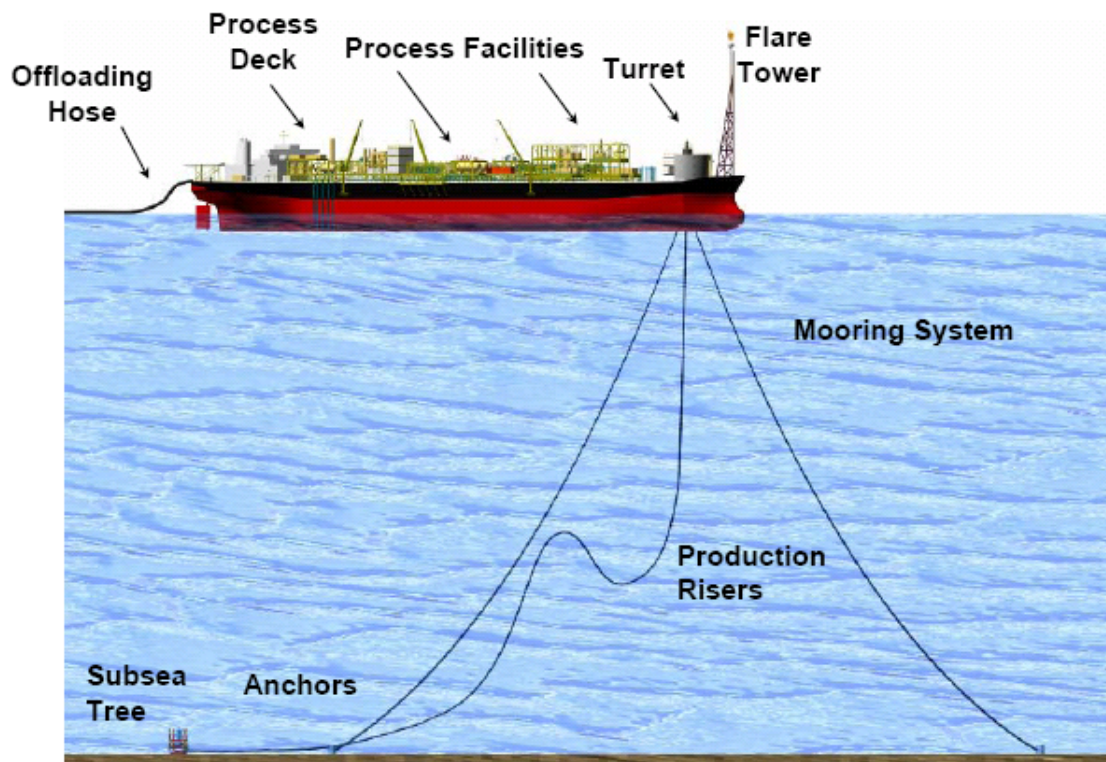


FIG III. 9 Principales componentes de un FPSO

Propiedad Technip



Existen diversos factores que determinan el tipo de sistema flotante a utilizar dentro de un campo con producción en aguas profundas.

- Tipo de plataforma: Como ya vimos hay cuatro principales grupos de sistemas flotantes, cada uno con limitaciones y ventajas para ciertos proyectos, la adecuada selección de una plataforma optimiza la producción y baja los costos de capital.
- Disponibilidad del equipo: Como los equipos son rentados a diferentes compañías, estas pueden tener el equipo trabajando en el momento que nosotros lo necesitamos, o si es necesario comprarlo se debe considerar el tiempo de fabricación he instalación.
- El dimensionamiento del equipo se debe hacer considerando el espacio necesario para el adecuado manejo, almacenamiento, distribución, medición y procesamiento de la producción, así como brindar comodidad a los que la están operando. La carga que debe soportar la interfaz de la estructura superior con la inferior.
- Condiciones Oceánicas: Como son sistemas flotantes de producción están sujetas a las inclemencias de las condiciones naturales como son vientos, mareas, corrientes y Oleajes entre otros.



Referencias Capítulo III

1. Curso “Deepwater Frontiers Professional Training Course ” 2006 Modulo 1 –
Lección 4 FPSO Floater Technology Technip
2. Curso “Deepwater Frontiers Professional Training Course ” 2006 Modulo 6 –
Lección 3 FPSO System Overview Technip
3. Curso “Deepwater Frontiers Professional Training Course ” 2006 Modulo 6 –
Lección 5a Spar Design Considerations Technip
4. Curso “Deepwater Frontiers Professional Training Course ” 2006 Modulo 6 –
Lección 7 Floater Installation Technip
5. http://en.wikipedia.org/wiki/Tension-leg_Platform
6. http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/espanhol/plataforma/pla_tipo_plataforma.htm
7. http://en.wikipedia.org/wiki/Oil_platform#Spar_Platforms
8. http://en.wikipedia.org/wiki/Floating_storage_and_offloading_unit



Capítulo IV Condiciones Meteorológicas.

La arquitectura submarina es afectada de manera importante por las condiciones oceánicas afectando a las líneas de flujo y sistemas flotantes, a su vez las corrientes oceánicas interactúan con los equipos submarinos de producción por eso se deben conocer estas condiciones al momento de planear un desarrollo submarino.

IV.1 Corrientes

IV.2 Oleaje

IV.3 Condiciones del viento

IV.4 Tirante de Agua

IV.5 Mareas

IV.6 Condiciones peligrosas del tiempo

IV.7 Ciclones

IV.1 Corrientes.

Una corriente oceánica es un movimiento de traslación continuo y permanente de una masa de agua determinada de los océanos o de mares extensos. El agua transportada lleva consigo la energía térmica absorbida de los rayos solares.

Las corrientes se originan por la diferencia en la densidad del agua que es mayor cuanto más fría o salada es en forma vertical, tiende a hundirse para generar una circulación termohalina. Este movimiento hace descender el agua, provocando el afloramiento de aguas más profundas y cálidas para ocupar su lugar.

La estructura de las corrientes es tridimensional con movimientos horizontales, los vientos son un factor importante al igual que la salinidad y temperatura del agua.

Los movimientos que producen a las corrientes oceánicas son tres: El movimiento de traslación de la tierra, movimientos planetarios y el surgimiento de aguas frías de las profundidades.



Tipos de corrientes.

➡ Según su temperatura.

Cálida.

Fría.

Mixta.

➡ Según sus características.

Oceánicas.

Marea.

Oleaje.

Turbidez.

Densidad.

➡ Según el nivel del mar.

Profundas.

Superficiales.

Las corrientes en el hemisferio norte fluyen en dirección contraria a las corrientes del hemisferio sur, así como las corrientes cálidas fluyen alejándose del Ecuador y las frías acercándose al ecuador. En general las superficies oceánicas están en movimiento con una velocidad de 1.0 a 2.0 nudos de velocidad, en las profundidades se mantiene relativamente estático. FIG IV.1

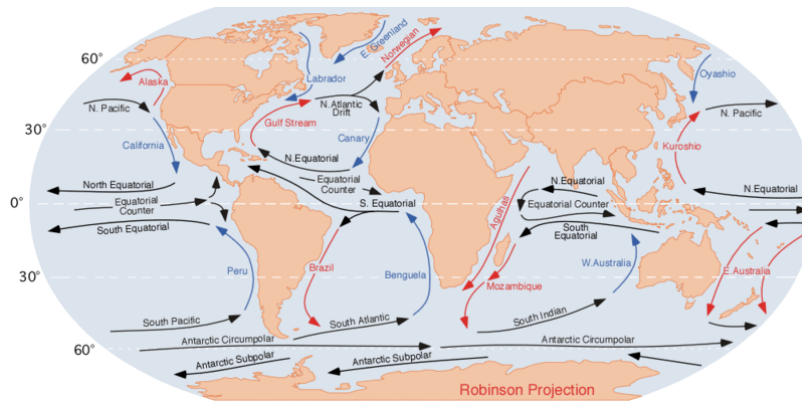


FIG. IV. 1 Principales corrientes en el mundo

IV.2 Oleaje.

Las olas son ondas mecánicas que se desplazan por la superficie de mares y océanos; se forman gracias a la fricción del viento en la superficie del agua apareciendo primero arrugas, las cuales se convierten en olas. Transmitiendo la energía de los vientos que las forman.

Una vez en movimiento las olas no se detendrán hasta transmitir su energía al viento sobre ellas o mandarla hacia el fondo marino, si estas continúan mas allá del viento que las formo se las llama oleaje o marejada. Hay que distinguir dos movimientos distintos, el primero es la oscilación que es un movimiento circular del medio impulsado por la onda; el segundo es el de la propagación de la onda trasladando la dirección y velocidad. FIG IV.2

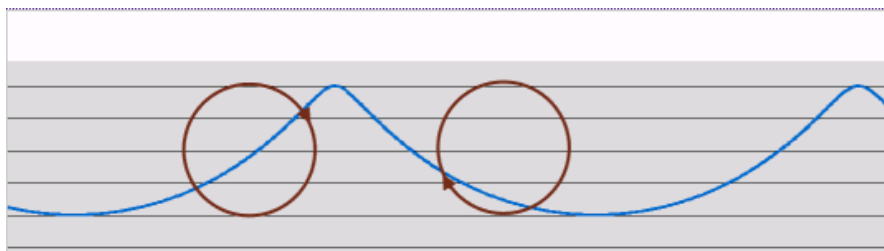


FIG. IV.2 Oscilación en una Ola

Propiedad wikipedia

Parámetros a considerar en las Olas FIG IV.3



- Cresta: Parte más alta de una ola.
- Valle: Depresión más profunda entre dos olas consecutivas.
- Longitud de onda: Distancia entre dos crestas (λ).
- Altura: Diferencia entre la altura de una cresta y un valle (H).
- Amplitud: La distancia que la partícula se aparta de su posición media en dirección perpendicular a la de la propagación (mitad de la amplitud).
- Pendiente: Es el cociente de la altura y la longitud de onda $\sigma = H/\lambda$.
- Periodo: Al tiempo que transcurre entre el paso de dos crestas consecutivas por el mismo punto (T).
- Velocidad de onda: Es el cociente de la longitud de onda y el periodo $C = \lambda/T$.

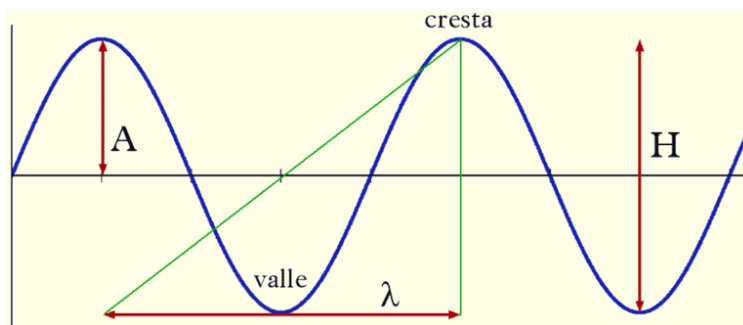


FIG. IV.3 Características de una Ola Propiedad wikipedia

Para fines de diseños en los equipos flotantes se debe considerar la ola más alta en los últimos cien años o ciento cincuenta años.

IV.3 Condición del viento.

El viento es el movimiento del aire en forma horizontal producido por causas naturales, los vientos globales se generan como consecuencia del desplazamiento



del aire en zonas de alta presión a zonas de baja presión. Determinando los vientos dominantes de una región, también hay factores locales que describen el periodo y la intensidad de los movimientos de aire. FIG IV.4

La medición de la velocidad y dirección de los vientos se realiza con un instrumento llamado anemómetro, que dispone de dos sensores: uno para medir la velocidad y otro para medir la dirección.

Clasificación de los vientos:

- Brisa marina.
- Brisa de valle.
- Brisa de montaña.
- Viento catabático: viento que desciende de las alturas a los valles.
- Viento anabático: viento que asciende de las zonas mas bajas a las más altas.

Configuración de los vientos dominantes.

El calentamiento, enfriamiento y efecto Coriolis hacen que en gran parte del año persistan patrones o configuraciones de vientos del polo Norte al polo Sur, estos son:

- Los vientos polares orientales en el ártico.
- Vientos del noreste hacia el frente polar.
- Los vientos dominantes occidentales en la zona templada del norte.
- Vientos del suroeste hacia el frente polar.
- Los vientos alisios en la mitad del norte de la zona ecuatorial.



- Vientos entre la latitud del “caballo” y las zonas de calmas ecuatoriales, soplando casi continuamente hacia el Ecuador desde el noreste.
- Los vientos “alisios” en la mitad sur de la zona ecuatorial, tales como los anteriores pero soplando hacia el Ecuador desde el sureste.
- Los vientos dominantes occidentales en la zona templada del sur.
- Vientos del noroeste hacia el frente polar.
- Los vientos polares orientales en la antártida. Vientos del noroeste hacia el frente polar.

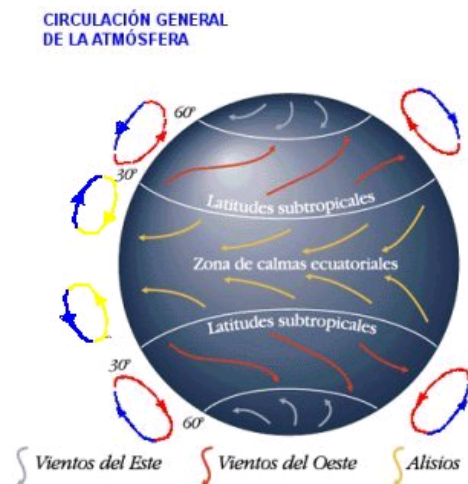


FIG. IV.4 Circulación general de la atmosfera Propiedad Referencia 4

IV.4 Tirante de agua.

Este factor a considerar es la profundidad del agua en la que se pretende producir y es determinante para la selección de los equipos flotantes y submarinos. Se toma en consideración para las fases de diseño y con esto la elección de los equipos.



La evolución de la perforación y producción se marca con respecto a la mayor profundidad alcanzada para esto debe de haber un adelanto tecnológico en los equipos a utilizar así como en la fabricación, materiales y/o procedimientos de operación. FIG IV.5

Cada uno de los sistemas flotantes tiene diferentes limitaciones con respecto al tirante de agua por eso hay que considerarlo en el diseño, en los equipos submarinos deben soportar la presión de los fluidos producidos por el pozo y la presión generada por la columna hidrostática, por esto se debe considerar en el diseño de estos equipos.

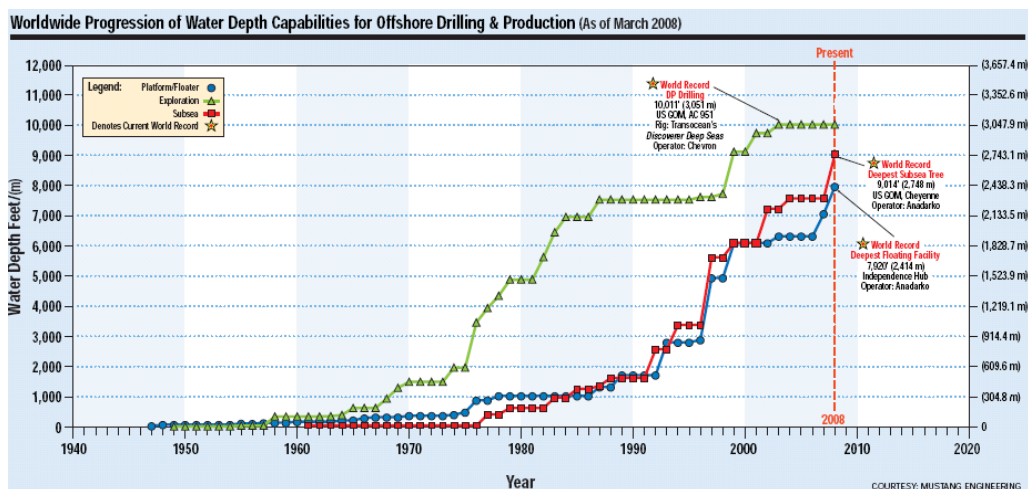


FIG. IV.5 Avance en la capacidad de perforación y producción *Propiedad Offshore Magazine*

IV.5 Mareas.

Las mareas son un cambio periódico en el nivel del mar, producido principalmente por las fuerzas gravitacionales ejercidas por el sol y la luna; otros fenómenos por los cuales se producen variaciones en el nivel del mar pero no son considerados mareas son la variación de la presión atmosférica, vientos, lluvias, el desborde de ríos y tsunamis entre otros.



Las mareas se manifiestan como un descenso y ascenso de la superficie de los océanos; las mareas ocurren 2 veces al día y suceden desigualmente en zonas diferentes de la tierra. El sol y la luna tienen masa lo cual ejerce una fuerza gravitacional sobre la tierra, esta fuerza varía de acuerdo al tamaño del cuerpo que la ejerza, la fuerza con mayor magnitud es ejercida sobre la superficie que queda perpendicular a la línea entre uno de los dos cuerpos y la tierra.

En el tiempo de acción del sol y la luna (12:00 hr. Y 12.25 hr. respectivamente) se generan las mareas vivas y muertas que son:

Mareas vivas: cuando los elipsoides generados por las fuerzas del sol y la luna se encuentran alineados, la amplitud en la marea es máxima y por eso se le llama de esta manera.

Mareas muertas: Cuando el eje mayor de un elipsoide está alineado con el eje menor del otro elipsoide la amplitud de la marea es mínima, esto sucede cada cuarto menguante y los cuartos crecientes de la luna. FIG IV.6

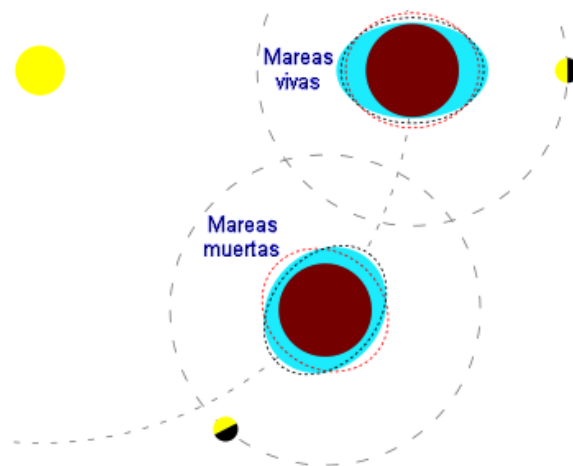


FIG. IV.6 Representación de las mareas vivas y muertas Propiedad wikipedia

Las mareas tempestuosas están asociadas a (huracanes y tifones), en el Golfo de México llegan a tener hasta 6 m. de alto e inundan las playas y tierras bajas



cuando se acerca una tormenta fuerte. Las mareas en la mayor parte del Golfo de México son de tipo diurno con algunas mareas mixtas como en las zonas noreste y noroeste y de tipo semidiurno en la zona de Campeche.

IV.6 Condiciones peligrosas del tiempo.

Otro punto a considerar son las condiciones peligrosas provocadas por los fenómenos antes descritos los cuales pueden causar pérdidas económicas y humanas (las mas lamentables); el Golfo de México es un lugar con las condiciones mas inmisericordes para trabajar por la gran cantidad de factores meteorológicos y las condiciones propicias para que intervengan en la operación.

El mal tiempo ocasionado por los frentes, como el que esta activo en EE.UU que se extiende ampliamente hacia el sur desde las regiones polares durante los meses de invierno. Masas de aire polares del pacifico y continentales. El aire frío viaja en forma de cuña formando un declive hacia atrás también a nivel de la superficie reemplazado al aire más caliente sobre la superficie, siguiendo un patrón irregular parecido al de las olas que avanzan sobre la playa.

El aire frío que avanza produce un frente frío, mientras que el aire frío que se retira produce un frente caliente. A lo largo del frente se forman olas u ondas, a la vez que las áreas de baja presión se van formando e intensificando dando como resultado el mal tiempo.

IV.7 Ciclones y Huracanes.

Un ciclón es un remolino gigantesco sobre los océanos tropicales. Los ciclones se rigen bajo el efecto coriolis igual que el agua, la ciclogénesis que significa el origen de un ciclón comienza en aguas donde el calor es considerable; cuando un volumen considerable de aire se expande y asciende produce bajas presiones en



área de la banda ecuatorial. El calor latente ganado por la condensación del vapor de agua, es la fuente de energía del ciclón. Una vez que se inicia el movimiento del aire hacia arriba a través de la columna central, se incrementa la entrada de aire en los niveles más bajos, con la correspondiente salida en el nivel superior del fenómeno. Por la influencia de la fuerza de rotación de la Tierra, el aire converge, gira y comienza a moverse en espiral, en sentido contrario a las manecillas del reloj, en el caso del Hemisferio Norte. FIG IV.7

Evolución de los ciclones.

- ➡ Perturbación tropical.
- ➡ Depresión tropical.
- ➡ Tormenta tropical.
- ➡ Huracán.

Categoría	Vientos máximos (Km./hr.)	Marea de tormenta que normalmente ocasiona (m)	Características de los posibles daños materiales he inundaciones
Uno	118,1 a 154	1,2 a 1,5	Árboles pequeños caídos; algunas inundaciones en carreteras costeras en sus zonas más bajas.
Dos	154,1 a 178	1,8 a 2,5	Tejados, puertas y ventanas dañados; desprendimiento de árboles.
Tres	178,1 a 210	2,5 a 4,0	Grietas en pequeñas construcciones; inundaciones en terrenos bajos y planos.
Cuatro	210,1 a 250	4,0 a 5,5	Desprendimiento de techos en viviendas; erosiones importantes en playas y cauces de ríos y arroyos. Daños inminentes en los servicios de agua potable y saneamiento.
Cinco	mayores a 250	mayores a 5,5	Daño muy severo y extenso en ventanas y puertas. Falla total de techos en muchas residencias y edificios industriales.

Tabla VI.1 Clasificación de los huracanes



FIG. IV.7 Foto de un huracán Propiedad Referencia 6

Referencias Capítulo IV

1. http://es.wikipedia.org/wiki/Corriente_oce%C3%A1nica
2. <http://es.wikipedia.org/wiki/Oleaje>
3. <http://es.wikipedia.org/wiki/Viento>
4. http://images.google.com.mx/imgres?imgurl=http://teleformacion.edu.aytolacoruna.es/AYC/document/atmosfera_y_clima/presion/imagenes/vientosCgeneral.jpg&imgrefurl=http://teleformacion.edu.aytolacoruna.es/AYC/document/atmosfera_y_clima/presion/comoinfluye.htm&h=317&w=300&sz=25&hl=es&start=7&usq=__ZuzZZ4Y6p8KcKYfyPTYnxiLr0zg=&tbnid=3U6wltN3oTcemM:&tbnh=118&tbnw=112&prev=/images%3Fq%3Dvientos%26gbv%3D2%26hl%3Des%26client%3Dfirefox-a%26rls%3Dorg.mozilla:es-ES:official%26sa%3DG
5. <http://es.wikipedia.org/wiki/Marea>
6. http://images.google.com.mx/imgres?imgurl=http://www.aolcdn.com/aolnews_photos/02/02/20080409194009990002&imgrefurl=http://www.rebeldesonline.com/2008/04/adis-balseros-y-contrabandistas-en-cuba.html&h=394&w=430&sz=41&hl=es&start=36&um=1&usq=__ejqtGccw_c6lwB0nbHdW5L2FINps=&tbnid=LRtPAaDN7M0vGM:&tbnh=115&tbnw=126&prev=/images%3Fq%3Dhuracanes%26start%3D20%26ndsp%3D20%26



[um%3D1%26hl%3Des%26lr%3Dlang_es%26client%3Dfirefox
a%26channel%3Ds%26rls%3Dorg.mozilla:es-ES:official%26sa%3DN](#)



Capítulo V Condiciones del yacimiento.

V.1 Evaluación del yacimiento

V.2 Tipos de Pozos

V.3 Pronósticos de producción

V.4 Batimetría

V.1 Evaluación del yacimiento.

La adecuada evaluación de un yacimiento lleva consigo la exploración a detalle del mismo, un trabajo completo geológico y geofísico realizado para dar a conocer la forma y tamaño del yacimiento; además este trabajo debe traer consigo un pronóstico de producción para lograr hacer una evaluación económica importante para la adecuada explotación del campo.

En aguas profundas se describen las mismas características que en tierra o aguas someras, solo cambia la forma en lo que los datos son obtenidos, procesados y validados.

Los ingenieros Geólogos deben hacer un estudio detallado para la exploración de yacimientos como son:

Ambiente sedimentario: Son aquellos lugares donde se acumulan los sedimentos. Se agrupan en terrestres (continentales), transicionales (líneas de costa) y marinos. Cada uno se caracteriza por ciertas condiciones físicas, químicas y biológicas. Se refiere a una parte actual o del pasado de la superficie de la tierra, delimitado por criterios diversos. FIG V.1



FIG. V.1 Representación de los diferentes ambientes sedimentarios Referencia 1

Procesos diagenéticos: Es un proceso que acompaña a los sedimentos durante su litificación, estos son: Compactación, cementación, recristalización, remplazamiento, solución diferencial y autogénesis.

Estructuras sedimentarias: Es una característica adquirida o formada cuando el sedimento fue depositado. Se puede encontrar dentro de una capa de sedimento o sobre su superficie; esta disposición es el resultado de los agentes geológicos y de los procesos actuales con predominio físico, aunque también intervienen los químicos, biológicos y geométricos.

Facies: Conjunto de características litológicas y paleontológicas que define una unidad estratigráfica (volumen determinado de roca de la corteza terrestre, que se puede medir) o conjunto de estratos, y que permite diferenciarla de los demás; esta se divide en empírica, interpretativa y referencia.

Estratigrafía: Esta palabra viene del latín “Stratum” y del griego “graphia” por lo que literalmente es la ciencia descriptiva de los estratos, “la ciencia de los estados de roca”. La estratigrafía no está limitada únicamente al estudio de la sucesión original y a la determinación de la edad y relaciones entre los estratos de roca, si no también le concierne la forma, la distribución, la composición litológica, el



contenido fosilífero y las propiedades geoquímicas y geofísicas de los estratos de roca, así como la interpretación de los ambientes en que se formaron y su historia geológica. FIG V.2

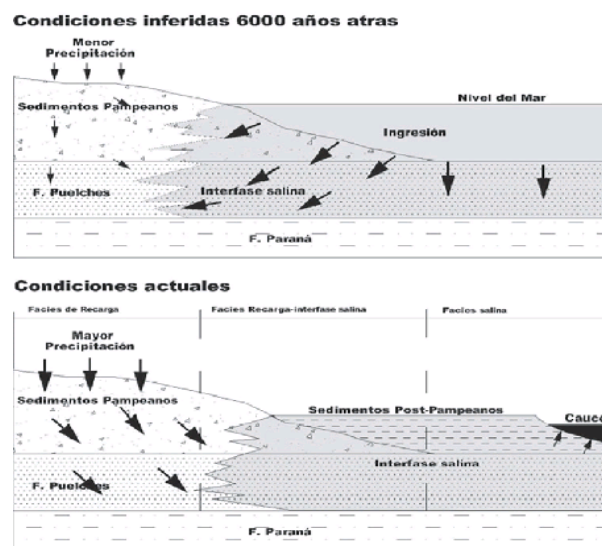


FIG V.2 Condiciones estratigráficas Referencia 2

Los puntos antes mencionados son algo del trabajo geológico para describir forma y tamaños de yacimiento, describiendo las trampas que pueden ser estructurales, estratigráficas y mixtas.

El siguiente punto a desarrollar son los aspectos geofísicos de un yacimiento; para esto existen diferentes técnicas con las cuales se puede describir un yacimiento.

Gravimetría: dentro de la exploración geofísica es un método que aprovecha la diferencia de gravedades en diferentes formas, los grandes cuerpos mineralizados pueden aumentar la gravitación en una región determinada o bajarla en dado caso que se tengan fluidos almacenados con una densidad menor a la del agua. FIG V.3



El instrumento que mide las diferencias muy finas de gravedades es el “gravímetro”, un ejemplo sencillo de explicar son las balanzas por que estas miden el peso lo cual significa que esta ya afectado por la aceleración gravitacional.

Existen 2 tipos de gravímetros:

Relativos: Estos instrumentos únicamente permiten conocer la diferencia relativa de la aceleración gravitacional entre dos puntos o entre dos tiempos.

Absolutos: Permiten conocer el valor de la aceleración gravitacional directamente mediante la determinación de una longitud y/o un tiempo.

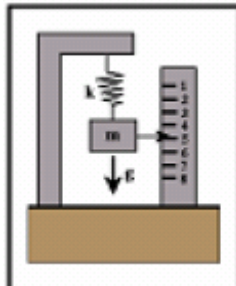


FIG V.3 Gravímetros



Referencia 7

Magnetometría: Es un método de exploración geofísica con un principio similar al gravimétrico, el campo magnético de la tierra afecta también a los yacimientos que contienen minerales férricos. Estos producen su propio campo magnético inducido. Este es el método más antiguo aplicable a la exploración petrolera ya que entrega informes acerca de la profundidad de las rocas del basamento, esto ayuda a definir las cuencas sedimentarias ubicadas encima de este.

El instrumento que mide estas variaciones magnéticas es el magnetómetro existiendo varios tipos con diferentes mediciones, se basan en principios mecánicos como una brújula de inclinación y un variómetro de compensación.

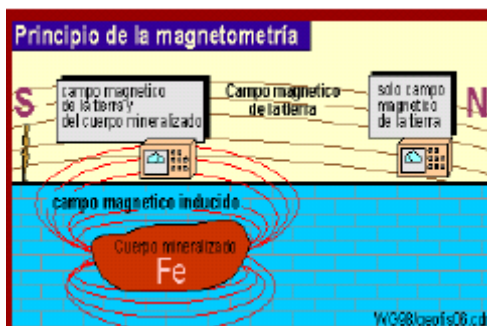
Los tipos de magnetómetros son:



'flux-gate-magnetometer'.

El magnetómetro nuclear.

El magnetómetro con célula de absorción.



Magnetómetro de Cesio



Magnetómetro portátil de Proton

FIG V.4 Magnetómetros

Referencia 7

Sismología.

Este método de exploración geofísica se basa en la generación de ondas sísmicas por ejemplo por un camión vibrador si fuese en tierra o un cañón de aire si fuese en agua; las ondas sísmicas son ondas mecánicas y elásticas, las ondas sísmicas causan deformaciones no permanentes al medio, en que se propaguen.

Existen ondas de compresión, ondas transversales y ondas superficiales como Love o Rayleigh. Las Ondas de compresión son las más rápidas por eso se llaman ondas primarias (ondas P). Las ondas transversales son un poco más lentas, llegan un poco más tarde a la estación (Ondas secundarias u ondas P). Las diferencias en las velocidades se usan en la medición de temblores y terremotos. La diferencia entre la llegada de la onda "p" y de la onda "s" (Δt) corresponde a la distancia del foco (Δt es grande, si el foco es muy lejano, porque la onda p se propaga más rápido). FIG V.5



Los datos sísmicos obtenidos del procesado de las ondas p y s, el coeficiente de reflexión, la densidad, Propiedades de las rocas, que influyen para determinar ciertos parámetros como son:

Petrografía, contenido en minerales.

Estado de compacidad.

Porosidad = porcentaje o proporción de espacio vacío (poros) en una roca.

Relleno del espacio vacío o es decir de los poros.

Textura y estructura de la roca.

Temperatura.

Presión.

Con esta herramienta de las sísmica 2D,3D y ahora la 4D podemos describir la forma y tamaño del yacimiento así como ciertas características petrofísicas comprobables con la perforación.

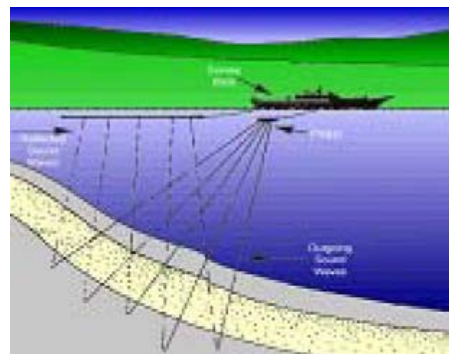
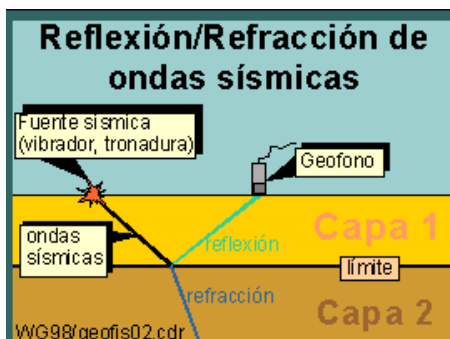


FIG V.5 Reflexión y refracción de ondas sísmicas

Referencia 7

Una vez realizado el estudio geológico y geofísico para detectar el potencial petrolero en alguna zona de interés, se desarrolla una planeación en la perforación teniendo en cuenta que la perforación es lo más costoso y arriesgado en un proyecto petrolero. FIG V.6

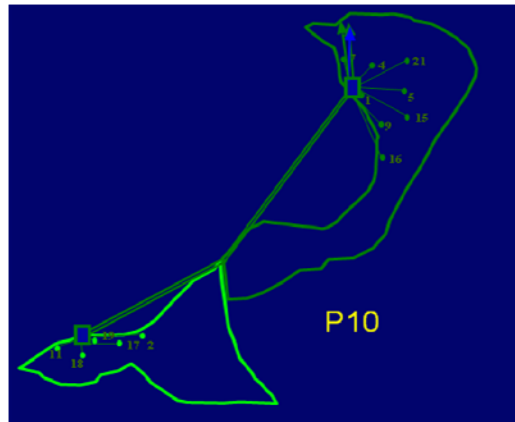


FIG V.6 Potencial del yacimiento

V.2 Tipos de Pozos.

Un pozo exploratorio.- Es aquel que se localiza en lugares donde la información disponible permite suponer la existencia de condiciones favorables para la presencia de acumulaciones de carácter comercial en el subsuelo; durante la perforación de este tipo de pozos se encuentran nuevas condiciones geológicas que mantienen el interés de los geólogos de exploración hasta que se encuentre aceite o gas.

Este es el primer pozo perforado en una nueva zona o campo por eso el nombre exploratorio tiene la posibilidad de producir hidrocarburos, agua o salir seco. Si resulta productor se le llama pozo descubridor. Los pozos que se perforan posteriormente al descubridor se denominan pozos de desarrollo. Los pozos que al ser perforados descubren nuevos yacimientos más profundos, o más someros dentro de un campo también tienen caracteres exploratorios.

Los pozos delimitadores son aquellos que se perforan con el fin de alcanzar el límite del yacimiento así que se hace un mapa y se perforan con 2 o más. FIG V.7

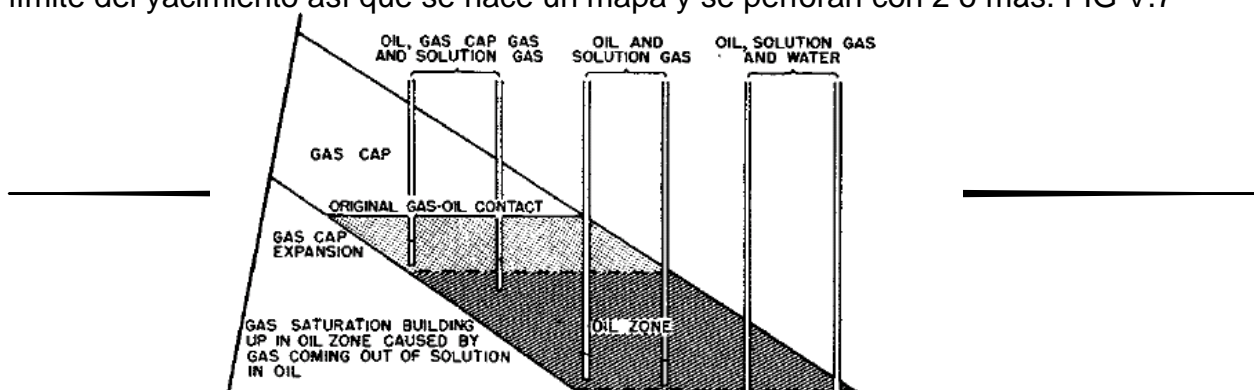




FIG V.7 Representación de pozos delimitadores Referencia 4

Localizaciones de distancia entre ellos una vez que el pozo sale seco se traza el mapa delimitador del campo.

Con los pozos perforados y la caracterización estática y dinámica del yacimiento se pueden estimar las reservas que es el volumen de hidrocarburos que se pueden extraer de una manera económicamente rentable hasta una fecha determinada. Cada una de las estimaciones lleva consigo una incertidumbre; la manera en la que se desarrollan puede ser de modo determinístico o probabilístico. FIG V.8



FIG. V.8 Clasificación de las reservas Referencia 10

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, pueden estimarse con razonable certeza y que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios



conocidos y bajo las condiciones económicas, los métodos y las regulaciones gubernamentales actuales.

Las reservas no probadas se basan en datos geológicos, ingenieriles y económicos similares a los usados para estimar las reservas probadas; pero las incertidumbres técnicas, contractuales, económicas, o de regulación evitan ser clasificadas como probadas.

Las reservas probables son las reservas no probadas sobre las que el análisis geológico e ingenieril de los datos sugiere que es más probable que sean producidas a que no lo sean.

Las reservas posibles son aquellas no probadas en las que el análisis geológico y los datos ingenieriles sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que la recuperada final igualará o excederá la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

Con estos datos llegamos a otra clasificación:

1P= Probadas.

2P= Probadas + Probables.

3P= Probadas + Probables + Posibles.

Una vez estimadas las reservas se hace un pronóstico de la producción; esta se va haciendo más detallada a medida que se conozca el campo. Primero, se dice que se termina de conocer un campo en el momento en el que se abandona.

V.3 *Pronósticos de Producción.*

Existen los métodos volumétricos:



Estimación de gas sin entrada de agua

$$G = \frac{43,560 (\phi)(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \text{ SCF/ac-ft}$$

Estimación de la cantidad de gas cuando no es conocido el volumen de roca

$$G = \frac{43,560 V_b \phi (1 - S_w)}{B_g} \text{ SFC}$$

Estimación de la cantidad de gas

$$G_a = \frac{43,560 (\phi)(1 - S_{wi})}{B_{ga}} \text{ SCF/ac-ft}$$

Volumen de gas en la presión de abandono

$$43,560(\phi)(1 - S_{wi}) \left[\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right] \text{ SCF/ac-ft}$$

Volumen de gas recuperado Por volumen de roca

$$\left. \begin{aligned} \frac{100(G - G_a)}{G} &= \frac{100 \left[\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right]}{\frac{1}{B_{gi}}} \% \\ 100 \left[1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \right] & \end{aligned} \right\}$$

Factor de recuperación en %

Estimación de aceite de un yacimiento bajo saturado

$$7758 \times \phi \times S_w$$

Agua intersticial

$$7758 \times \phi \times S_g$$

Gas en el yacimiento

$$7758 \times \phi \times (1 - S_w - S_g)$$

Aceite en el yacimiento



$$\frac{7758 \times \phi \times (1 - S_w - S_g)}{B_o}$$

Aceite en el tanque de almacenamiento

$$7758 \times \phi \left[\frac{(1 - S_w)}{B_{oi}} - \frac{(1 - S_w - S_g)}{B_o} \right]$$

Barriles en el tanque de almacenamiento

Por acre-pie

$$1 - \frac{(1 - S_w - S_g)}{(1 - S_w)} \times \frac{B_{oi}}{B_o}$$

Recuperación fraccional en términos de Barriles en el tanque de almacenamiento

$$\frac{(1 - S_w - S_{or})}{(1 - S_w)}$$

Factor de recuperación.

El siguiente método para generar un pronóstico de producción es la ecuación de balance de materia; con esta se pueden hacer cálculos más precisos.

$$G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e = G_p B_g + B_w W_p$$

Ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas.

$$N(B_t - B_{ti}) + NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] + B_w W_p$$

Ecuación de balance de materia para un yacimiento bajo saturado.

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1 + m) NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{p} + W_e = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] + B_w W_p$$

Ecuación de balance de materia para un yacimiento saturado.

G = Volumen neto de Gas en SFC o SFC/ ac-ft.



G_a = Volumen de gas a la presión de abandono.

G_p = Gas producido en SFC o SFC/ ac-ft.

N = Volumen inicial de aceite en el yacimiento STB.

N_p = Volumen producido de aceite STB.

ϕ = Porosidad de la roca.

S_{wi} = Saturación inicial de agua.

S_w = Saturación de agua.

B_{gi} = Factor de volumen del gas inicial cu ft / SFC.

B_g = Factor de volumen de gas cu ft / SFC.

B_{ga} = Factor de volumen de gas a la presión de abandono cu ft / SFC.

S_w = Saturación de agua.

S_g = Saturación de gas.

ϕ = Porosidad de la roca.

B_{oi} = Factor de volumen del aceite bbl /STB.

B_o = Factor inicial de volumen del aceite bbl /STB.

B_t = Factor de volumen total pie³ / STB.

B_{ti} = Factor inicial de volumen total.

m = Relación inicial de volumen de gas libre disuelto en el aceite.

C_w = Compresibilidad del agua Psi⁻¹.

C_f = Compresibilidad de la formación Psi⁻¹.

W_e = Entrada de agua.

W_p = Agua producida.

R_p = Relación de gas-aceite producido SCF/STB.

R_{soi} = Relación inicial de solubilidad gas-aceite SCF/STB.

El siguiente método para hacer pronósticos a la producción así como también interpretarlos son las curvas de declinación.



Las curvas de declinación son ecuaciones que nos ayudan a trazar una gráfica con los datos actuales de producción para predecir los gastos futuros, como son continuos en tiempo tienen una ventaja sobre los métodos antes vistos, con esto se pueden llegar a tomar medidas preventivas o correctivas a los pozos. FIG V.9

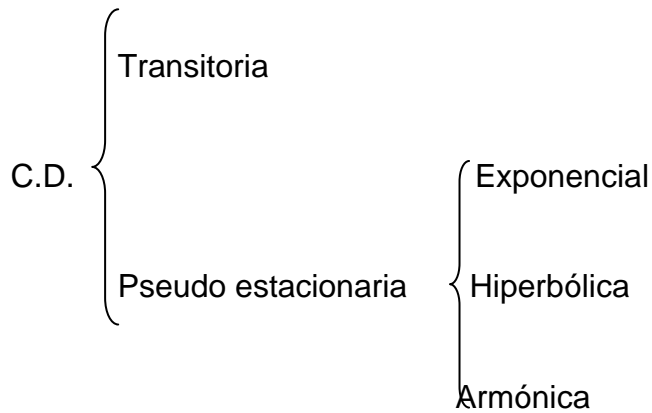


FIG. V.9 Tipo de curvas de declinación

De las curvas de declinación en forma transitoria existen 2 tipos a gasto constante y presión de fondo constante cada una con sus respectivos métodos y ecuaciones para calcularlas, esta es una declinación natural y es la primera que se presenta por el disturbio de la presión dentro del yacimiento. FIG V.10

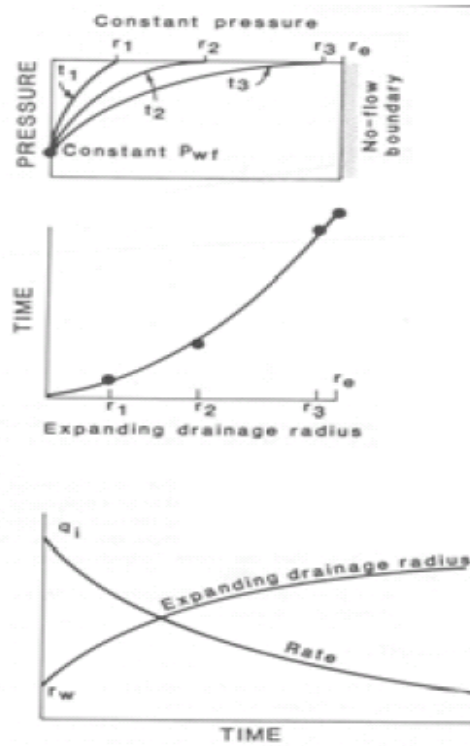


FIG. V.10 Gráficas de curvas de declinación referencia 3

Dentro de las curvas de declinación Pseudo-estacionarias se describe el comportamiento del pozo, cómo es la rapidez de los fluidos producidos, la expansión de los fluidos en el yacimiento y la compactación de la roca del mismo.

Cada uno de los métodos cuenta con sus respectivas ecuaciones y gráficas:

Exponencial. FIG V.11

$$q_D = A e^{-B t_D}; \quad A = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5} \quad B = \frac{2 A}{\left(\frac{r_e}{r_w}\right)^2 - 1}$$

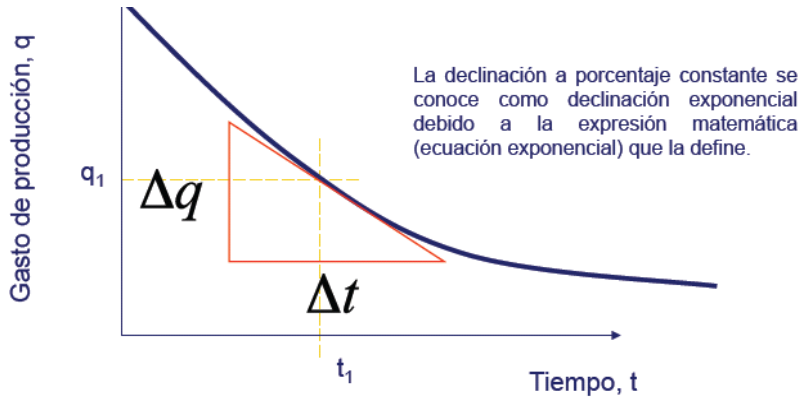


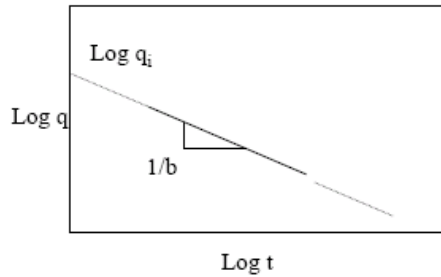
FIG V.11 Gráfica del régimen Pseudo-estacionario referencia 6

Hiperbólica es la que se presenta de manera más frecuente cuando los mecanismos de empuje reducen el abatimiento de presión.

- Declinación hiperbólica

$$q = q_i (1 + D_i b t)^{-\frac{1}{b}}; \quad D_i = \frac{q_i}{Np_i}$$

$$Np = \frac{q_i^b}{D(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)}); \quad D = \frac{q}{Np}$$



$$\% \text{ dec} = \frac{100 D}{(1 - D b t)}$$

Armónica.



- Ocurre cuando $b=1$ en la ecuación de declinación hiperbólica
- Se presenta cuando existe segregación gravitacional

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$$

$$N_p = \frac{q_i}{D} (\log q_i - \log q)$$

$$\% \text{ dec} = -\frac{100 D}{(1 + D t)}$$

Con estos Métodos se desarrollan gráficas de producción contra tiempo y producción acumulada contra tiempo con diferentes escenarios en la producción para saber cual va a ser la capacidad de los equipos submarinos y flotantes; con esto los diseños soportaran la presión y temperatura a la que se expondrán durante la vida productiva del campo. FIG V.12

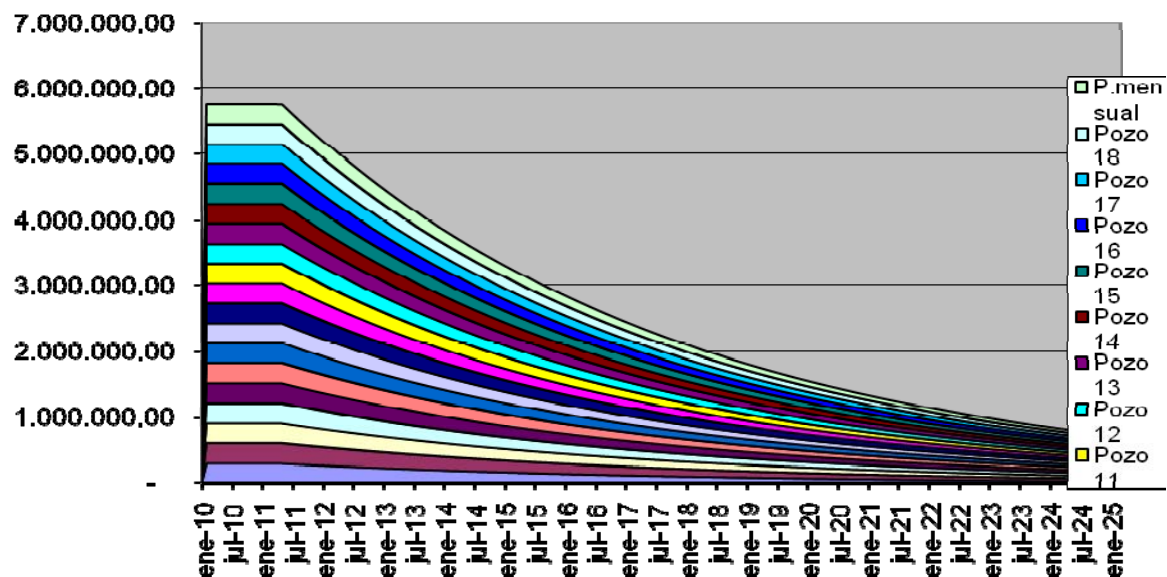


FIG V.12 Grafica de pronósticos de producción acumulada total

Este es un ejemplo de la producción por fecha y pozo que se puede llegar a realizar. FIG V.12

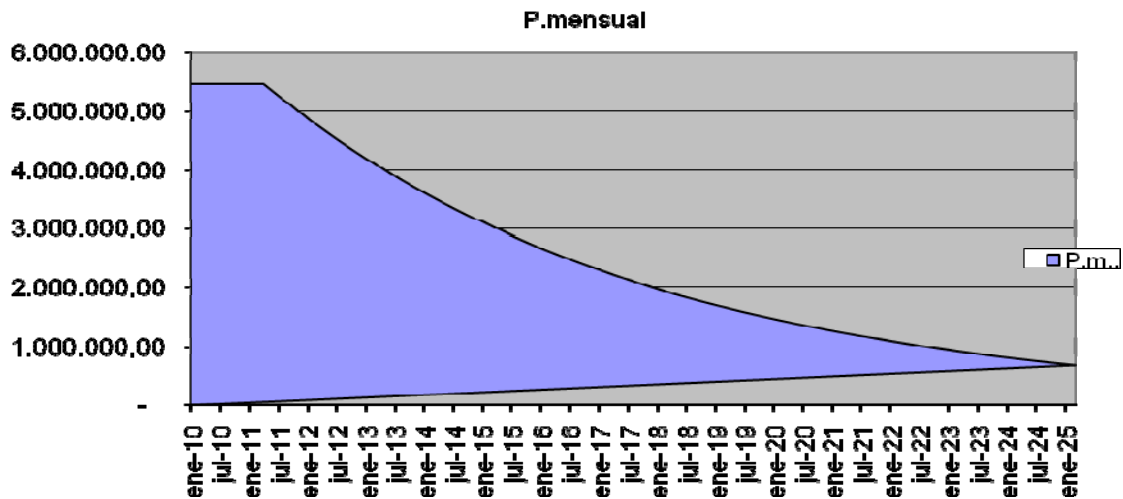


FIG V.13 Ejemplo de la producción acumulada mensual.

V.4 Batimetría.

Es el estudio de la profundidad marina en tercera dimensión, con esto se desarrollará un mapa topográfico del fondo marino para saber donde colocar los diferentes equipos submarinos de producción y si es necesario, hacer una intervención de relleno para asegurar la instalación de los mismos. FIG V.14

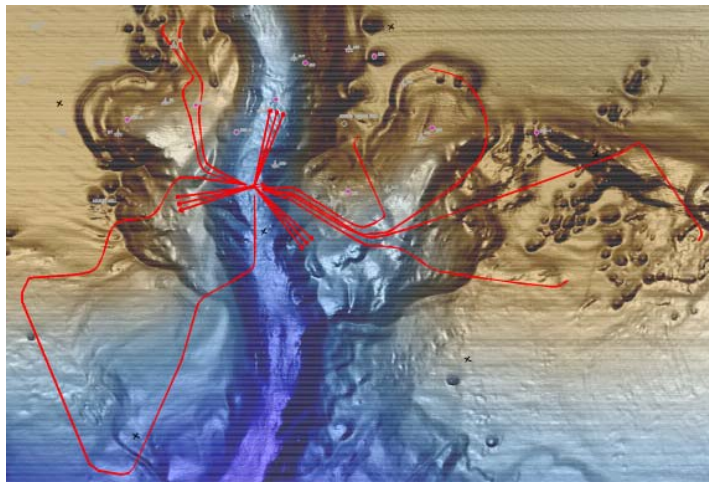


FIG V.14 Representación batimétrica de un campo



Referencias Capitulo 5

1. http://images.google.com.mx/imgres?imgurl=http://www.geocities.com/SiliconValley/Bridge/3339/20.JPG&imgrefurl=http://www.geocities.com/SiliconValley/Bridge/3339/index50.html&h=392&w=700&sz=95&hl=es&start=12&um=1&usq=_v3VH49KEK6AxAmKbQFsrShK48ag=&tbnid=919peR6Bfbv8HM:&tbnh=78&tbnw=140&prev=/images%3Fq%3Dambientes%2Bsedimentarios%26um%3D1%26hl%3Des%26client%3Dfirefox-a%26channel%3Ds%26rls%3Dorg.mozilla:es-ES:official%26sa%3DN
2. <http://www.alestuariodelplata.com.ar/Reconquista8.html>
3. ECONOMIDES MICHAEL, *et. al.* "Petroleum Production System" Editorial Prentice-Hall, Primera Edición, Estados Unidos de América, 1993, No. de Pags. 603.
4. CRAFT B.C., HAWKINS M.F. , "Applied Petroleum Reservoir Engineering" , Prentice – Hall, Segunda Edición, Estados Unidos de América, 1991, No. de Pags. 431



5. Cuautli Hernández, María Elena (2005). Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones (Tesis Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México)
6. Apuntes de la materia simulación numérica de yacimientos “Introducción a la simulación numérica de yacimientos Facultad de Ingeniería 2008”
7. <http://www.geovirtual.cl/geologiageneral/ggcap01e.htm>
8. [http://es.wikipedia.org/wiki/Gravimetr%C3%ADa_\(geof%C3%ADsica\)](http://es.wikipedia.org/wiki/Gravimetr%C3%ADa_(geof%C3%ADsica))
9. <http://www.geovirtual.cl/geologiageneral/ggcap01c.htm#sismolog%C3%ADa>
10. <http://www.spe.org/cda/content/0,1085,284,00.html>



Capítulo VI Aseguramiento de flujo.

VI.1 Definición del aseguramiento de flujo.

VI.2 Caracterización de los fluidos.

VI.2.1 Propiedades Físicas.

VI.2.1.1 Densidad específica del aceite (γ_a) y gas (γ_g).

VI.2.1.2 Factor de volumen del gas (B_g) y aceite (B_o).

VI.2.1.3 Relación de gas disuelto en el aceite (R_s).

VI.2.1.4 Factor de volumen total (B_t).

VI.2.1.5 Compresibilidad isotérmica del gas (C_g) y del aceite (C_o).

VI.2.1.6 Viscosidad del gas (μ_g) y aceite (μ_o).

VI.2.1.7 Factor de compresibilidad (z).

VI.2.2 Descripción del diagrama de fases multicomponentes.

VI.3 Comportamiento de afluencia y del pozo.

VI.3.1 Índice de Productividad.

VI.3.2 Las curvas de IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP).

VI.3.2.1 Método de Vogel.

VI.3.2.2 Método Standing.

VI.3.2.3 Método de Harrison y Fetkovich.

VI.4 Comportamiento de pozos



VI.4.1 Objetivos del análisis nodal.

VI.5 Técnicas para la prevención, detección y remediación de obstrucciones en aguas profundas.

VI.5.1 Hidratos.

VI.5.2 Ceras.

VI.5.3 Asfáltenos.

VI.5.4 Emulsiones.

VI.5.5 Producción de Arena.

VI.1 Definición del aseguramiento de flujo.

Este capítulo es dedicado al aseguramiento de flujo, una de las ramas de estudio en sistemas submarinos de producción que tiene como objetivo desarrollar y aplicar metodologías para la predicción, prevención, control y remediación de obstrucciones y/o condiciones inestables del flujo en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones, con el propósito de garantizar el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta los puntos de venta, distribución o custodia.

Aseguramiento de flujo: Es la capacidad o habilidad de producir los hidrocarburos de una forma económica desde el yacimiento hasta el punto de comercialización durante toda la vida del yacimiento en cualquier ambiente.

Los principales problemas que presenta el flujo de fluidos a través de las tuberías por el cambio de presión y temperatura al pasar del yacimiento a la tubería de producción y de ahí a las líneas de flujo ubicadas en el lecho marino es muy dramático.



- ➡ Hidratos.- Sólidos cristalinos similares al hielo; es agua más hidrocarburos ligeros que se presentan normalmente en la línea de flujo, estranguladores y válvulas.
- ➡ Parafinas.- Saturados pesados; dependen de la temperatura y normalmente se presentan en las líneas de flujo. FIG VI.1
- ➡ Asfáltenos.- Estructuras aromáticas, pesadas y complejas; se precipitan por cambios en la composición del fluido, normalmente se presentan en separadores y puntos bajos. FIG VI.2

Cada una de estas condiciones obstruye el flujo de fluido en la tubería.

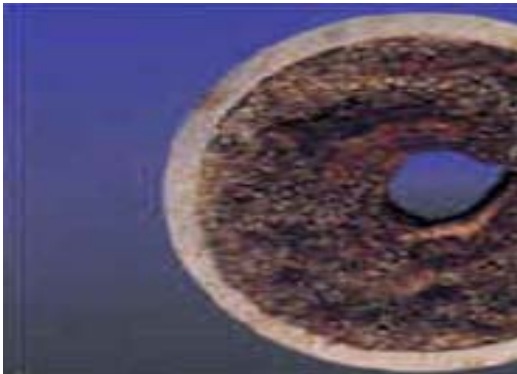


FIG. VI.1 Parafinas.

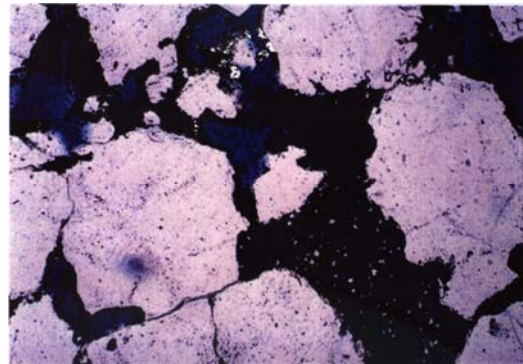


FIG VI.2 Asfáltenos.

El siguiente diagrama de fases nos muestra cómo afecta la disminución de presión y temperatura en la formación de obstrucciones en la tubería. FIG VI.3

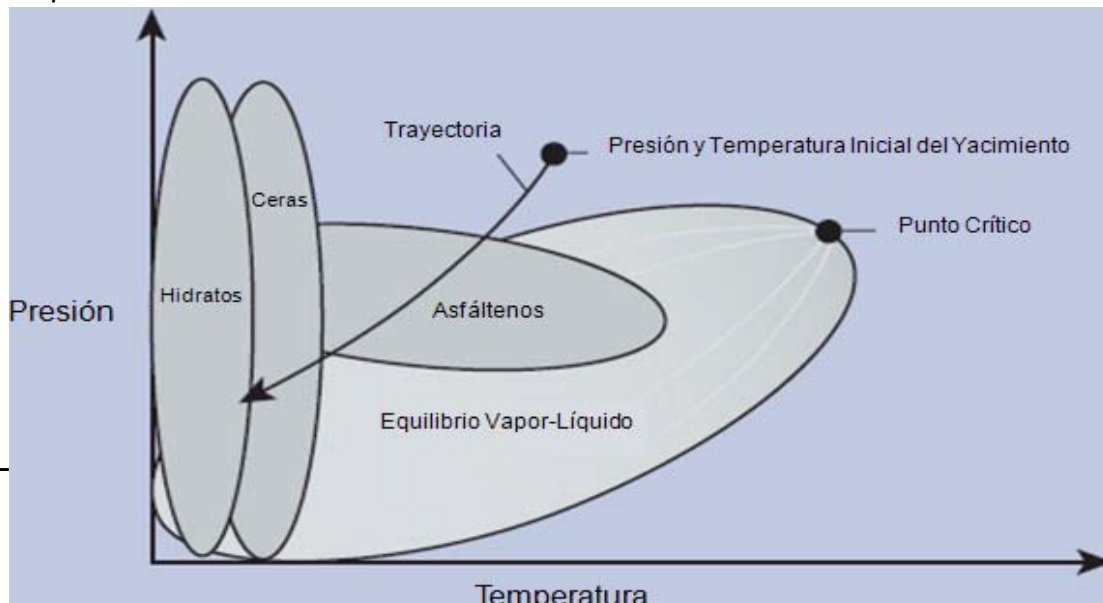




FIG VI.3 Diagrama de fase de los obstructores de tubería

El aseguramiento de flujo tiene una interacción con diferentes disciplinas FIG VI.4:



FIG VI.4 Disciplinas que interactúan con el aseguramiento de flujo

Los resultados del aseguramiento de flujo después de un estudio a detalle de las condiciones son:

- ➡ Dimensionamiento de la tubería y líneas de producción así como el Riser.
- ➡ Requerimientos térmicos.
- ➡ Soporte operacional
- ➡ Identificación de los riesgos potenciales

Para lograr desarrollar un trabajo de A.F. se debe conocer de manera detallada los fluidos provenientes del pozo por ello se debe hacer una caracterización de los fluidos.



VI.2 Caracterización de los fluidos.

Es importante una adecuada caracterización de los fluidos para predecir el comportamiento general del yacimiento; para ello debemos conocer las propiedades de los fluidos aceite, agua y gas, estas propiedades son adquiridas por medio de análisis en el laboratorio o correlaciones.

Para dar a conocer las propiedades de los fluidos petroleros es necesario conocer las siguientes definiciones.

- ➔ Aceite estabilizado: Aceite que ha sido sometido a un proceso de separación con el objeto de ajustar su presión de vapor y reducir su vaporización al quedar expuesto a las condiciones atmosféricas.
- ➔ Aceite residual: Es el líquido que permanece en la celda pVT al terminar un proceso de separación en el laboratorio, generalmente se determina a 60 °F y 14.7 psia.
- ➔ Condiciones estándar: Las condiciones estándar son definidas por los reglamentos de los estados de los países, por ejemplo en Texas son: 60 °F y 14.65 psia, mientras que en México son: 60 °F y 14.69 psia.
- ➔ Presión: Es la componente normal de fuerza por unidad de superficie; la presión en un fluido en reposo en un punto dado es la misma en todas direcciones.
- ➔ Temperatura: Es la propiedad de un cuerpo relacionada con su actividad molecular; cuanto mayor es la actividad molecular, mayor es la temperatura del cuerpo.

IV.2.1 Propiedades Físicas.

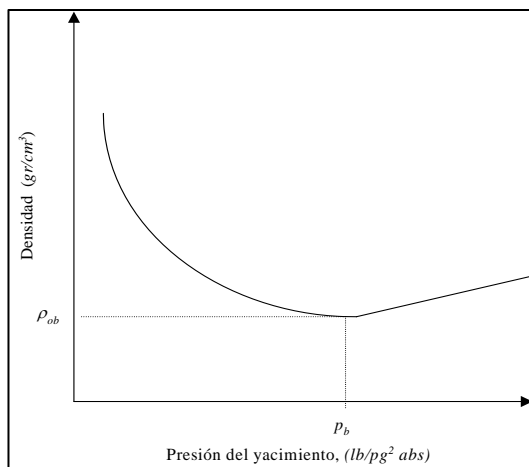
IV.2.1.1. Densidad específica del aceite (γ_a) y gas (γ_g).



La densidad relativa de un gas es la relación entre la densidad del gas en estudio y la densidad del aire.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{\frac{pM_w}{R'T}}{\frac{p \times 28.97}{R'T}} = \frac{M_w}{28.97}$$

La densidad relativa del aceite FIG VI.5 es la relación entre la densidad del aceite y la densidad del agua. Con esta relación podemos conseguir la densidad °API que es en la cual se comercializa el aceite.

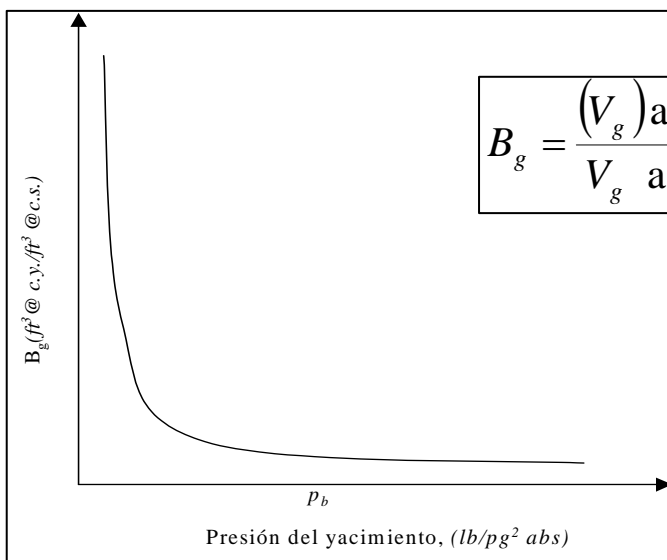


$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

FIG VI.5 Gráfica de la densidad relativa del aceite

IV.2.1.2. Factor de volumen del gas (Bg) y aceite (Bo).

El factor de volumen del gas de formación FIG VI.6 se define como la relación del volumen del gas en estudio a la condiciones del yacimiento con respecto al volumen de la misma cantidad del gas a condiciones estándar.



$$B_g = \frac{(V_g) \text{ a c.y.}}{V_g \text{ a c.s.}} \left[\frac{m^3 \text{ a c.y.}}{m^3 \text{ a c.s.}} \right], \left[\frac{pie^3 \text{ a c.y.}}{pie^3 \text{ a c.s.}} \right]$$



FIG VI.6 Gráfica del factor de volumen del gas

Factor de volumen del aceite FIG VI.7 en la formación se define como la relación del volumen de aceite más gas disuelto a condiciones de yacimiento sobre el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar.

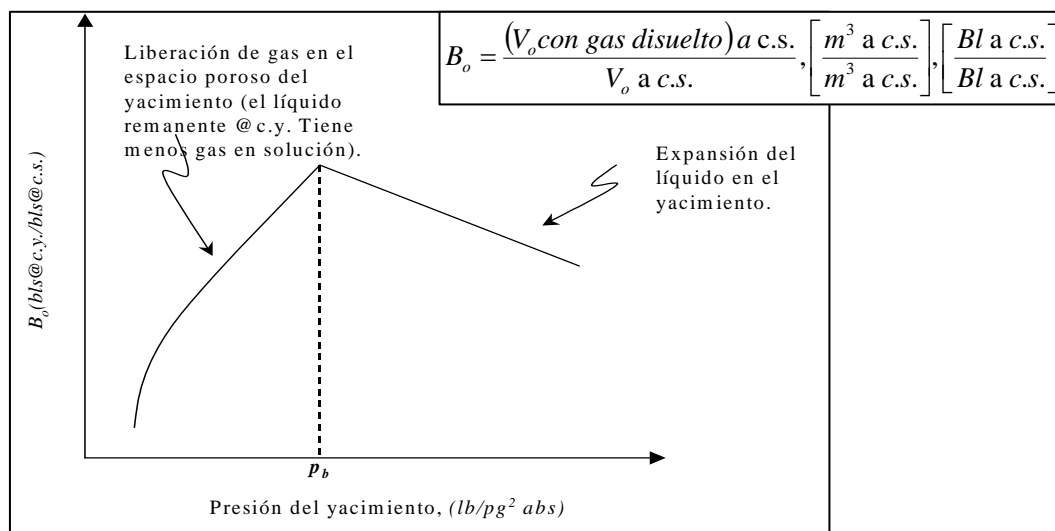


FIG VI.7 Gráfica del factor del volumen del aceite

IV.2.1.3. Relación de gas disuelto en el aceite (Rs).

Es la cantidad de gas disuelto FIG VI.8 en el aceite a condiciones de yacimiento, la relación de volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de aceite producido a condiciones estándar.

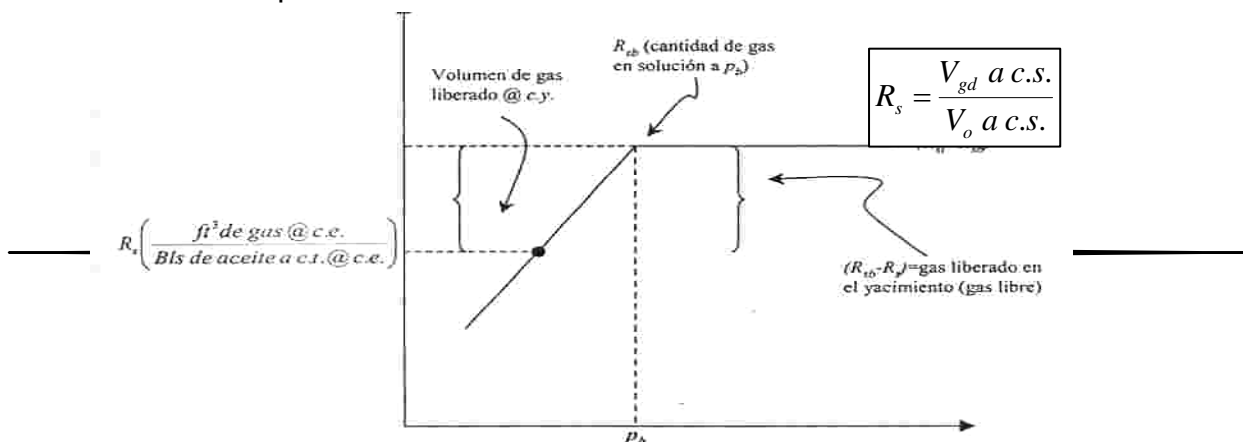




FIG VI.8 Gráfica de la relación de gas disuelto

IV.2.1.4. Factor de volumen total (Bt).

Es la relación de volumen aceite y gas disuelto a condiciones de yacimiento más volumen de gas a condiciones de yacimiento sobre el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar. FIG VI.9

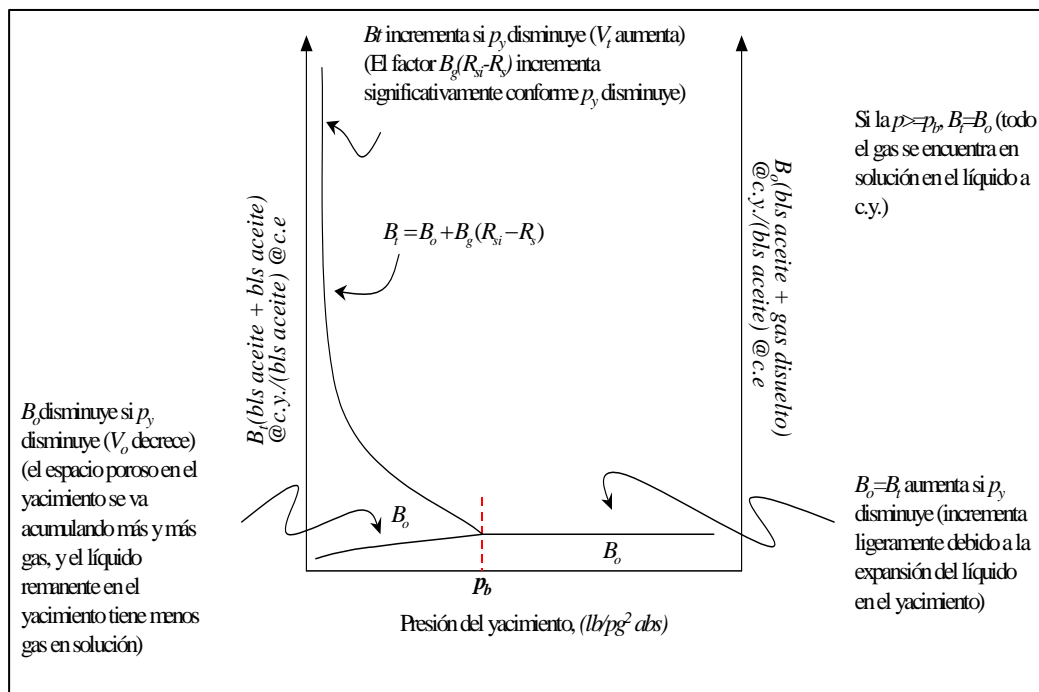


FIG VI. 9 Grafica del factor de volumen total

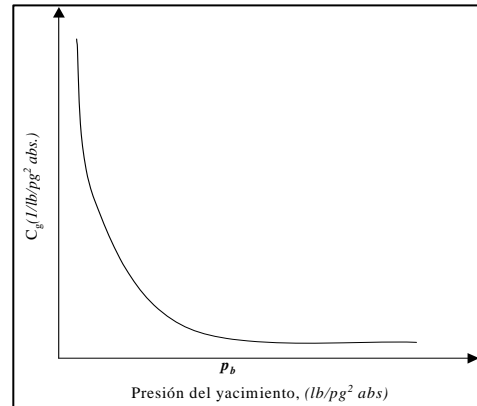
IV.2.1.5. Compresibilidad isotérmica del gas (Cg) y del aceite (Co).



Se define como el cambio fraccional del volumen gas FIG VI.10 en función del cambio de presión a una temperatura constante.

$$C_g = -\frac{1}{V_g} \left[\frac{\delta V_g}{\delta P} \right]_T$$

FIG VI.10 Grafica del factor de compresibilidad isotérmica del gas



Compresibilidad del aceite se define como el cambio de volumen del aceite con respecto al cambio de presión a una temperatura constante. FIG VI.11

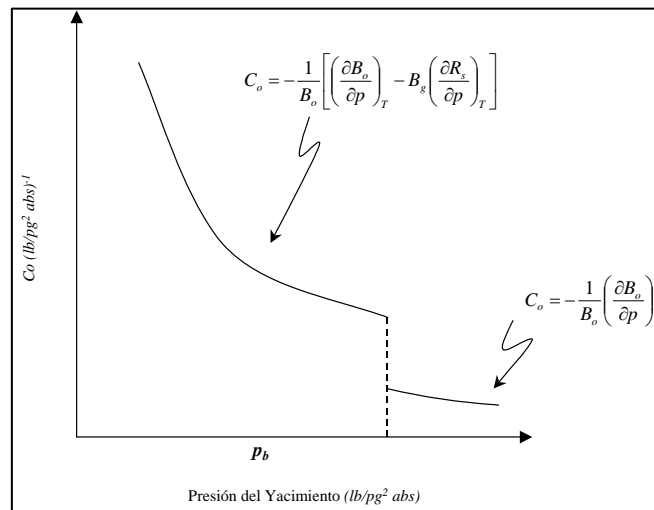


FIG VI.11 Grafica del factor de compresibilidad isotérmico del aceite

IV.2.1.6. Viscosidad del gas (μ_g) y aceite (μ_o).

Si se mide el esfuerzo cortante y el gasto cuando un fluido se encuentra en movimiento entre dos placas paralelas, en donde una placa se mueve con respecto a la otra placa con un gasto cualquiera. FIG VI.12

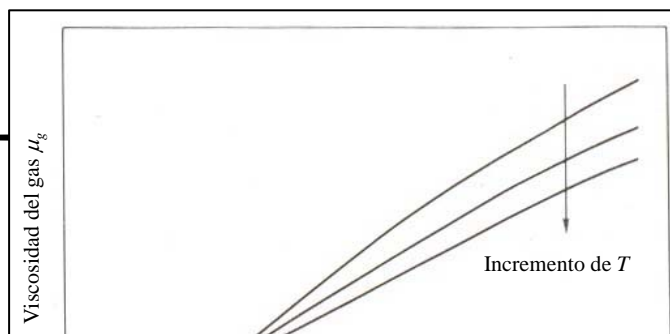




FIG VI. 12 Grafica de la viscosidad del gas

El coeficiente de viscosidad es una medida de la resistencia de un fluido para fluir.

Se muestra las viscosidades de una mezcla FIG VI.13

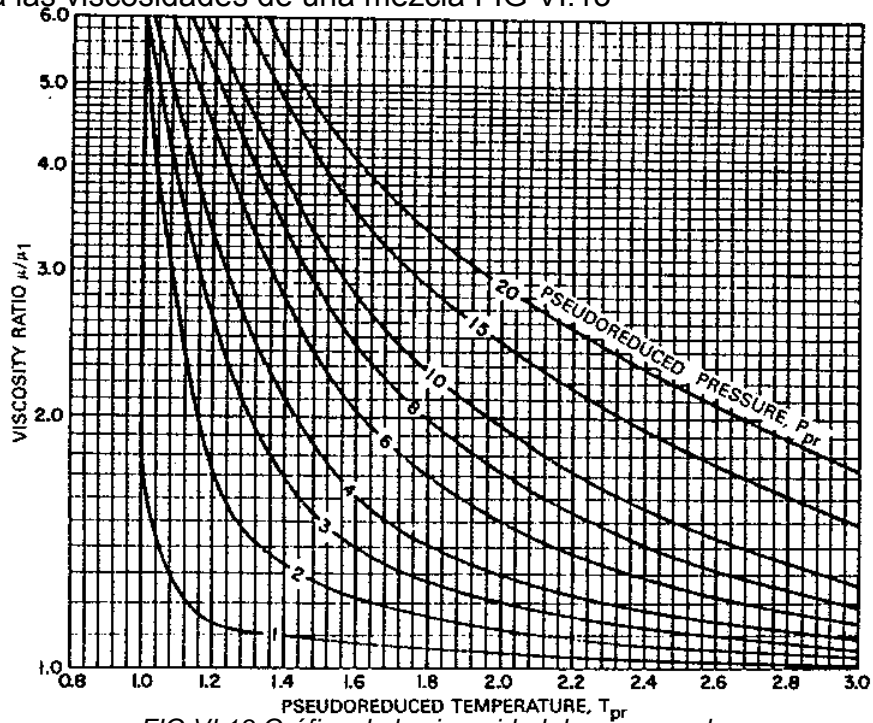


FIG VI.13 Gráfica de la viscosidad de una mezcla

El coeficiente de viscosidad del aceite es la resistencia que presenta este al fluir.

FIG VI.14

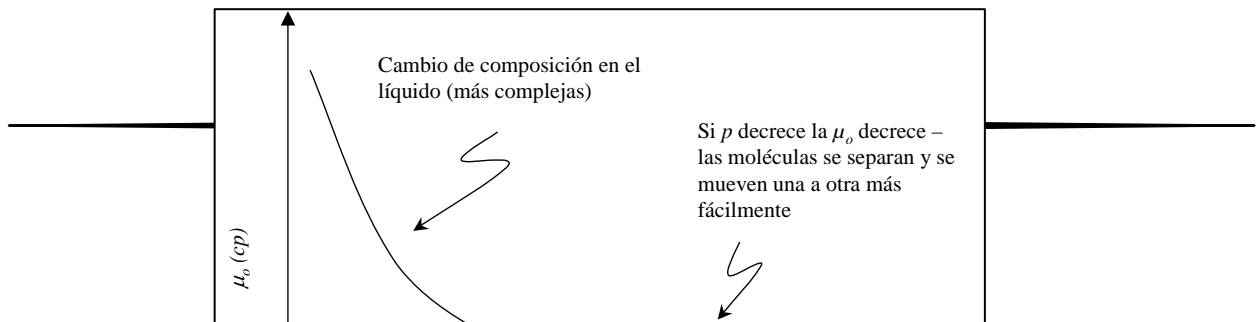




FIG VI.14 Gráfica de la viscosidad del aceite

IV.2.1.7. Factor de compresibilidad (z).

Es la relación entre el volumen real del gas y el volumen ideal del gas, es adimensional y es muy próximo a la unidad para gases cercanos al punto crítico.

FIG VI.15

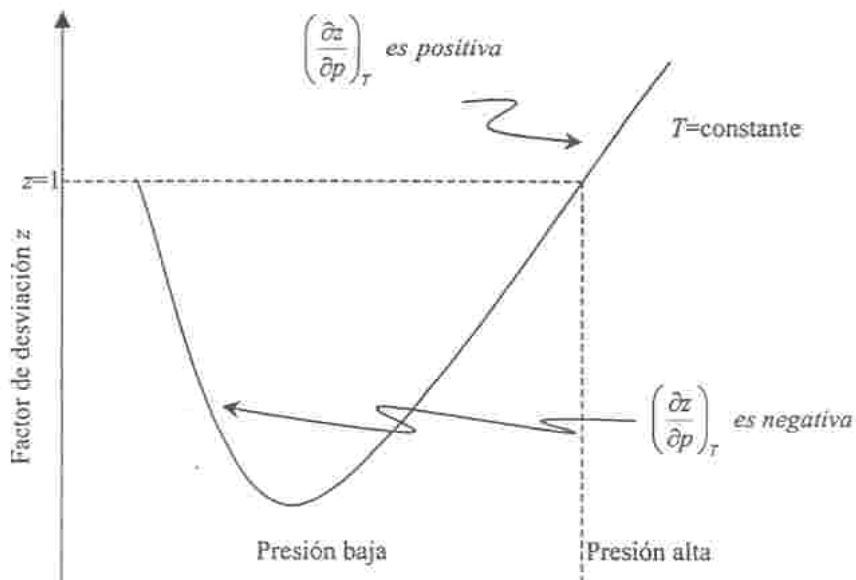


FIG VI. 15 Gráfica del factor de compresibilidad

IV.2.2 Descripción del diagrama de fases multicomponentes.



Un diagrama de fase es aquella gráfica que describe el comportamiento de la mezcla de hidrocarburos e impurezas con respecto al volumen, presión y temperatura.

- Curva de puntos de burbuja.- Es la curva que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases (Líquido-Vapor).
- Curva de puntos de rocío.- Es la curva de puntos que separa la región de la fase vapor en la región de dos fases (Líquido-Vapor).
- Punto crítico.- Se refiere como el estado a determinada presión y temperatura en la cual todas las propiedades intensivas de las fases líquido y vapor son idénticas; a la presión y temperatura se les llama críticas.
- Crincondenbara.- La concondenbara es la presión máxima por arriba de la cual la fase de vapor (gas) no se puede formar independientemente de la temperatura que se tenga.
- Cincondenterma.- La crincondenterma es la temperatura máxima por arriba de la cual la fase líquida no se puede formar independientemente de la presión que se tenga.
- Líneas de calidad.- son las líneas representadas dentro de la región de 2 fases del diagrama de fase de presión y temperatura se denominan como líneas de calidad. FIG VI.16

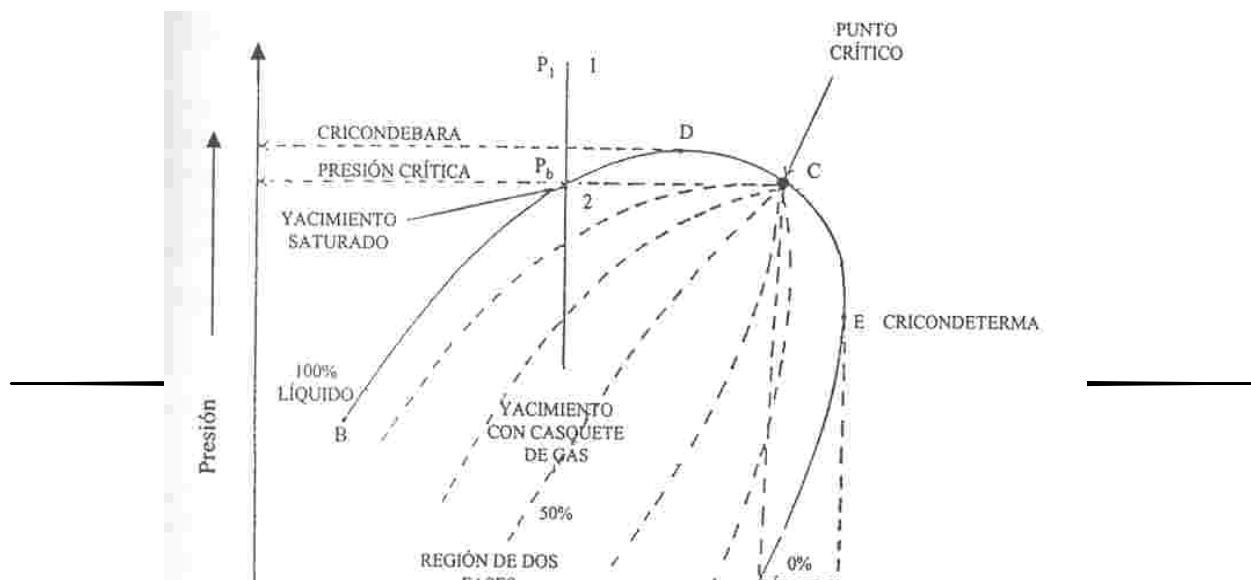




FIG VI.16 Gráfica de un diagrama de fase multicomponente

Todas estas características nos llevan a definir a un yacimiento por el tipo de fluido que se encuentra en él.

tipo	Yacimiento de aceite y gas		Yacimiento de Gas y Condensado		
	De bajo encogimiento (Aceite Negro)	De alto Encogimiento (Aceite Volatil)	Gas y condensado	Gas humedo	Gas seco
Características					
Diagrama de Fases					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_c \geq T_y$	$T_c < T_y < \text{Cricondenterma}$	$\text{Cricondenterma} < T_y$	$\text{Cricondenterma} < T_y$
Punto critico	P.C a la derecha de la Cricondenterma	P.C cercano a la Cricondenterma	P.C a la izquierda de la Cricondenterma	P.C a la izquierda de la Cricondenterma	P.C a la izquierda de la Cricondenterma
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b @ T_y$ yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ yacimiento Bajo saturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ yacimiento Saturado [2 fases]	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre esta en estado gaseoso	P_y nunca entra a la región de dos fases. En el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de calidad	Muy pegado a la línea de Punto de rocío	Mas separado de la Línea de rocío	Tienden a pegarse a la Línea de puntos de burbuja	Mas pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	_____	_____	Fenómenos retrogados	_____	_____
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fase)
Composición	Grandes cantidades de Pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de Intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de Intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades De intermedios en la Mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA [m^3/m^3]	< 200	200 --- 1,000	500 --- 15,000	10,000 --- 20, 000	< 20,000
Densidad liquido [g/cm^3]	> 0.85	0.85 --- 0.75	0.80 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75



Tabla VI. 1 Clasificación de los yacimientos por el tipo de fluido que almacena

Las propiedades antes mencionadas pueden obtenerse por medio de correlaciones.

Uso de correlaciones para las propiedades de fluidos

- Propiedades del aceite saturado:

(Standing, Vázquez, Oinstein, Lasater, ρ , μ , σ)

- Propiedades del aceite bajo saturado:

(C_o , ρ , μ , B_o , P_b)

- Propiedades del agua saturada:

(B_w , ρ , μ , σ)

- Propiedades del agua bajo saturada:

(C_o , ρ , B_w)

- Propiedades del gas natural:

(γ_g , B_g , z , μ_g)

VI.3 Comportamiento de afluencia y del pozo.

El comportamiento de afluencia en pozo de aguas profundas no varía de una manera drástica, debido a que la terminación del pozo no se modifica en diseño solamente su instrumentación.

IV.3.1. Índice de Productividad.

El índice de productividad no presenta limitaciones para su aplicación en pozos de aguas profundas. Solo aumentan los puntos de estudio.



Índice de productividad.- Es la producción aportada por el yacimiento directamente proporcional a la diferencia de presiones entre el yacimiento y el pozo. Tiene ciertas limitaciones como el comportamiento lineal, flujo radial o en régimen permanente, yacimiento horizontal, homogéneo y uniforme, flujo en una fase, flujo incompresible. FIG VI.17

Existen varias formas para determinar el índice de productividad.

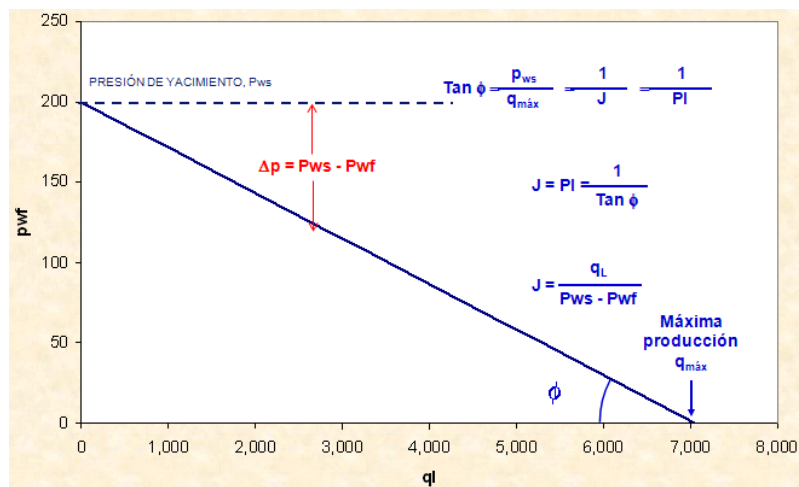


FIG VI. 17 Grafica típica del índice de productividad

La ecuación de Darcy describe el mismo comportamiento. FIG VI.18

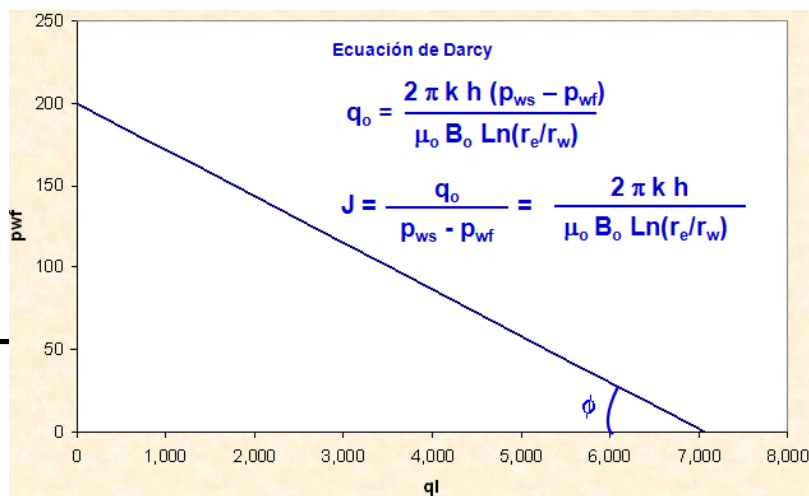




FIG VI.18 Gráfica de la ecuación de Darcy

Existen otras Ecuaciones que describen el mismo comportamiento pero la forma de obtener los datos por medio de pruebas de variación de presión es muy compleja así que se decide ocupar la expresión más sencilla.

IV.3.2. Las curvas de IPR (INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP).

Describen un comportamiento de afluencia de un pozo con el flujo en dos fases dentro del yacimiento y el índice de productividad variable.

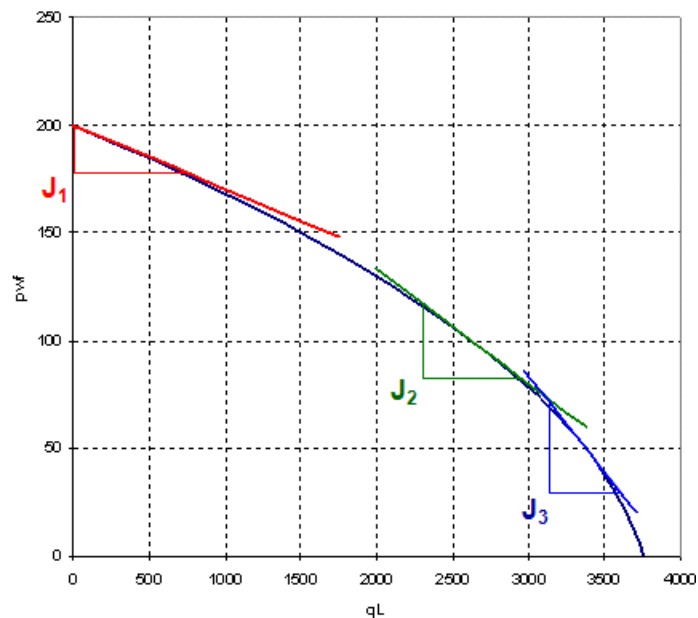


FIG. VI.19 Gráfica de La curva de IPR

Existen diferentes Métodos para obtener la curva de IPR

IV.3.2.1. Método de Vogel.

Principales consideraciones:



- Yacimiento circular, limitado, con un pozo perforado en el centro a lo largo de todo el espesor.
- Yacimientos productores por empuje de gas disuelto liberado ($P_{wf} < P_b$).
- Flujo radial.
- Medio poroso uniforme e isotrópico (que tiene las mismas propiedades en todas direcciones), con saturación de agua constante en todos los puntos del yacimiento.
- Efectos gravitacionales y de compresibilidad de la formación insignificantes.

Vogel propuso para la determinación de la curva de comportamiento de afluencia, la siguiente relación empírica:

$$q/q_{m\acute{a}x} = 1 - 0.2 (p_{wf}/p_{ws}) - 0.8 (p_{wf}/p_{ws})^2$$

Es la solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. El error máximo ($\leq 10\%$) de este método se presenta cuando las pruebas en los pozos se realizan a bajos gastos y abatimientos de presión pequeños.

Para obtener de forma directa la P_{wf} , conociendo P_{ws} , q y q_{max} , se emplea la siguiente ecuación:

$$p_{wf} = 0.125 p_{ws} (-1 + \sqrt{81 - 80 (q/q_{m\acute{a}x})})$$

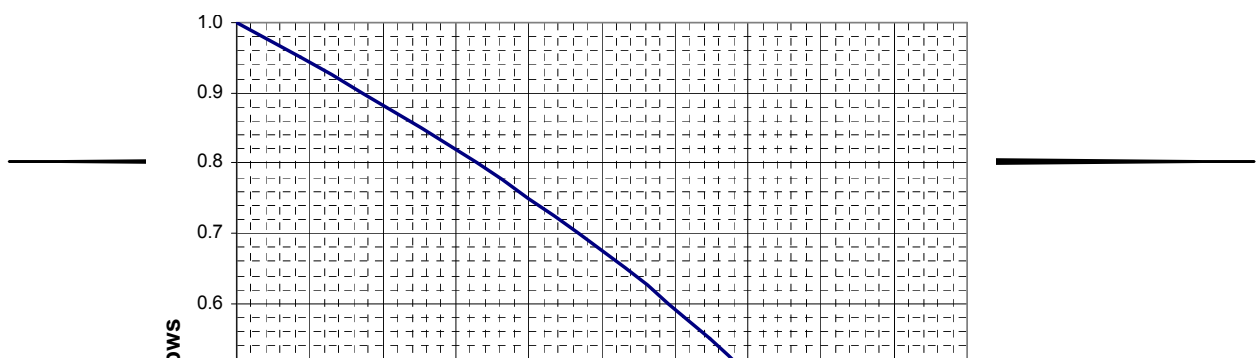
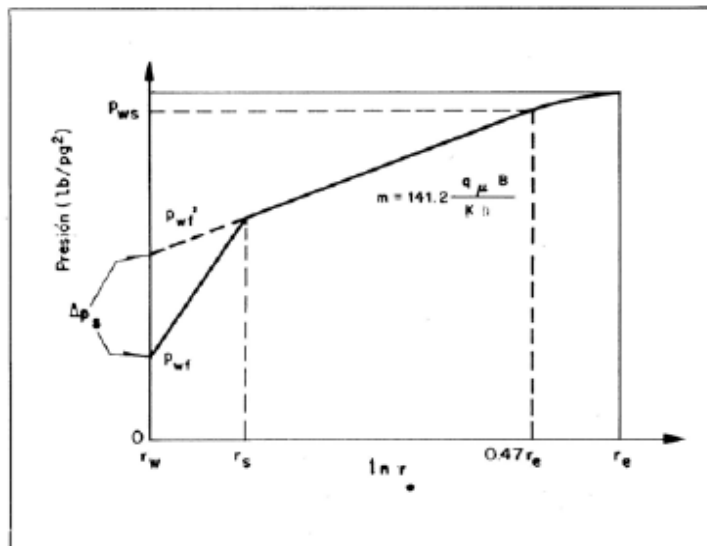




FIG. VI II.20 Grafica de la curva de Vogel

IV.3.2.2. Método Standing.

El método Vogel es aplicable para eficiencias de flujo de 1.0, por lo que Standing presentó en 1970 una familia de curvas en adición a la de Vogel para diferentes eficiencias de flujo. Standing estableció de acuerdo a la siguiente figura, que: FIG VI.21





$$EF = \frac{\Delta p \text{ ideal}}{\Delta p \text{ real}} = \frac{p_{ws} - p_{wf} - \Delta p_s}{p_{ws} - p_{wf}}$$

FIG VI.21 Grafica del método de Standig

Así, Standing amplió el método de Vogel, pudiendo ahora obtener FIG VI.22:

El gasto máximo posible para pozos con o sin daño.

El gasto para cualquier Pwf y diferentes valores de EF

La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño

Entonces la ecuación de Vogel, toma la siguiente forma:

$$q/q_{m\acute{a}x} = 1 - 0.2 (p'_{wf}/p_{ws}) - 0.8 (p'_{wf}/p_{ws})^2$$

donde:

$$p_{wf} = p_{ws} - (p_{ws} - p_{wf}) EF$$

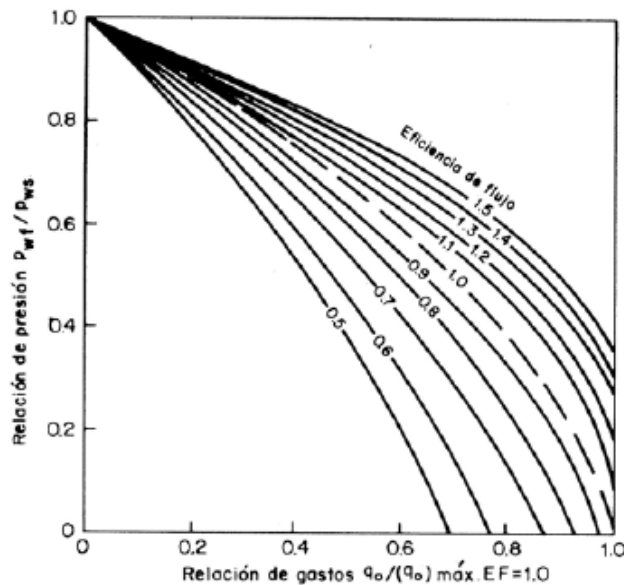


FIG. VI.22 Grafica de eficiencias de la curva de Standing



IV.3.2.3. Método de Harrison y Fetkovich.

La aplicación de Standing para el caso de bajas presiones de fondo fluyendo y altas eficiencias de flujo, presenta errores. Por lo que existen dos procedimientos alternativos de solución:

1. Harrison, quien sugiere el empleo de la siguiente ecuación:

$$q/q_{\text{máx}} = 1.2 - 0.2 \exp(1.792 p'_{\text{wf}}/p_{\text{ws}})$$

Sin embargo, sus resultados serán menores que los obtenidos con Vogel, y

2. Fetkovich, quien propone la siguiente ecuación:

$$q = J'_o (p_{\text{ws}}^2 - p_{\text{wf}}^2)^n$$

La ecuación de Fetkovich, representa una línea recta en coordenadas log-log. Para usar esta ecuación se emplea la ecuación de Vogel hasta que principien los valores negativos de la Pwf. FIG. VI.23

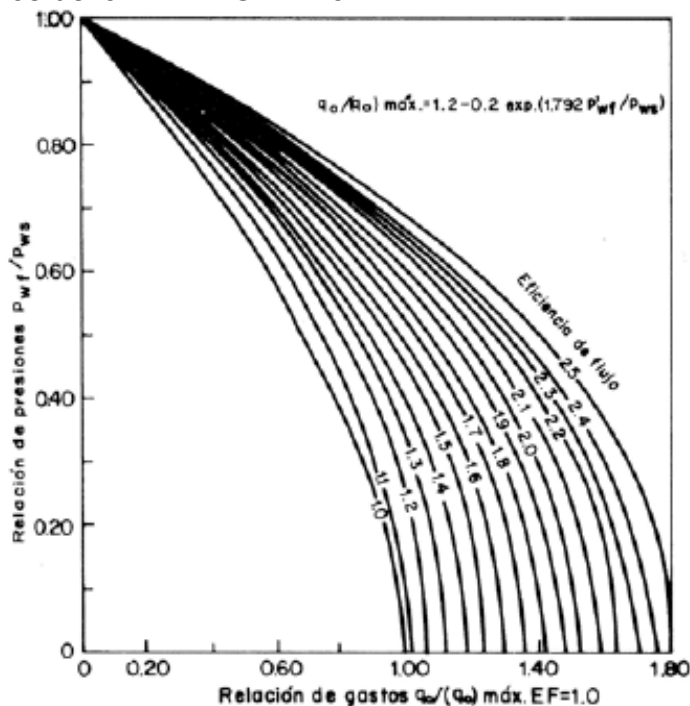




FIG. VI.23 Gráfica del método de Fetkovich

Todos estos métodos sirven para formar la curva generalizada donde se ve el comportamiento de un yacimiento bajosaturado y saturado.

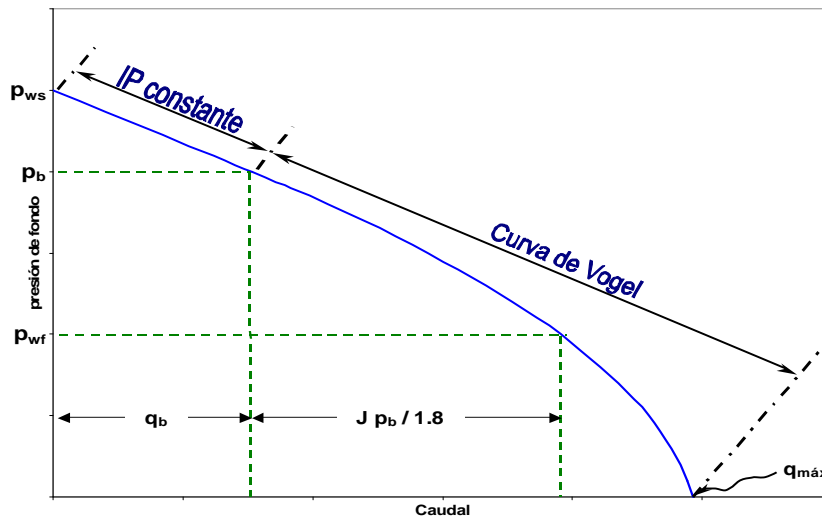


FIG. VI.24 Gráfica generalizada del comportamiento del yacimiento

VI.4 Comportamiento de pozos

Para analizar el comportamiento del pozo es necesario considerar el sistema de producción en conjunto, el análisis nodal es una metodología que analiza el sistema integral de producción en sus puntos más concretos que son aquellos en los que el cambio de presión es muy dramático. FIG VI.25

La aplicación de esta metodología en campo de aguas profundas se incrementa en el número de nodos por que a diferencia de pozos en tierra hay equipos submarinos que incrementan la presión en puntos específicos para ayudar a la energía natural del yacimiento en conducir los fluidos producidos hasta las instalaciones de recolección.

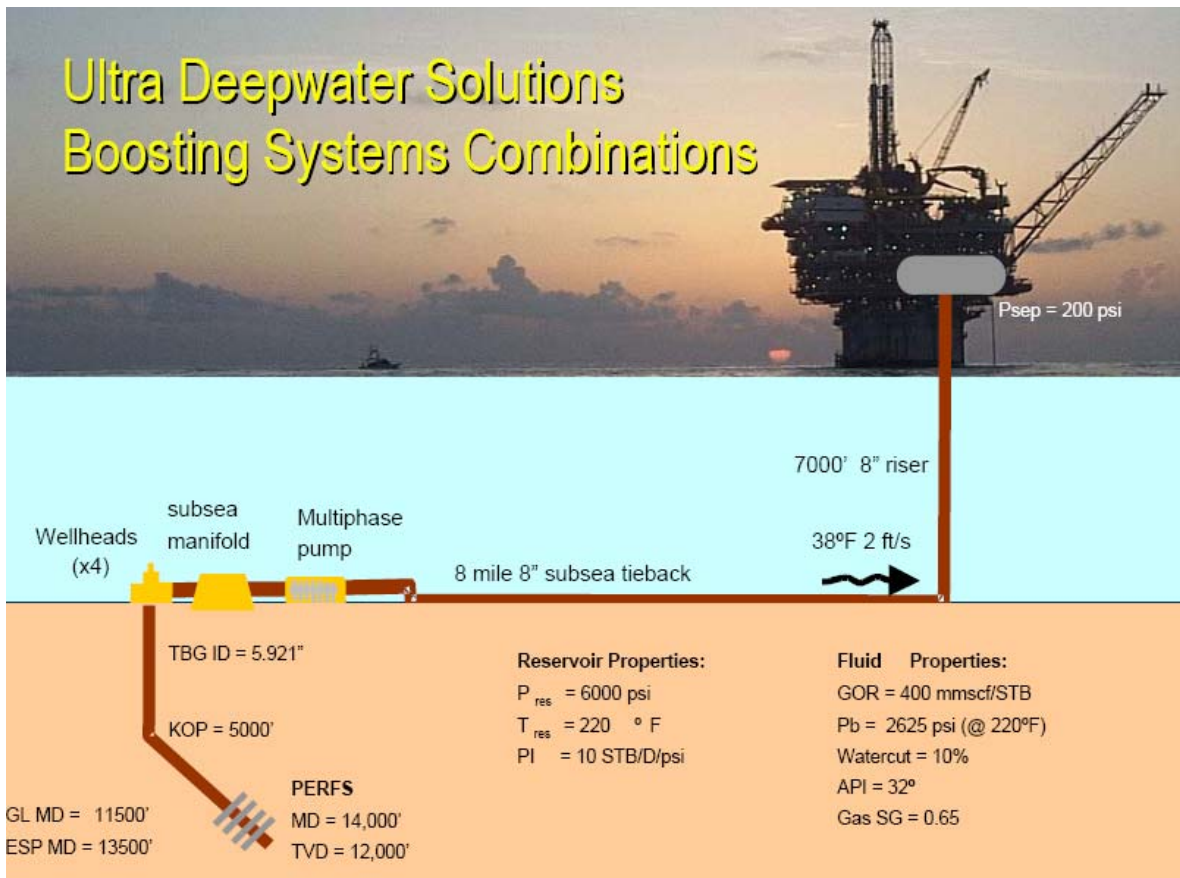


FIG VI.25 Sistema integral de producción en aguas profundas

Caídas de presión:

En Tubería Vertical 30 al 70 %.

En Medio Poroso 10 al 20 %.

En Línea de Descarga 10 al 20 %.

IV.4.1. Objetivos del análisis nodal.

- ➡ Determinar el gasto del pozo (aceite o gas) considerando el yacimiento y la terminación.



- Determinar las condiciones a las cuales el pozo dejará de fluir.
- Determinar el tiempo en el cual se requerirá la instalación de algún sistema artificial.
- Optimizar el sistema de producción.
- Verificar los componentes del sistema para detectar posibles cuellos de botella.

Condiciones:

- Siempre debe conocerse la presión al inicio y al final del sistema.
- En el nodo solución la presión y el gasto deben ser idénticos para cada subsistema.
- Los nodos solución pueden ser los extremos del sistema o los puntos de unión entre subsistemas.

Curvas típicas de gasto .vs. P_{wf} para diferentes diámetros de TP. FIG VI.26

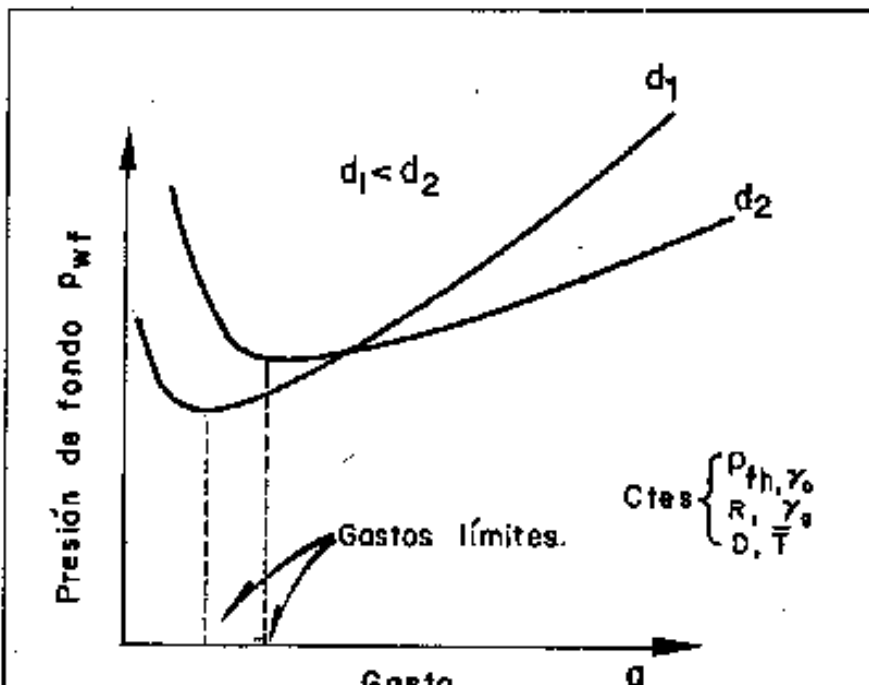




FIG VI.26 Gráfica de Q vs PWF

Gráfica típica de condiciones de flujo estable. FIG VI.27

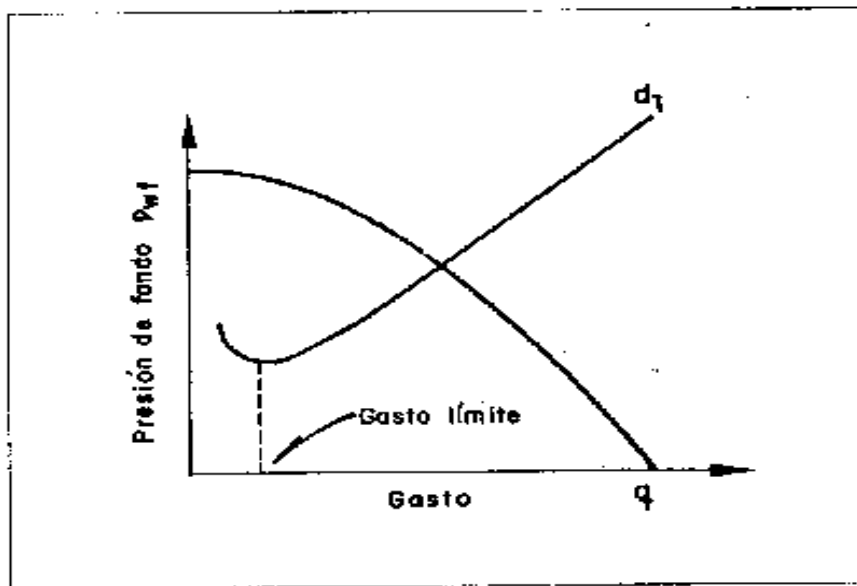


FIG VI.27 Gráfica de Q vs PWF flujo estable

Condiciones de Flujo inestable. FIG. VI.28

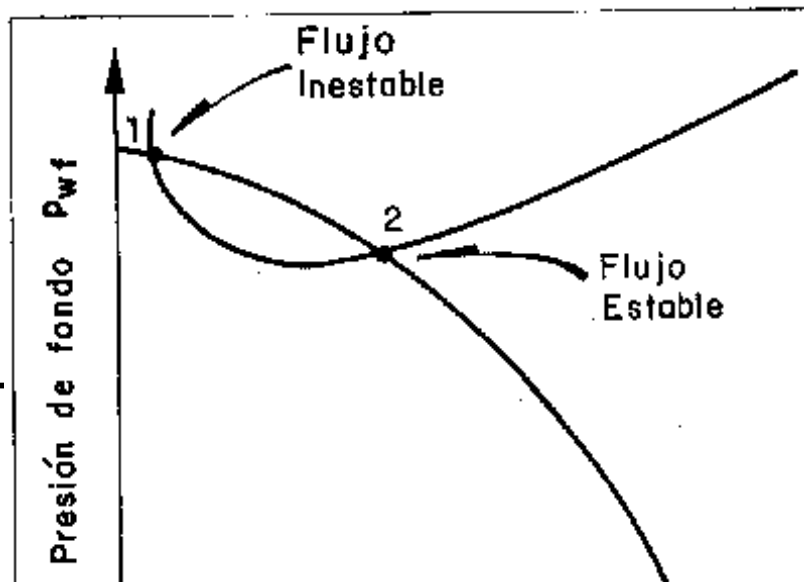




FIG VI.28 Gráfica de Q vs PWF flujo inestable

Pozo muerto.FIG VI.29

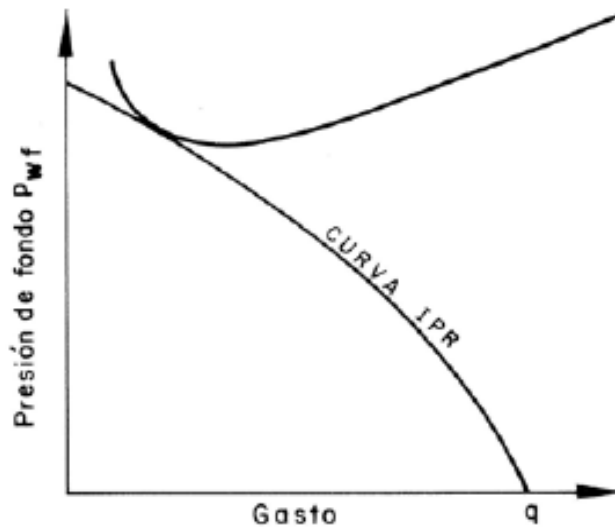


FIG VI.29 Gráfica de Q vs PWF flujo pozo muerto

Efecto del cambio de estrangulador. FIG VI.30

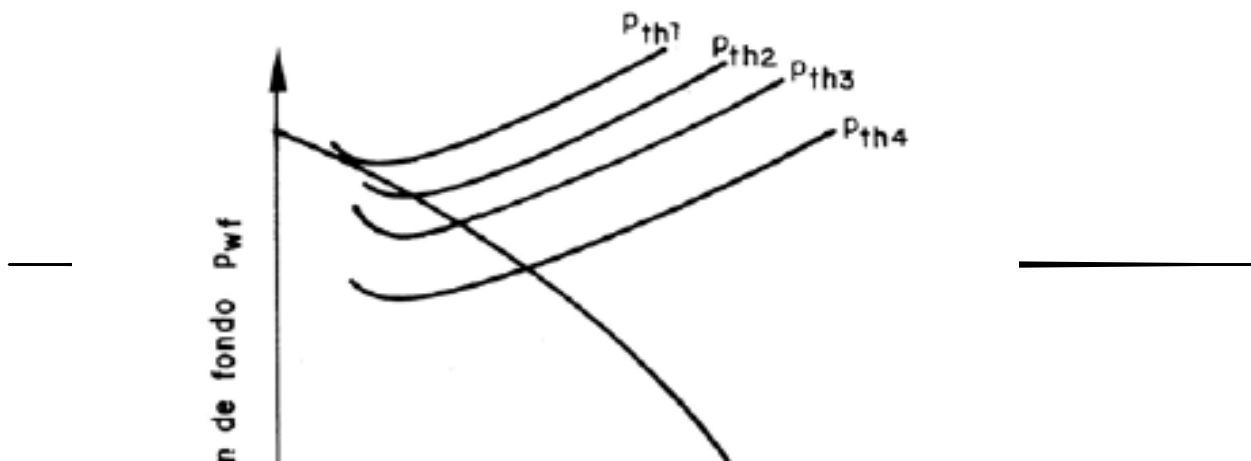




FIG VI.29 Gráfica de Q vs PWF con cambio de estrangulador

VI.5 Técnicas para la prevención, detección y remediación de obstrucciones en aguas profundas.

En esta parte del capítulo podemos comprobar las condiciones de flujo dentro de un pozo; ahora debemos tomar en cuenta las obstrucciones que se presentan disminuyendo la eficiencia del mismo.

Estas obstrucciones tienen lugar por los cambios de presión y temperatura, condiciones del yacimiento, materiales de las líneas de flujo, estrangulador y la compatibilidad de los fluidos producidos.

IV.5.1. Hidratos.

Estos son compuestos cristalinos que se forman alrededor de las moléculas de gas proveniente del yacimiento, parecidas a nieve suave en pozos de aceite y hielo duro en pozos de gas, los hidratos pueden formarse por condiciones de alta presión y bajas temperaturas, la presencia de gases no hidrocarburos como son el dióxido de carbono y nitrógeno entre otros. La salinidad del agua de formación es importante en el desarrollo de estas estructuras. FIG VI.31



En los sistemas multifásicos de producción los hidratos contribuyen a un incremento en la pérdida de presión en las tuberías de producción y líneas de flujo debido a que genera obstrucciones en decenas de metros de tubería.

La prevención de la formación de hidratos es necesaria para el diseño de equipos submarinos inyectoros, esto se logra mediante un análisis composicional y de salinidad en el agua de formación y un modelado de presión y temperatura preciso para una confiable planeación y estimación en la prevención de hidratos.

Métodos usados para evitar las obstrucciones de hidratos:

1. Control mecánico.
2. Control térmico.
3. Inyección química - Inhibidores termodinámicos.
4. Inyección química - Inhibidores de hidratos de baja-dosificación.
5. Otros.



FIG. VI.31 Ejemplo de hidratos

IV.5.2. Ceras.

Las ceras se definen como parafinas de alto peso molecular insoluble en crudo gracias a la pérdida de ligeros y / o la disminución de la temperatura del crudo.



Las ceras consisten en unas cadenas en línea, ramificadas o en parafinas cíclicas con un número de carbonos entre C15 y C70+.

La temperatura para que se desarrollen las ceras conocida como el punto de nube, es la temperatura a la cual los primeros cristales se forman mientras se enfría el crudo. La depositación de ceras se puede presentar en superficies metálicas frías, al principio sin causar problemas serios; al seguir fluyendo el pozo, si no se controla las ceras se acumulan y endurecen por sus componentes pesados siendo si remedio una técnica compleja. FIG VI.32

Problemas básicos por precipitación de ceras.

Si las ceras se precipitan en los sistemas de producción, causan tres tipos básicos de problemas:

- a) La desopilación en superficies internas resulta en un incremento en la caída de presión en el área afectada, restringiendo el flujo y generando posiblemente una obstrucción.
- b) El incremento en la viscosidad del fluido requiere de incrementos de potencia/presión para poder mover el crudo.
- c) Gelificación del crudo cuando se trata de una línea larga de flujo y se presenta un caso de cierre extendido, requiriendo aumentos aún más significativos en potencia/presión para conseguir que el crudo se mueva otra vez.

Métodos para el control de las ceras:

1. Control mecánico.
2. Control térmico.
3. Desplazamiento de fluidos.
4. Inyección de químicos.



Pig Catcher



FIG.VI.32 Ejemplo de ceras

IV.5.3. Asfáltenos.

Son sólidos orgánicos similares en apariencia a las ceras pero de estructura molecular diferente y más compleja; por ello el control de este tipo de depósitos se lleva de una manera diferente. Las moléculas de asfáltenos están presentes en el aceite siendo estabilizados por resinas cuando este equilibrio se perturba por algunos de los siguientes factores: caídas de presión, mezcla de diferentes aceites, bombeo neumático, desplazamiento miscible, desplazamiento con CO₂ y la acidificación en la matriz. FIG VI.33

Los depósitos en el yacimiento pueden reducir significativamente la permeabilidad de la formación, mientras que los depósitos en las instalaciones de producción pueden ocasionar el incremento de caídas de presión, el mal funcionamiento del equipo (por ejemplo, estranguladores, válvulas y bombas) y algunas veces resulta en una obstrucción total del flujo. Los asfáltenos se depositan en la superficie metálica de los equipos y líneas de flujo

Métodos de control

1. Métodos mecánicos.
2. Lavado con solvente.



FIG. VI.33 Ejemplo de Asfáltenos

IV.5.4. Emulsiones.

Las emulsiones son sistemas heterogéneos que consisten en por lo menos un líquido miscible disperso en otro en forma de pequeñas gotas, estos sistemas son termodinámicamente inestables pero pueden ser constantes si los componentes son estabilizados con componentes tensoactivos.

El desarrollo de las emulsiones se genera por una agitación que se presenta en el flujo turbulento a lo largo de los equipos, las líneas de flujo e instalaciones superficiales de almacenamiento.

Las emulsiones pueden ser agua-en-aceite, que se refieren como emulsiones regulares, y emulsiones aceite-en-agua, que son llamadas emulsiones inversas.

Las emulsiones generan problemas en las instalaciones de separación de líquidos submarinos o superficiales porque los controladores de nivel en los recipientes no son capaces de identificar las diferentes interfases, llevando a posibles rezagos de una fase con otra. FIG VI.34

Medidas de prevención.

Mantener los fluidos producidos tan calientes como sea posible.



Reducir la cantidad de esfuerzos cortantes y de turbulencia a la cual el líquido producido es sujeto prácticamente en cualquier punto.

Reducir la cantidad de contaminantes sólidos en el sistema de producción.

Evitar la precipitación de asfáltenos.

Métodos de remediación.

Las técnicas de remediación para romper emulsiones implican generalmente tres elementos: calor, tiempo y aplicación de los productos químicos desemulsificantes.



FIG VI.34 Representación de emulsiones

IV.5.5. Producción de Arena.

La producción de arena se desarrolla cuando la fuerza de empuje del fluido supera a la fuerza de cohesión de los granos de roca en la formación desprendiéndolos, no se debe confundir con los finos producidos ya que estos últimos ayudan a mejorar la permeabilidad en la formación y son considerados parte de una estructura mecánica de la misma.

Los factores que afecta la cantidad de arena producida son:

Gasto de producción: Entre mayor sea el gasto la velocidad y fuerza del fluido aumentan.



Propiedades del fluido: Entre mayor es la viscosidad del fluido la fuerza de arrastre.

Propiedades de la roca.- La consolidación de la roca debido a que esta puede ser débil o fuerte.

Terminación de los pozos.- Inclinación, perforación y el aislamiento de las zonas afectan la tendencia en la producción de arena.

Los problemas que ocasiona la producción de arena son obstrucciones en válvulas y líneas de flujo aumentando la caída de presión por fricción, erosión y corrosión de los materiales. FIG VI.35

El control de arena implica el uso de métodos/equipo de fondo especializados para la prevención de producción de arena en el pozo. Tales métodos/equipamiento incluyen:

Consolidación química.

Pantallas, liners rasurados y filtros.

Empacadores dentro de la TR y en el agujero abierto.

Fracturaciones apropiadas, incluyendo el uso de arena cubierta con resina.



FIG VI.35 Daños causados por la arena



Referencias Capítulo VI

1. Curso “ Sand management “ SCHLUMBERGER 2006
2. ECONOMIDES MICHAEL, *et. al.* “Petroleum Production System” Editorial Prentice-Hall, Primera Edición, Estados Unidos de América, 1993, No. de Pags. 603.
3. CRAFT B.C., HAWKINS M.F. ,”Applied Petroleum Reservoir Engineering” , Prentice – Hall, Segunda Edición, Estados Unidos de América, 1991, No. de Pags. 431
4. Cuautli Hernández, María Elena (2005). Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones (Tesis Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México)
5. Transferencia de tecnología sobre el desarrollo de Sistemas Submarinos de Producción, referente al Proyecto D.00384, “ASEGURAMIENTO DE FLUJO”
6. Curso “Flow Assurance in Deepwater Developments “ SCHLUMBERGER 2006 parte 1 - 5



VII. Arquitecturas Submarinas Básicas.

La arquitectura submarina es el arreglo estratégico del equipo submarino de producción, considerando las condiciones del yacimiento, medio ambiente y el desarrollo del campo para optimizar de manera conciente la producción.

La arquitectura submarina además de estar definida bajo condiciones técnicas, la planeación y evaluación económica juegan un papel indispensable en el desarrollo de la misma.

Las arquitecturas submarinas básicas que a continuación se definen son la base para un complejo desarrollo de los campos, debemos recordar que la arquitectura submarina es un estudio particular e irreplicable para cada campo, debido a que ninguno presenta las mismas características antes señaladas.

VII.1 Drill center

VII.2 Pozo Satélite

VII.3 Cluster

VII.4 Tamplate

VII.5 Daisy Chain

VII.6 Subsea Tieback

VII.1. *Drill center.*

Drill center (centro de la perforación) como su nombre lo indica es donde vamos a perforar diferentes pozos, en el desarrollo de campos en aguas profundas no es



conveniente cambiar la plataforma de perforación de una localización a otra debido al costo por día del equipo.FIG VII.1

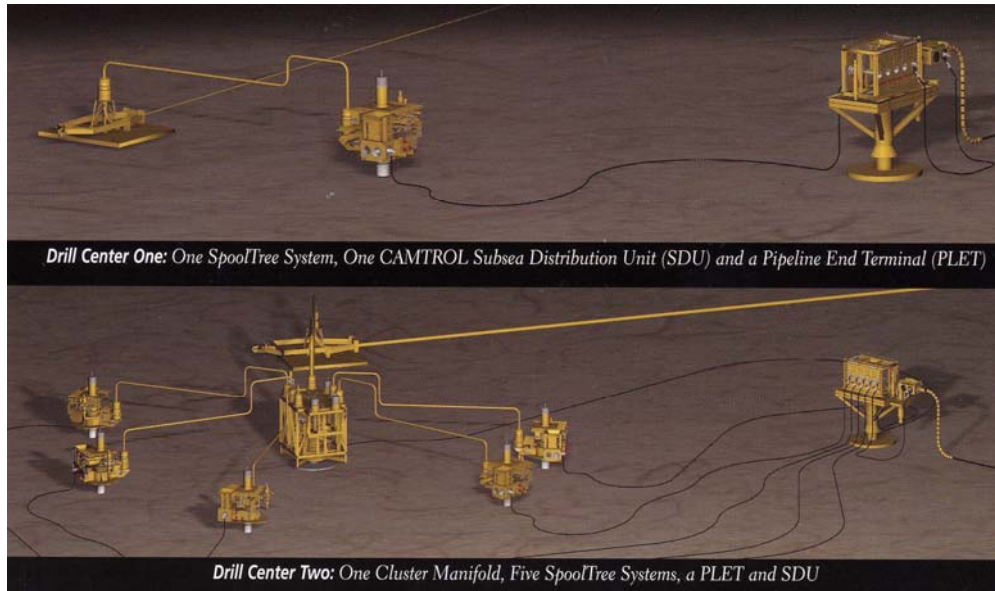


FIG. VII.1 Representación de un Drill Center Propiedad BHP Billiton

Al conocer la localización de la plataforma esta perfora pozos en forma direccional u horizontal para optimizar el tiempo de perforación, y bajar los costos del proyecto. Dentro de un mismo campo se pueden tener diferentes localizaciones de Drill centers.

La necesidad de un Drill center en campos de aguas profundas es mantener un espacio adecuado entre pozo, optimizando los tiempos de instalación de los diferentes equipos submarinos y organizar el campo en diferentes zonas. FIG VII.2

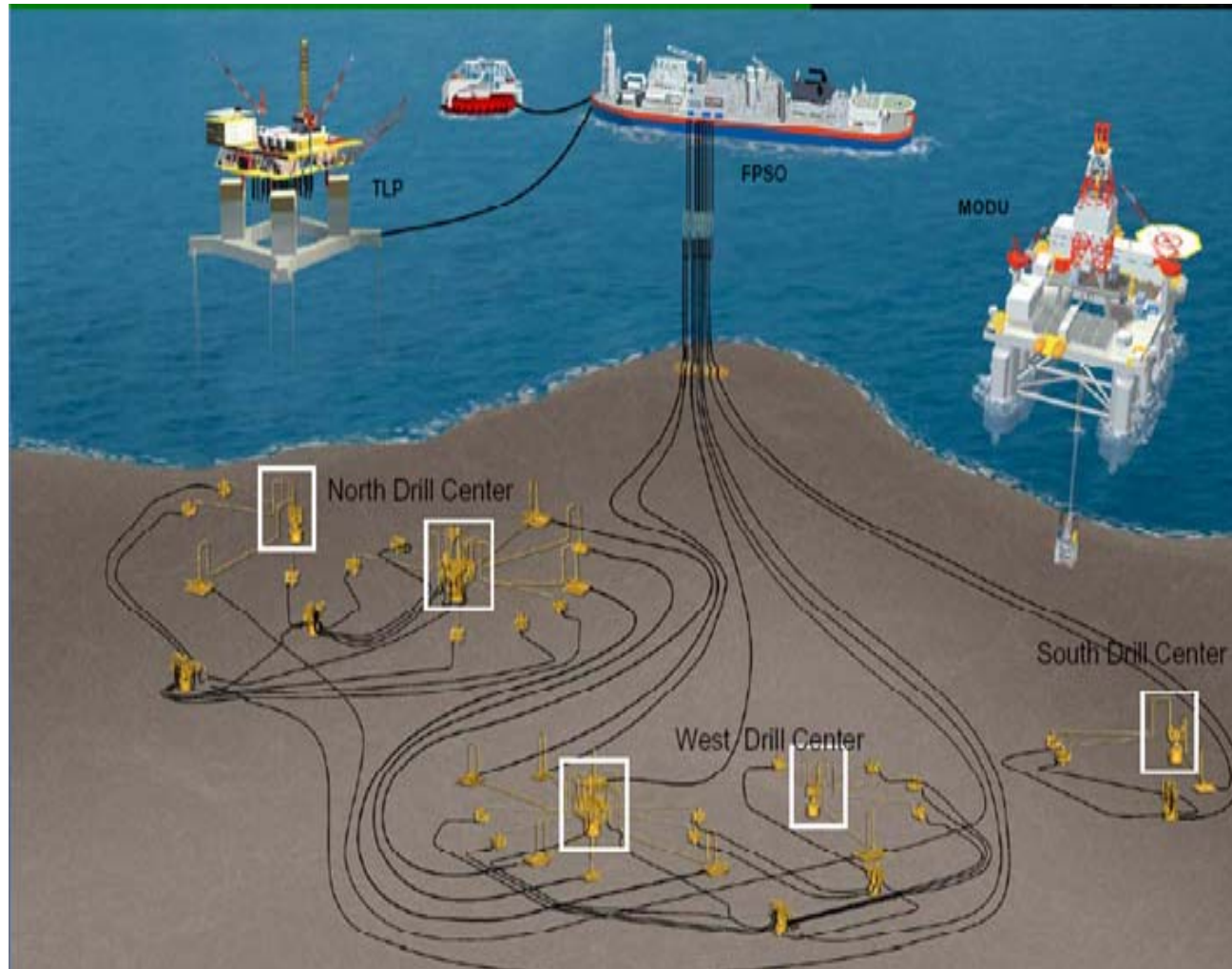




FIG VII.2 Representación de varios Drill Centers en un mismo campo Propiedad Cameron

VII.2. Pozo satélite.

Los pozos submarinos pueden ser clasificados ya sea como satélites o agrupados. Los pozos satélites son individuales y comparten un mínimo de instalaciones y equipo en general con otros pozos. Son perforados normalmente verticalmente y usados predominantemente para producir bolsos aislados de bloques de fallas, que no pueden ser accedidos desde una ubicación central. Los pozos satélites pueden producir directamente hacia las instalaciones de la superficie, plataforma o unidad flotante.

La ventaja principal de usar pozos satélites, es la flexibilidad que otorga el hecho de tener ubicaciones individuales, instalación, control y servicios. Cada pozo es manejado separadamente, de tal manera que su producción y tratamiento puedan ser optimizados. Los pozos exploratorios en un campo pueden ser reutilizados completándolos como pozos satélites, así se eliminan los costos asociados de la perforación que ocasiona un nuevo pozo.

Cuando se considera el aspecto económico de un pozo satélite, se debe tomar en cuenta que los costos de tubería (líneas de flujo) pueden ser significativos en comparación con los costos del equipo del árbol (válvulas, etc...) ya sea en aguas profundas o someras. Cuando se trata de comparar pozos satélites con conjuntos, una desventaja de los pozos satélites es que cada pozo debe contar con sus propias líneas de flujo y sistemas umbilicales, esto repercute en un suelo marino



congestionado y varios risers para las plataformas si varios pozos satélites se encuentran ahí; mientras que en el conjunto se emplea un solo sistema para varios pozos.

En el desarrollo de campos los pozos satélite pueden ayudar para tener una explotación rápida del mismo, se puede tener un pozo satélite de base para una compleja arquitectura, con esto se puede empezar a recuperar la inversión de una manera más rápida. FIG VII.3

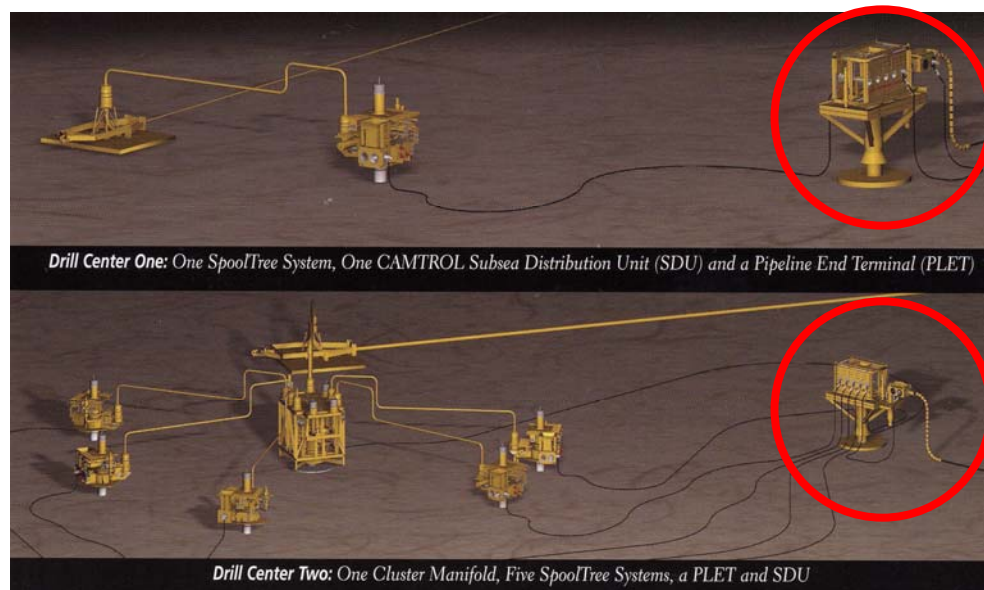


FIG VII. 3 Ejemplo de un pozo satélite Propiedad BHP Billiton

VII.3. Cluster.

Cuando varias cabezas de pozo son localizadas en una estructura submarina central, el sistema se denomina en conjunto o cluster en inglés. Este arreglo provee la posibilidad de compartir funciones en común entre varios pozos, tales como, servicios de aparejo o líneas de inyección y equipo de control en común, lo



cual después requiere de varias tuberías o líneas de flujo y umbilicales y esto reduce los costos. FIG VII.4

Como los componentes a mantener están centralizados en un sistema en conjunto, es posible dar servicio de mantenimiento y general a más de un pozo en un viaje desde la barcaza de servicio, de aquí que se ahorren costos de movilización. Por otro lado, el tener funciones compartidas puede reducir la capacidad de tratar cada pozo separadamente. Esto introduce la necesidad de estranguladores submarinos para permitir el control de cada pozo de manera individual. Otra desventaja de un sistema en conjunto es que, la perforación o las operaciones de trabajo de un pozo dentro del conjunto pueden alterar o interrumpir la producción de los otros en el momento, además de que los procedimientos de perforación y/o producción deben ser implementados simultáneamente.

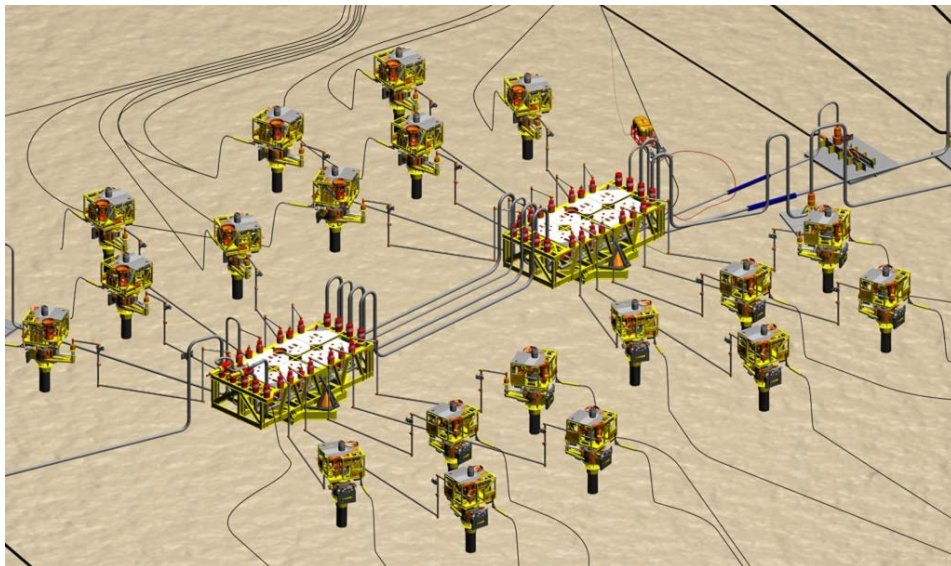


FIG. VII.4 Ejemplo de clusters

Propiedad BHP billiton



Es posible combinar los dos tipos de configuraciones, satélite y en conjunto, en un sistema submarino de tal manera que se optimice el desarrollo del campo a través de usar los beneficios de cada una de las ventajas de dichas configuraciones. Ya sea el sistema satélite o en conjunto, o una combinación de ambos provee una opción más atractiva económicamente y el hecho de escoger cualquiera de dichas opciones dependerá de la profundidad del campo, las características específicas del yacimiento, el espaciamiento del pozo, el clima, etc.

VII.4. Template.

Este arreglo de pozos se utiliza cuando el espacio entre ellos es muy reducido, se monta todo sobre una base y se coloca en una posición adecuada, por su tamaño y fácil manejo el tiempo de instalación es más corto, proporciona apoyo a los jumpers, líneas de flujo y arboles. FIG VII.5

Diseñado para alojar 8 pozos con posibilidad de ser ampliado para conectar un segundo colector. Es el arreglo más utilizado en profundidades de agua superior a los 1000 m.

Una de las grandes ventajas de este tipo de arreglos es que las líneas en los sistemas de control son mínimas, se optimizan las flowlines y pipelines esto baja los costos, si la producción se manda a un barco o una plataforma fija estos permanecen en la misma posición no variando su anclaje.

Se necesita mucha perforación desviada que es más costosa y complicada; los estranguladores submarinos que se utilizan en este tipo de arreglos deben de ser individuales para un adecuado manejo de flujo y presión.



Servicio de perforación en cualquiera de los pozos puede requerir que los otros pozos se mantengan cerrados por motivos de seguridad.

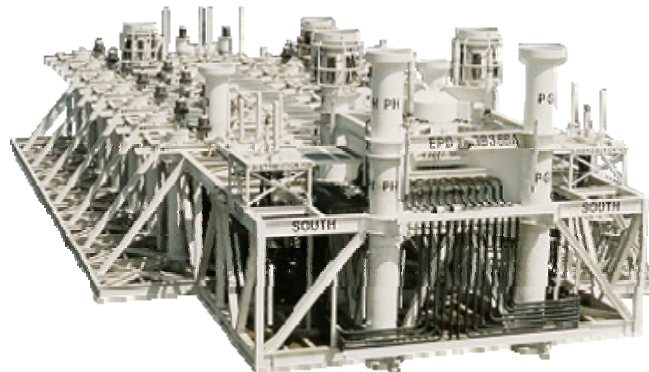


FIG VII.5 *Template manifold*

Propiedad Cameron

Ejemplo de un template manifold del campo Troika 45ft-long by 31ft-wide. FIG VII.6



FIG VII.6 *template manifold del campo Troika Referencia X*

VII.5. Daisy chain.



El arreglo Daisy chain (diseño en cadena) se hace con la finalidad de unir uno o más Drill Centers con sus respectivos clusters o pozos satélites es un arreglo estratégico para minimizar la líneas de flujo que van a los centros de recolección de la producción. FIG VII.7

Configuraciones individuales y múltiples “daisy chains” son las más confiables. Los lazos “daisy chain” sencillos y con conexiones en paralelo reducen el número de líneas de flujo y proporcionan dos rutas de salida para pozos adyacentes para reparar localidades sin agregar mucho hardware y complejidad. Agregar más lazos, reduciendo el número de pozos por lazo mejora la pérdida de producción y tiempos de reparación.

Manifolds de recolección pueden reducir el número de líneas de flujo y risers con la penalidad de incrementar el número de componentes y su complejidad.

Sin embargo, efectos adversos pueden ser minimizados agregando dos rutas de salida y mantener el tamaño del manifold pequeño.

Grandes manifolds y step-out daisy chains con una salida deben ser evitados, ya que impactan adversamente en pozos adyacentes durante las reparaciones y demandan altos tiempos de reparación.

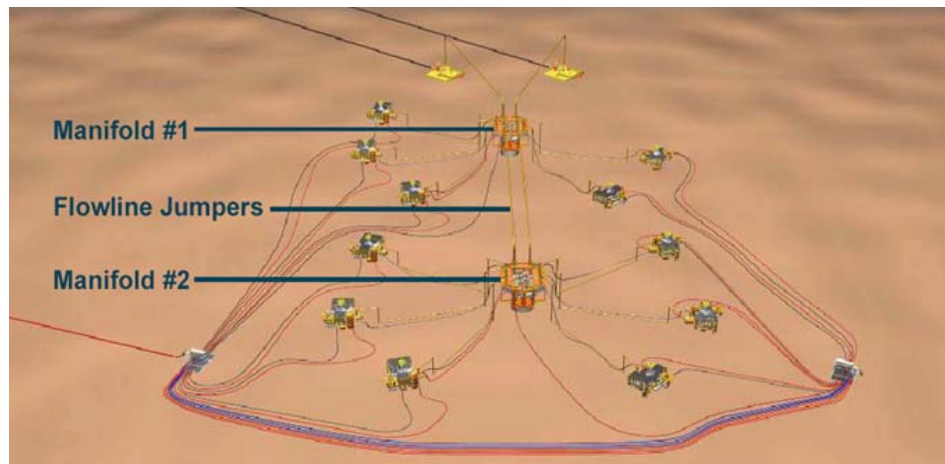


FIG VII.7 Ejemplo de un Daisy Chain Propiedad Cameron

VII.6. Subsea Tieback.

Es aquella arquitectura que comunica la producción de los yacimientos a las instalaciones de recolección o procesamiento existentes en tierra o flotantes mejorando los costos transformando campos marginales en campos económicamente rentables.

Debido a que los nuevos campos descubiertos en aguas profundas son más chicos se opto por explotarlos con arquitectura de Subsea Tieback debido a que baja los costos y hace más productivos a los campos. FIG VII.8

Como la arquitectura tipo Tieback tiene el más alto rango de distancia entre las instalaciones de recolección y el lecho marino maximiza el uso de la infraestructura de producción existente, facilita su limpieza y mantenimiento debido a que maneja 2 líneas de descarga, esto es muy útil cuando una está produciendo la otra puede estar en mantenimiento reduciendo considerablemente los costos si solo se tuviera una sola línea de descarga.

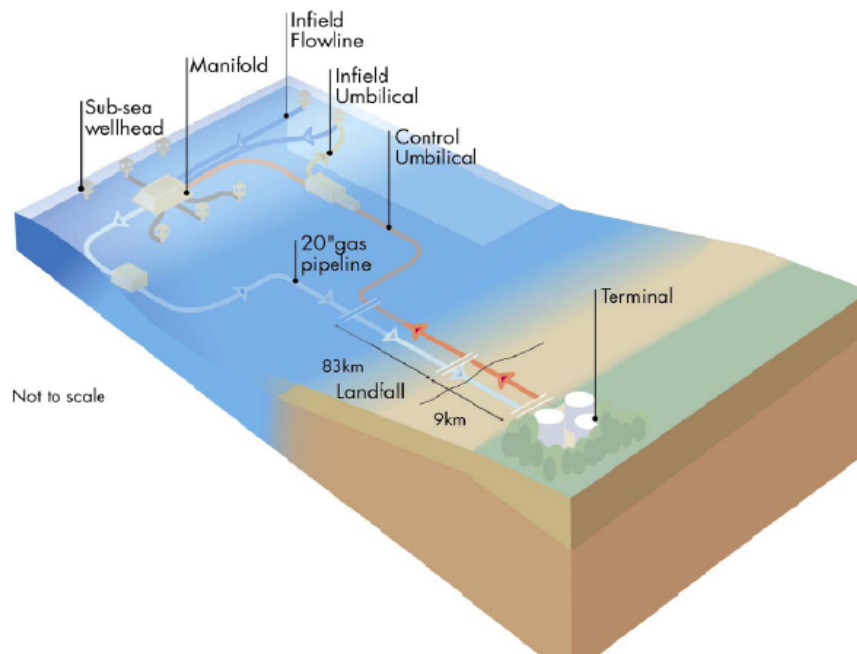


Fig VII.8 Subsea Tieback del campo corrió Propiedad Offshore magazine

Estas son las arquitecturas base para el complejo sistema de arreglos utilizados; cada campo tiene condiciones diferentes, es por ello que no se ha estandarizado la selección de las arquitecturas.

Solo se recomiendan en base a las experiencias buenas o malas en los diferentes campos con ello se espera aprender de los errores y desarrollar una metodología confiable que evolucione con la tecnología.

Referencias Capítulo VII

1. Curso “ DEEPWATER FIELD ARCHITECTURE FROM AN OPERATOR PERSPECTIVE” BHPBILLITON 2006.



2. Transferencia de tecnología sobre el desarrollo de Sistemas Submarinos de Producción, referente al Proyecto D.00384, “DESARROLLO DE CAMPOS”

3. http://images.google.com.mx/imgres?imgurl=http://www.offshore-technology.com/projects/troika/images/troika7.jpg&imgrefurl=http://www.offshore-technology.com/projects/troika/troika4.html&h=291&w=550&sz=46&hl=es&start=3&um=1&usg=__zy6gFMIZA6daHRgxeM7pS7Ts70Q=&tbnid=JYALOhIEYAmnM:&tbnh=70&tbnw=133&prev=/images%3Fq%3Dtemplate%2Bmanifold%26um%3D1%26hl%3Des%26rlz%3D1T4TSHL_esMX295MX296%26sa%3DN

4. <http://en.wikipedia.org/wiki/Tieback>

Conclusiones

El trabajo tiene como finalidad dar a conocer algunos criterios técnicos en los proyectos en aguas profundas. Si bien es cierto que México está afrontando el reto



de forma reservada es porque se está preparando de manera consiente para afrontar los problemas inherentes al desarrollo de la tecnología y a las nuevas situaciones que afronta la perforación y producción en aguas profundas.

Se ha demostrado atreves de los años que Mexico tiene el potencial para desarrollar sus campos de manera adecuada, al igual que ahora cuando se empezó a perforar costa afuera en aguas someras Meico no tenia los equipos y tampoco el recurso humano necesario el cual se fue adquiriendo de manera controlada, en la actualidad somos potencia a nivel mundial en esta especialidad, por lo antes escrito no dudo que al pasar de los años se llegue a la misma clasificación en aguas profundas.

En la actualidad el campo **Lakach** con un tirante de agua de 998 m. es nuestro punto de partida para generar la experiencia necesaria en estos campos, la perforación del primer pozo se llevo a cabo de manera exitosa ahora le toca a los especialistas en producción hacer los estudios necesarios para determinar el tipo de arquitectura submarina y con ello detectar los equipos necesarios para la mejor explotación del campo.