



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**MÉTODOS DE PERFORACIÓN UTILIZANDO EL  
SISTEMA DE DOBLE GRADIENTE**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A N:**

**FLORES SALAS ELÍ  
TRINIDAD CATARINO DEMIAN**



**DIRECTOR DE TESIS:  
ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL**

**MÉXICO D.F.      2015**



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.

<b>Tema</b>	<b>Página</b>
Resumen.....	1
Introducción.....	2
<b>1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).....</b>	<b>5</b>
1.1. Reservas de hidrocarburos en México.....	5
1.2. Golfo de México Profundo. ....	6
1.2.1. Provincia Salina del Bravo. ....	8
1.2.2. Cordilleras Mexicanas. ....	8
1.2.3. Cinturón Plegado Perdido. ....	8
1.2.4. Planicie Abisal. ....	9
1.2.5. Cinturón Plegado Catemaco. ....	9
1.2.6. Provincia Salina del Istmo (porción de aguas profundas). ....	9
1.3 Exploración en aguas profundas. ....	10
1.4. Avances en aguas profundas al 14 de marzo de 2014. ....	11
1.5. Geología estructural del activo Poza Rica-Altamira. ....	13
1.5.1. Estratigrafía.....	13
1.5.2. Roca almacén .....	14
1.5.3. Roca generadora.....	14
1.5.4. Trampa.....	14
1.5.5. Sello .....	15
1.5.6. Yacimiento .....	15
1.5.7. Reservas .....	15
<b>2. Equipos de perforación en aguas profundas.....</b>	<b>17</b>
2.1. Plataformas de perforación semi-sumergibles.....	17
2.2. Barcos perforadores .....	20
<b>3. Sistemas Submarinos .....</b>	<b>23</b>
3.1. Arquitectura del campo submarino .....	25
3.2. Batimetría .....	26
3.3 Aseguramiento de flujo .....	26
3.4. Conexiones al receptor.....	26
3.5. Componentes Submarinos .....	27
3.6. Pozos.....	28
3.7. Árboles.....	29
3.8. Manifolds y sleds .....	30

## Índice

3.9. Líneas de flujo, jumpers y líneas de reunión.....	32
3.10. Líneas de suministro y conductores voladores .....	33
3.11. Sistema de control .....	34
3.12. Aseguramiento de Flujo .....	35
3.13. Alternativas de retención de calor.....	35
3.14. Instalación de la arquitectura .....	37
3.15. Fiabilidad del sistema. ....	37
4. Retos técnicos.....	38
4.1. Presión hidrostática. ....	39
4.2. Presión de sobrecarga.....	40
4.3. Presión de formación.....	42
4.4. Causas de presiones anormales. ....	42
4.5. Presión anormal baja (subnormal).....	43
4.6. Presione anormal alta. ....	43
4.7. Efecto de compactación.....	43
4.8. Efectos geológicos.....	44
4.9. Subcompactación. ....	45
4.10. Sistemas artesianos.....	45
4.11. Efectos estructurales y migración de fluidos.....	45
4.12. Efectos químicos .....	46
4.13. Presión de fractura.....	47
4.14. Menor número de tuberías de revestimiento. ....	49
4.15. Diseño de la tubería de revestimiento para pozos perforados con la tecnología de Perforación sin Riser. ....	52
4.15.1 Perfil de presión para Perforación Sin Riser .....	54
4.15.2. Perfiles de presión interna para esfuerzos de estallamiento .....	55
4.15.3 Perfil de presión externa para esfuerzos de estallamiento.....	57
4.15.4 Perfil de presión interna para esfuerzo de colapso. ....	59
4.15.5. Perfil de presiones externas para esfuerzos de colapso.....	60
4.15.6 Casos específicos para el diseño de carga en la tubería de revestimiento para Doble Gradiente. ....	62
5. Sistema Doble Gradiente. ....	65
5.1. Perforación con presión controlada. ....	65
5.2 Tipos de perforación con presión controlada. ....	66
5.3. Ventajas de la perforación con presión controlada. ....	68
5.4. Perforación Convencional.....	68
5.5. Perforación con Doble Gradiente.....	70
5.5.1. Perforación sin Riser.....	72
5.5.2. Esferas Huecas.....	80

## Índice

5.5.3. Dilución de Riser. ....	84
5.5.3.1. Levantamiento con líquido. ....	84
5.5.3.2. Levantamiento con gas.....	87
5.6. Detección de brotes. ....	90
5.6.1 Incremento en la velocidad de perforación.....	91
5.6.2. Incremento de torsión y arrastre.....	91
5.6.3. Incremento en el tamaño y forma de los recortes. ....	91
5.6.4. Cambios en las propiedades del lodo. ....	92
5.6.5. Incremento en el gas de viaje, conexión y/o de fondo.....	92
5.7. Tipos de presencia de gas:.....	92
5.8. Reconocimiento de un brote mientras se perfora. ....	94
5.9. Reconocimiento de un brote mientras viaja la tubería. ....	94
5.10. Detección temprana de brotes durante levantamiento de líquido en la perforación con doble gradiente.....	95
5.11. ¿Qué hacer en caso de un brote? .....	96
6. Caso Práctico: Perforación sin riser .....	97
6.1. Localización .....	97
6.2. Particularidades del campo Troll.....	98
6.3. Pozo piloto sin Riser .....	99
6.3.1. Programa de tuberías.....	99
6.3.2. Geología.....	100
6.3.3. Operaciones de perforación. ....	100
6.3.3.1. Perforación del agujero de 36”.....	100
6.3.3.2. Perforación del agujero de 24”.....	101
6.4. Operaciones de perforación.....	102
6.4. Pozo 31/2-15 .....	103
6.5. Comparación entre los pozos. ....	106
Conclusiones.....	108
Bibliografía. ....	110

## Listado de figuras

<i>Figura 1: Reservas totales de hidrocarburos (3P) al 1 de enero de 2014.</i>	5
<i>Figura 2: Tasa de restitución integrada de reservas probadas (1P).</i>	6
<i>Figura 3: Regiones geológicas identificadas en el Golfo de México Profundo.</i>	7
<i>Figura 4: Influencia de la tectónica salina en las regiones del Golfo Profundo.</i>	8
<i>Figura 5: Ubicación de los pozos Exploratus-1 y Maximino-1.</i>	12
<i>Figura 6: Configuración estructural a la cima de los yacimientos 1 y 2 de edad Oligoceno Inferior.</i>	13
<i>Figura 7: Influencia de la sal alóctona y el frente de la sal en la estratigrafía del área.</i>	14
<i>Figura 8: Resultados en aguas profundas a febrero de 2011.</i>	16
<i>Figura 9: Plataforma de perforación semi-sumergible convencional.</i>	18
<i>Figura 10: Plataforma de perforación semi-sumergible de posicionamiento dinámico.</i>	19
<i>Figura 11: Barco de perforación.</i>	20
<i>Figura 12: Esquema de la localización del moonpool en un barco de perforación.</i>	21
<i>Figura 13: Esquema del sistema Na Nika para seis campos submarinos en el Golfo de México.</i>	24
<i>Figura 14: Esquema de la infraestructura Bullwinkle en el campo Angus en el Golfo de México.</i>	25
<i>Figura 15: Esquema de componentes submarinos.</i>	28
<i>Figura 16: Árbol submarino con conexiones para ROV.</i>	30
<i>Figura 17: Manifold.</i>	31
<i>Figura 18: Esquema de instalación de jumpers en el manifold mediante ROVs.</i>	32
<i>Figura 19: Corte frontal de un cable umbilical de servicios integrados (ISU) de Oceaneering Multiflex.</i>	33
<i>Figura 20: Esquema de la distribución de componentes submarinos y embarcaciones.</i>	34
<i>Figura 21: Esquema del proceso de sedimentación y compactación.</i>	37
<i>Figura 22: Esquema de distribución de la matriz, roca y fluidos.</i>	41
<i>Figura 23: Esquema de distribución de formaciones por efecto de levantamiento geológico.</i>	44
<i>Figura 24: Esquema de un sistema artesiano.</i>	45
<i>Figura 25: Esquema de migración de fluidos por efectos estructurales.</i>	46
<i>Figura 26: Esquema de distribución de esfuerzos preferenciales en el subsuelo.</i>	48
<i>Figura 27: Ventana operativa en un pozo en aguas profundas.</i>	50
<i>Figura 28: Esquema de asentamiento de tuberías con perforación convencional.</i>	51
<i>Figura 29: Esquema de asentamiento de tuberías con perforación con doble gradiente.</i>	52
<i>Figura 30: Comparación de perfiles de presión interna con influjo en el pozo.</i>	57

## Listado de figuras

<i>Figura 31: Comparación de perfiles de presión externa para la perforación convencional y con doble gradiente empleando una reserva de lodo pesado...</i>	59
<i>Figura 32: Efecto de la profundidad de interés en el perfil resultante de presión externa.....</i>	61
<i>Figura 33: Perforación convencional en aguas profundas. ....</i>	70
<i>Figura 34: Esquema representativo de la perforación con Doble Gradiente. ....</i>	71
<i>Figura 35: Perforación sin riser. ....</i>	73
<i>Figura 36: Equipo del Módulo de Centralización y Succión. ....</i>	75
<i>Figura 37: Tipos de Bases de perforación .....</i>	76
<i>Figura 38: Bomba submarina de levantamiento.....</i>	77
<i>Figura 39: Efecto Tubo-U. ....</i>	80
<i>Figura 40: Separación de los recortes y esferas huecas.....</i>	81
<i>Figura 41: Perforación usando esferas huecas.....</i>	82
<i>Figura 42: Esferas huecas.....</i>	83
<i>Figura 43: Perforación utilizando un líquido de baja densidad para diluir el lodo en el riser.....</i>	86
<i>Figura 44: Esquema representativo de la dilución de lodo usando gas. ....</i>	88
<i>Figura 45: Perforación utilizando gas para diluir el lodo en el riser. ....</i>	89
<i>Figura 46: Efecto Tubo-U general. ....</i>	95
<i>Figura 47: Ubicación del campo Troll.....</i>	97
<i>Figura 48: Provincias del campo Troll. ....</i>	98
<i>Figura 49: Influencia de la capa de gas.....</i>	99
<i>Figura 50: Primer etapa de perforación del pozo piloto.....</i>	101
<i>Figura 51: Segunda etapa de perforación del pozo piloto.....</i>	102
<i>Figura 52: Ubicación del pozo 31/2-15.....</i>	103
<i>Figura 53: Primer etapa de perforación del pozo 31/2-15. ....</i>	104
<i>Figura 54: Segunda etapa de perforación del pozo 31/2-15. ....</i>	105

## Listado de tablas

<i>Tabla 1: Generaciones de plataformas semi-sumergibles.</i>	20
<i>Tabla 2: Desarrollo de barcos perforadores.</i>	22
<i>Tabla 3: Densidades de fluidos y matrices de roca más comunes.</i>	42
<i>Tabla 4: Casos de diseño de esfuerzos adicionales para el DGD.</i>	62
<i>Tabla 5: Comparación entre perforación convencional y perforación no convencional.</i>	66
<i>Tabla 6: Comparación de pozos.</i>	106

### **Resumen.**

La finalidad de este trabajo es mostrar las nuevas alternativas de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera, más específicamente, en aguas profundas. Dichas alternativas han demostrado ser eficientes, económicas y seguras, además de ésto, han propiciado la evolución de los equipos de perforación costa afuera, llevándolos a un nivel de versatilidad nunca antes visto.

En esta tesis se pretende dar a conocer los principales métodos de perforación con Doble Gradiente empleados por la industria en estos últimos años, así como su evolución e implementación.

El panorama actual de México, en materia de energéticos, nos exhorta a contemplar nuevas alternativas para obtener hidrocarburos, entre ellas, los yacimientos en aguas profundas. Afortunadamente, México no sería pionero en este campo, ya que se cuenta con una amplia gama de métodos y técnicas para llegar a dichos yacimientos, sin embargo, es necesario un estudio bien detallado para identificar el método más adecuado de explotación, porque de otro modo podríamos encontrarnos ante proyectos no rentables que afectarían drásticamente la economía del país.

Este trabajo está compuesto de siete temas, empezando por las oportunidades que tiene México para buscar hidrocarburos en aguas profundas, posteriormente se indaga en los sistemas de Doble Gradiente para poder realizar una comparación entre los sistemas anteriores y los actuales, demostrando así la versatilidad y eficiencia de los sistemas actuales.

Finalmente, se presenta una sección de conclusiones donde se resaltan los atributos de los sistemas de perforación con Doble Gradiente y su necesaria aplicación en los proyectos futuros en México al entrar al Golfo Profundo, pero haciendo hincapié en que se debe realizar una correcta planeación del proyecto para maximizar las ganancias y abatir todos los posibles riesgos.

### **Introducción.**

La gran demanda de energía en el mundo ha obligado a la industria petrolera a contemplar algunas alternativas para la obtención de hidrocarburos conocidos como recursos no convencionales: Gas de Lutitas, Aguas Profundas y Arenas bituminosas.

En México se ha apostado por los recursos de aguas profundas para poder incrementar la tasa de restitución de reservas. No obstante, la explotación de hidrocarburos provenientes de aguas profundas afronta retos técnicos nunca antes vistos.

Para abatir la dificultad técnica en la explotación de hidrocarburos en aguas profundas se han desarrollado nuevos métodos de perforación, uno de ellos, es la Perforación con Presión Controlada (MPD por sus siglas en inglés), la cual nos permite un control preciso del perfil de presión a través del pozo. A partir de este método se ha desarrollado la técnica de Perforación con Doble Gradiente, con la cual se puede disminuir drásticamente la presión que ejercen los fluidos de perforación en el espacio anular, incrementando la ventana operativa.

Algunos de los métodos de presión controlada son:

- Perforación con capa de lodo presurizada (PMCD por sus siglas en inglés)
- Capa de lodo Controlada (CMC por sus siglas en inglés)
- Presión de Fondo Constante (CBHP por sus siglas en inglés)
- Control de Flujo de Retorno (HSE por sus siglas en inglés)
- Circulación Inversa (RC por sus siglas en inglés)
- Doble Gradiente (DG)

Las técnicas de Doble Gradiente presentadas en esta tesis son:

- Perforación sin Riser
- Esferas de Vidrio Huecas (aunque pueden ser de otros materiales aparte de vidrio)
- Dilución de Riser.
  - Con Líquido.
  - Con Gas.

Hay varias razones para elegir implementar alguna de las diversas técnicas de un Sistema de Doble Gradiente para desarrollar un pozo en aguas profundas, entre ellas se encuentran las siguientes:

### Control del pozo

Cuando se perfora un pozo, normalmente el agua marina es la única barrera presente. Aunque la presión de poro puede ser cercana a la presión hidrostática que ejerce el agua del nivel del mar, la presión observada en la cima de las capas permeables contiene gas o agua móvil que puede vencer la presión del pozo si solo se usa agua marina como fluido de perforación. Mediante el uso del Doble Gradiente puede ser usado lodo pesado y tratado, asegurando así que la presión hidrostática del pozo esté siempre sobre balance respecto a la presión de poro de la formación, asegurando suficiente margen de sobre balance para operar efectivamente entre la presión de poro y la presión de fractura (ventana operativa).

El prerequisite para todas las medidas de detección de seguridad del pozo, son aquellos parámetros que deben ser monitoreados para prevenir un flujo incontrolado del pozo. Por ejemplo, cuando el fluido de perforación es una medida para monitorear el pozo, el volumen de control del pozo debe ser constante todo el tiempo.

Efectivamente, cuando se perfora con agua marina que regresa al mar, no existe un volumen de control. De ahí que no hay métodos efectivos para monitorear y determinar si el pozo comienza a fluir.

Introduciendo el sistema de Doble Gradiente el lodo es regresado a la plataforma permitiendo un volumen de control, por lo que este mismo estará lleno durante toda la operación y así el pozo puede ser monitoreado.

### Calidad del agujero

El lodo puede ser diseñado con el peso y características necesarias para asegurar que el pozo esté estable durante las operaciones de perforación, y la viscosidad necesaria para asegurar una buena limpieza del pozo. Las operaciones anteriores han mostrado una calidad de pozo superior en condiciones de perforación difíciles atribuidas por un sistema de lodo tratado y una circulación moderada.

### Eficiencia de perforación

Con la ingeniería y planificación apropiada de la perforación con doble gradiente normalmente debe mejorar la eficiencia de perforación, mitiga los riesgos de perforación y ahorra tiempo.

### Integridad del pozo

La mejora de las condiciones del pozo combinado con la habilidad de aplicar el MPC (Managed Pressure Cementing) deberá proporcionar una mejora en los cementos e integridad del agujero durante la vida del pozo. Un buen diámetro de agujero mejorará la efectividad de la cementación entre la tubería de revestimiento superficial y el agujero descubierto, por eso mejora la integridad del pozo.

### Gas superficial

El gas superficial es una preocupación, especialmente para pozos exploratorios. Normalmente pozos piloto son perforados con agua marina y un diámetro pequeño; esto tiene en cuenta un estrangulamiento dinámico. Una preocupación con este método es la falta de control en caso de un flujo de gas superficial y cambios asociados con la cementación/ taponamiento del pozo en caso de este gas.

Si un sistema de Doble Gradiente está disponible y es movilizado, uno puede considerar perforar el pozo piloto con lodo pesado con retorno de recortes a la superficie. Esto provee el beneficio del doble gradiente y por eso un menor riesgo de flujo. Además los recortes de la formación están ahora disponibles en las temblorinas, aportando información vital para el operador, además se puede implementar un volumen de control y el monitoreo de este.

### Manejo de la presión de cementación (MPC)

Un subproducto de la tecnología de Doble Gradiente es el MPC. Cementar formaciones débiles de la parte superior del pozo, algunas veces con zonas de presión puede ser desafiante. Es bastante común que se haya perforado exitosamente la sección superior del pozo, pero comienza a fluir después de la cementación debido a una fractura y/o pérdida de cemento a la formación. Con el MPC la operación de cementación puede ser mejor planeada, y la presión controlada durante el proceso de circulación, tal que las pérdidas y el influjo puede ser prevenido. Además, después de la colocación del cemento la presión puede ser monitoreada para aportar evidencias de la integridad de la cementación.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades)

### 1.1. Reservas de hidrocarburos en México.

La exploración y producción de hidrocarburos en México ha llegado a los yacimientos en aguas profundas debido a la gran demanda y la necesidad de restitución de reservas para evitar el incremento en importaciones de hidrocarburos.

Actualmente se estiman 54000 MMBPCE en yacimientos de aguas profundas, conocido como Golfo de México Profundo, que va desde gas no asociado a aceite de diversos grados API.

La explotación que se efectúe en las aguas profundas del Golfo de México incorporará reservas 3P, las cuales se espera asciendan a 985 mmbpce para el año 2027.

Las reservas de hidrocarburos 3P al 1° de enero de 2014 son 42,158.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). De este volumen, 31.9% corresponden a reservas probadas, 27% a probables y 41.1% a reservas posibles mientras que la producción en el año 2013 fue de 1,333.2 MMbpce, Figura 1.

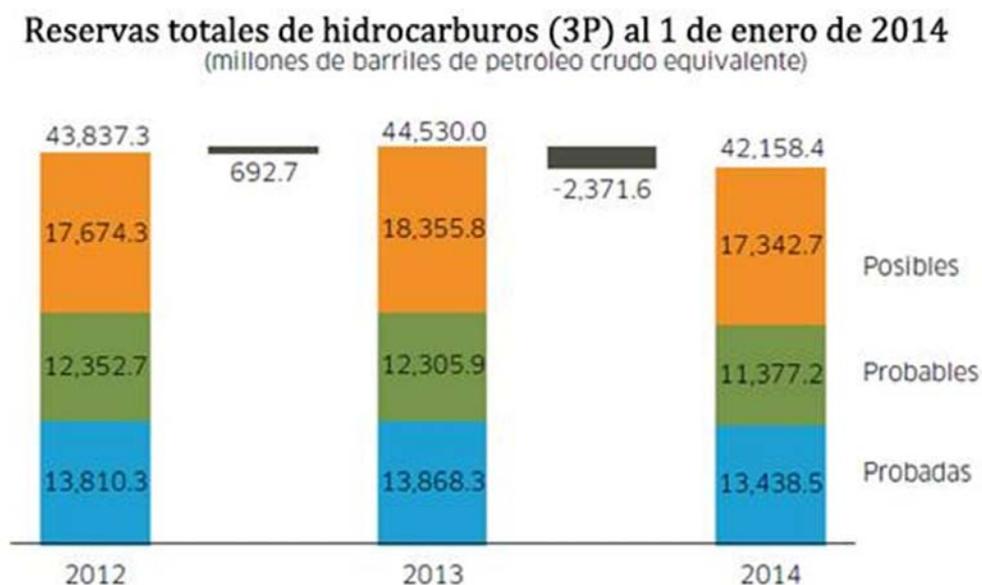


Figura 1: Reservas totales de hidrocarburos (3P) al 1 de enero de 2014.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Petróleos Mexicanos, Primer informe trimestral, mayo 2014

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

La tasa de restitución de reservas probadas en el año 2013 fue de 67.8%, la cual fue menor en comparación con la del año 2012 que fue de 104.3% (Figura 2).



Figura 2: Tasa de restitución integrada de reservas probadas (1P)<sup>2</sup>.

### 1.2. Golfo de México Profundo.

El Golfo Profundo de México cuenta con siete regiones geológicas identificadas con tirantes de agua mayores a 500 metros, estas regiones son, Figuras 3 y 4:

1. Provincia Salina del Bravo
2. Cordilleras Mexicanas
3. Cinturón Plegado Perdido
4. Planicie Abisal
5. Cinturón Plegado Catemaco

<sup>2</sup> Petróleos Mexicanos, primer informe trimestral, mayo 2014

1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

6. Provincia Salina del Istmo

7. Escarpe de Campeche

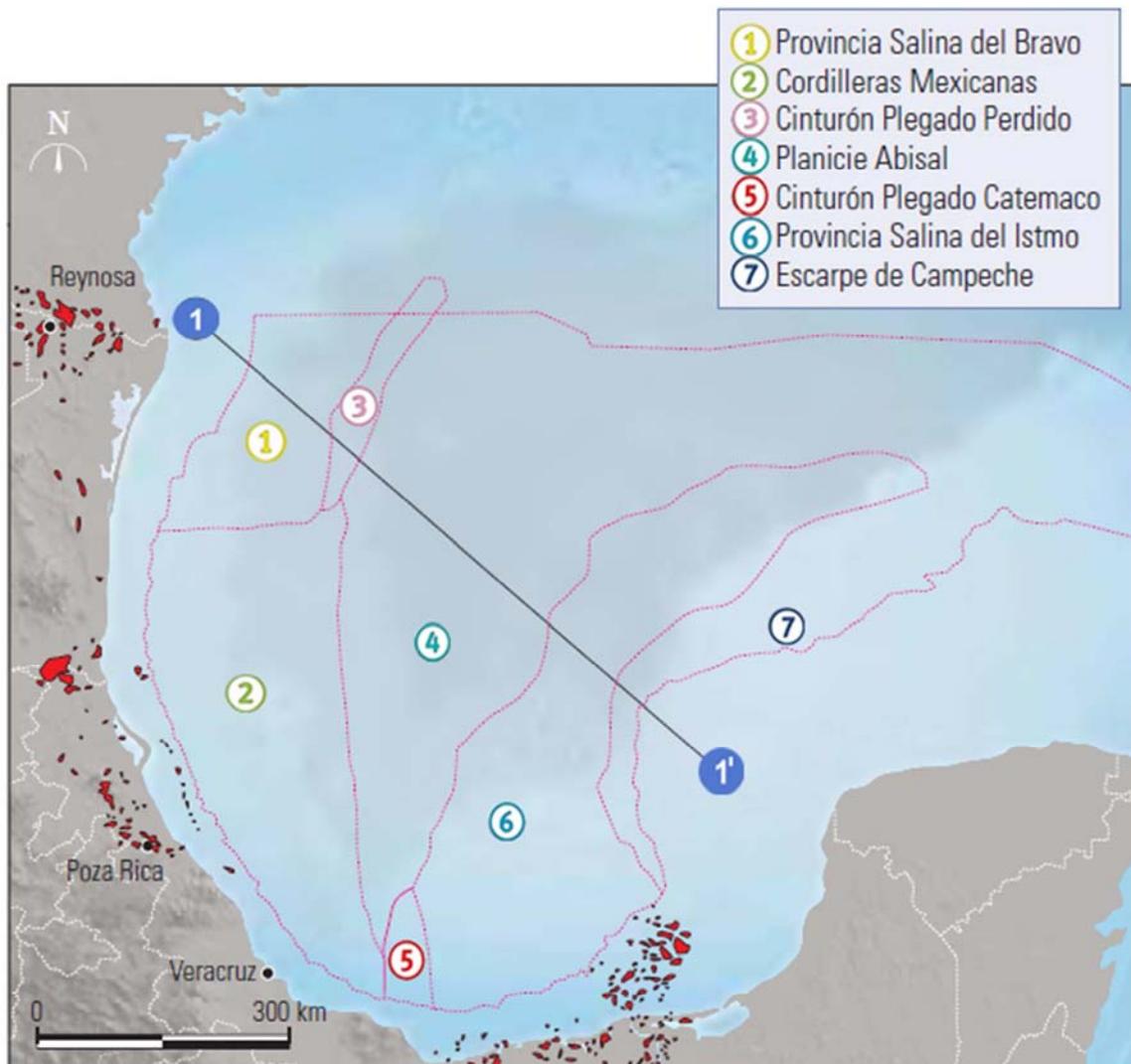


Figura 3: Regiones geológicas identificadas en el Golfo de México Profundo.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Schlumberger, Mexico Well Evaluation Conference, 2010.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

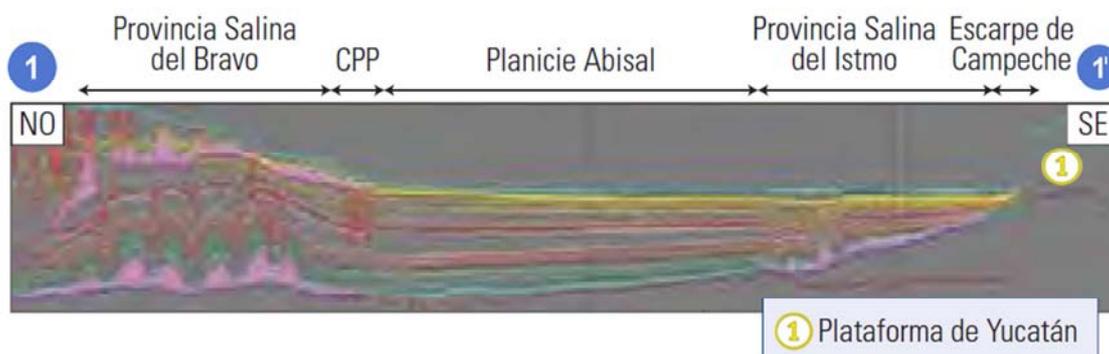


Figura 4: Influencia de la tectónica salina en las regiones del Golfo Profundo.<sup>4</sup>

### 1.2.1. Provincia Salina del Bravo.

Ubicada en el sector nororiental del Golfo de México en tirantes de agua de 500 a 2500 metros, está caracterizada por la presencia de mantos tubulares de sal, toldos (canopies) y diapiros, evacuados desde el poniente. Basado en muestreo de fondo marino y estudios de manifestaciones superficiales se cree que la zona podría albergar aceite ligero en areniscas turbidíticas Terciarias de complejos canales y abanicos submarinos. En la parte occidental se presenta una franja caracterizada por la evacuación de la arcilla paleógena a manera de diapiros y paredes, desarrollando entre ellos depresiones o minicuevas en los que se depositaron los sedimentos del Neógeno. Se presentan cierres contra falla, crestales, acuñamientos contra diapiro, estructuras tipo tortuga y pliegues subsalinos asociados al plegamiento gravitacional terciario.

### 1.2.2. Cordilleras Mexicanas.

Se ubica en tirantes de agua de 1000 a 3000 metros, fue formada por el echado abajo de la franja distensiva que abarca desde la parte sur de la Cuenca de Burgos y costa afuera de Tampico-Misantla y Veracruz. Se caracteriza por anticlinales asimétricos largos y angostos, generalmente con vergencia al oriente y en algunos casos en sentido opuesto. Se extiende a lo largo de 500 km y cubre cerca de 7000 km<sup>2</sup>. La edad de formación es del Mioceno al Reciente. Se espera la presencia de gas no asociado y aceite ligero almacenado en areniscas turbidíticas.

<sup>4</sup> Schlumberger, Mexico Well Evaluation Conference, 2010.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

### **1.2.3. Cinturón Plegado Perdido.**

Ubicada en tirantes de agua de 2000 a 3500 metros, corresponde a la zona de pliegues gravitacionales ubicada al oriente de la zona de influencia de sal autóctona correspondiente a la Provincia Salina del Bravo. Las estructuras del Mesozoico se forman por corrimientos a niveles más someros, algunas presentan intrusiones de sal y la deformación sólo involucra al Terciario. La deformación ocurrió del Oligoceno tardío al Mioceno. La ventana de generación abarca de la sección mesozoica al Paleoceno, por lo que se espera aceite ligero almacenado en areniscas turbidíticas Terciarias de complejos canales y abanicos submarinos, y en calizas fracturadas mesozoicas.

### **1.2.4. Planicie Abisal.**

Se localiza en la parte central y más profunda del golfo de México, se infiere que en ella están contenidas rocas arcillosas y desarrollos de areniscas de abanicos de piso de cuenca.

### **1.2.5. Cinturón Plegado Catemaco.**

Se formó debido al colapso gravitacional con despegue en la sal ocasionado por la deformación Chiapaneca y el levantamiento del macizo de Chiapas en el Mioceno Medio. Se caracteriza por pliegues con orientación noreste-suroeste y vergencia al noroeste, armados en rocas del Paleoceno al Plioceno. Se ha comprobado la presencia de yacimientos de gas en areniscas turbidíticas de canales y abanicos submarinos del Mioceno inferior y Plioceno inferior en trampas estructurales.

### **1.2.6. Provincia Salina del Istmo (porción de aguas profundas).**

Constituía una sola provincia junto con la Provincia Salina del Bravo, pero fue separada durante la apertura del Golfo de México en el Jurásico Tardío. Posee una gran complejidad estructural además de poseer cuerpos de sal autóctonos y autóctonos en almohadas, diapiros, paredes, lengüetas y toldos. Presenta sinclinales que representan los sedimentos acumulados en minicuenas conforme la sal era evacuada. Presenta acuñamientos sobre y contra la sal, arenas en minicuenas, arenas en estructuras tipo tortuga y pliegues subsalinos tanto en areniscas turbidíticas Cenozoicas como en calizas Mesozoicas. Se espera la presencia de aceites extrapesados y pesados en la parte suroriental hasta aceite superligero y gas no asociado en la vecindad del Cinturón Plegado Catemaco.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

### 1.3 Exploración en aguas profundas.

La exploración en aguas profundas requiere de diversas especialidades como:

- a) Adquisición de sísmica 3D con alta resolución bajo cuerpos de sal.
- b) Proceso sísmico especial para imágenes subsalinas.
- c) Adquisición de cubos sísmicos multicomponente 3D, 4D y 9C<sup>5</sup>.
- d) Interpretación geológica interactiva de datos sísmicos tridimensionales.
- e) Modelos geológicos de siliciclásticos y carbonatos de aguas profundas.
- f) Modelo tectónico.
- g) Modelado geoquímico de cuencas.
- h) Pronóstico de presiones de poro utilizando tomografía sísmica.
- i) Prevención de riesgos geológicos.

Así mismo, la perforación requiere de sus propias especialidades:

- a) Dinámica oceánica.
- b) Condiciones meteorológicas.
- c) Riesgos geológicos.
- d) Equipos adecuados disponibles (barcos o semisumergibles).
- e) Estimación correcta de presiones de poro con tomografía sísmica.
- f) Presupuesto bien estimado del costo de la perforación.
- g) Programa de perforación detallado.
- h) Planes de contingencia eficaces.

Finalmente la explotación, recolección y transporte se basan en:

- a) Plan precio de aseguramiento de flujo.
- b) Sistemas de bombeo y procesamiento submarinos confiables.
- c) Dinámica oceánica (corrientes).

---

<sup>5</sup> Datos de sísmica de reflexión de nueve componentes.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

- d) Condiciones meteorológicas.
- e) Caracterización estática a partir de sísmica 3D y núcleos.
- f) Análisis de riesgo financiero.
- g) Sísmica 4D para caracterización dinámica de yacimientos.
- h) Simulación numérica de yacimientos.
- i) Sistemas flotantes de producción.
- j) Sistemas robotizados autónomos de alta confiabilidad.
- k) Instalaciones submarinas de producción.

### 1.4. Avances en aguas profundas al 14 de marzo de 2014.

Según los informes de PEMEX Exploración y Producción, en los proyectos Área Perdido y Holok, se terminaron los pozos exploratorios Maximino-1, PEP-1, Vespa-1 y Ahawbil-1. Destacando el descubrimiento del pozo Maximino-1, que confirmó la existencia de un sistema petrolero activo y la presencia de yacimientos de aceite superligero y gas en las secuencias siliciclásticas del Eoceno Inferior del área del Cinturón Plegado Perdido.

En el área estratigráfica minicuenas salinas de la provincia geológica Salina del Bravo, se terminó el pozo Vespa-1, resultando productor de aceite en las areniscas del Mioceno Medio.

Cabe destacar que los pozos Maximino-1 y Exploratus-1 ubicados en el activo Poza Rica-Altamira la región norte, con tirantes de agua de 2919 y 2557 metros respectivamente, descubrieron yacimientos de aceite súper ligero y ligero.

El pozo Maximino-1 incorporó 439.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P y el pozo Exploratus-1 adicionó 234.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente igualmente a las reservas 3P, sumando un total de 673.6 MMBPCE.

Explotatus-1.

Este pozo se encuentra dentro del proyecto Área Perdido, localizado en la zona económica exclusiva del Golfo de México frente a la costa norte del estado de

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

Tamaulipas, a 199 kilómetros de la línea costa afuera de la Ciudad de Matamoros, Tamaulipas, 24.2 kilómetros al noreste del pozo Trión-1 y dentro del tirante de aguas profundas. Geológicamente se ubica en la provincia del Cinturón Plegado Perdido (CPP), próximo al límite Oriental de la Provincia Salina Delta del Bravo, Figura 5.

Entre los principales objetivos del pozo, está el evaluar el play minicuenas, así como el de comprobar la continuidad del sistema petrolero del Cinturón Plegado Perdido en estructuras ubicadas en tirantes de agua mayores a 3000 metros, con potencial de producir aceite ligero y gas húmedo.

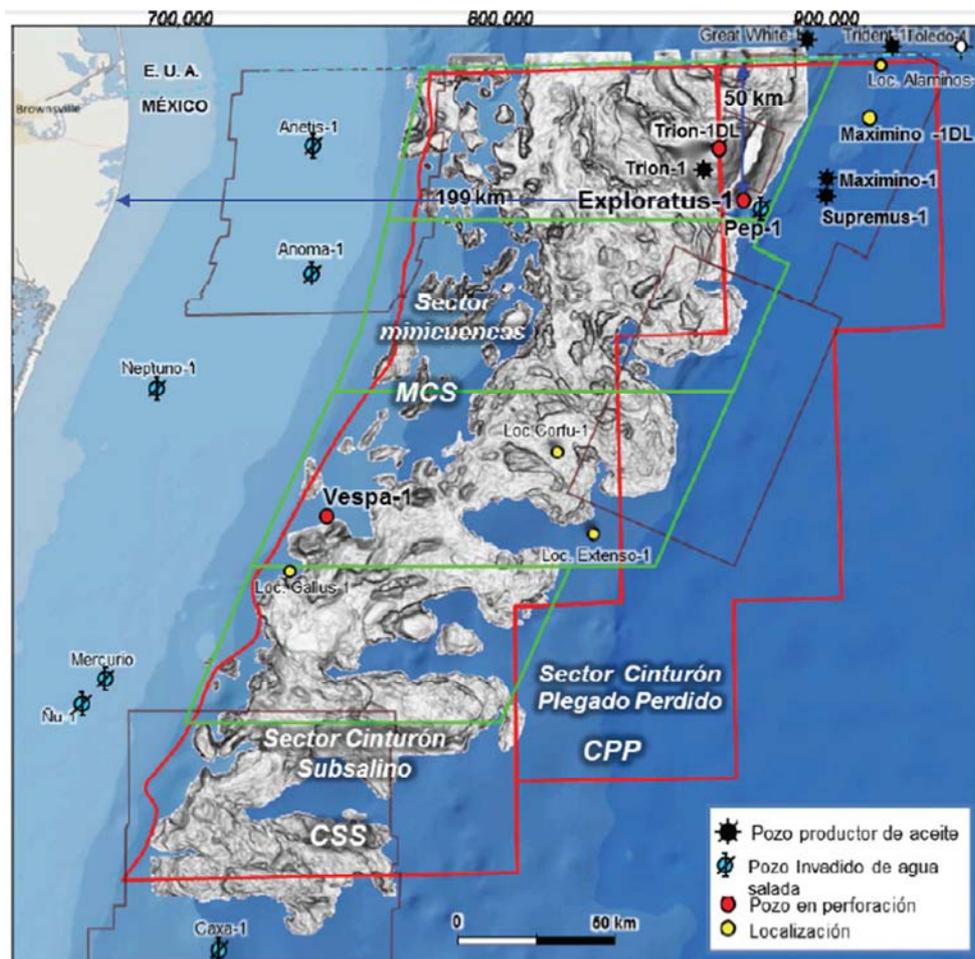


Figura 5: Ubicación de los pozos Exploratus-1 y Maximino-1.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> PEMEX Exploración y Producción, "Las reservas de hidrocarburos de México", 2014.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

### 1.5. Geología estructural del activo Poza Rica-Altamira.

La estructura del yacimiento corresponde a un pliegue anticlinal expulsado con cierre en cuatro direcciones y orientación noreste-suroeste. Dicho pliegue se encuentra limitado por fallas inversas convergentes y su edad de deformación principal fue durante el Mioceno Temprano-Mioceno Medio, Figura 6.

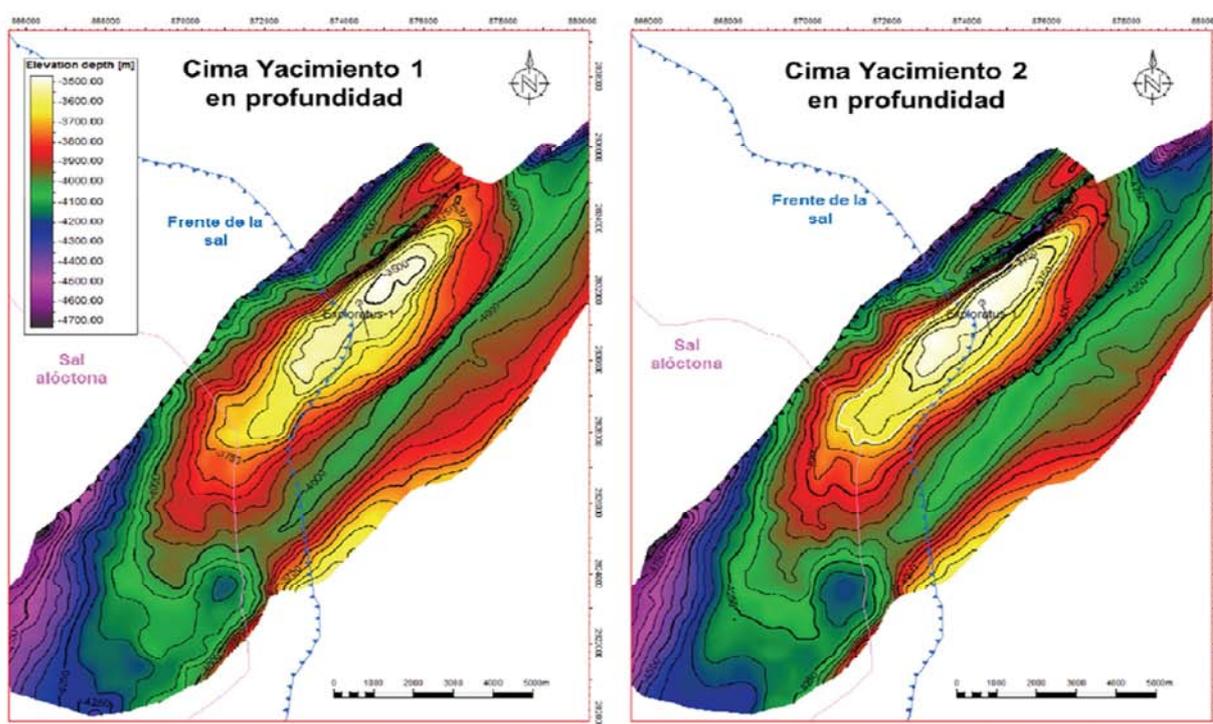


Figura 6: Configuración estructural a la cima de los yacimientos 1 y 2 de edad Oligoceno Inferior.<sup>7</sup>

#### 1.5.1. Estratigrafía.

La columna estratigráfica que cortó el pozo está representada por secuencias terrígenas terciarias, principalmente siliciclásticas que van desde el Eoceno Inferior Wilcox, hasta sedimentos del Reciente. Los depósitos se caracterizan por representar sistemas de abanicos turbidíticos de aguas profundas con aporte múltiple, Figura 7.

<sup>7</sup> PEMEX Exploración y Producción, "Las reservas de hidrocarburos de México", 2014.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

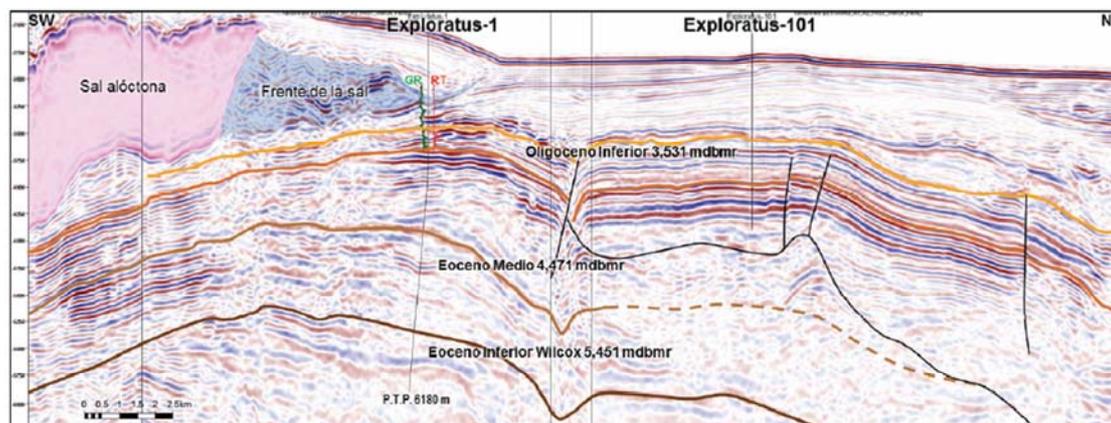


Figura 7: Influencia de la sal alóctona y el frente de la sal en la estratigrafía del área.<sup>8</sup>

### 1.5.2. Roca almacén.

A partir de los análisis petrográficos realizados a muestras de canal y los núcleos cortados en este pozo, se determinó que la roca almacén para los yacimientos de este campo, está representada en general, por una litarenita limosa de grano fino a medio y ocasionalmente grueso, de granos subangulosos a subredondeados mal clasificados. Presenta abundante porosidad intergranular, con trazas de porosidad intragranular en foraminíferos y en fragmentos de vidrio; con porosidad secundaria por disolución parcial de granos débiles, la calidad del yacimiento es buena.

### 1.5.3. Roca generadora.

Para el área del Cinturón Plegado Perdido y del Cinturón Subsalino, se postula a las rocas del Jurásico Tithoniano y Cretácico Turoniano como generadoras de hidrocarburos. El análisis geoquímico de los aceites recuperados en el área, así como la correlación de biomarcadores (terpanos y esteranos) de los aceites y bitúmenes disponibles de pozos el sector norteamericano y de emanaciones en fondo marino, indican proveniencia de una roca generadora arcillosa rica en materia orgánica depositada en ambientes subóxicos.

### 1.5.4. Trampa.

La trampa para estos yacimientos es de tipo combinada, representada por una estructura anticlinal asimétrica alargada con cierre en las cuatro direcciones y orientación noreste-suroeste. Esta trampa se encuentra limitada por fallas inversas

<sup>8</sup> PEMEX Exploración y Producción, "Las reservas de hidrocarburos de México", 2014.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

convergentes y se encuentra rodeada regionalmente por cuerpos de sal autóctona y alóctona.

### 1.5.5. Sello.

El sello superior consiste de una secuencia principalmente arcillosa que caracteriza a los sedimentos de edad Mioceno y parte tardía del Oligoceno; este paquete está representado por sedimentos arcillosos con intercalaciones de horizontes bentoníticos y ocasionales horizontes lutítico-arenosos. El frente de sal también puede actuar como sello debido a su presencia hacia la parte superior del Mioceno en parte de la estructura.

### 1.5.6. Yacimiento.

El pozo Exploratus-1 descubrió aceite y gas en dos yacimientos caracterizados por alternancias de arenas turbidíticas de composición siliciclástica de edad Oligoceno Inferior, comprendidos dentro del intervalo 3,535-3,812 metros bajo mesa rotaria. De acuerdo al análisis de registros geofísicos, de núcleos convencionales y de pared, estos yacimientos presentan un espesor bruto de 133 metros y una porosidad promedio de 31 por ciento, con una saturación de agua del orden de 36 por ciento, para el yacimiento superior. En tanto que el espesor bruto del yacimiento inferior es de 127 metros, con una porosidad promedio de 26 por ciento y saturación de agua de 35 por ciento. Los aceites recuperados con los probadores dinámicos de formación tienen una gravedad de 23 grados API para el yacimiento superior, en tanto que el segundo yacimiento es de gas y condensado.

### 1.5.7. Reservas.

A partir de la evaluación del modelo geológico integral obtenido con la información tomada por el multiprobador de formaciones, analizadores ópticos, la evaluación petrofísica, análisis geológico, sísmico y de ingeniería de yacimientos; se realizó la estimación de las reservas totales de los yacimientos descubiertos por el pozo, que son: 234.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 3P, de los cuales 91.8 millones de barriles corresponden al aceite y se tiene una reserva de 625.4 miles de millones de pies cúbicos de gas.

A partir de los pozos perforados hasta la fecha, se ha podido inferir la presencia de una megaprovincia de gas en el área del Proyecto **Holok**, además algunos pozos productores de aceite en el área de Proyecto **Nox Hux**, Figura 8.

## 1. Yacimientos en aguas profundas (geología y oportunidades).

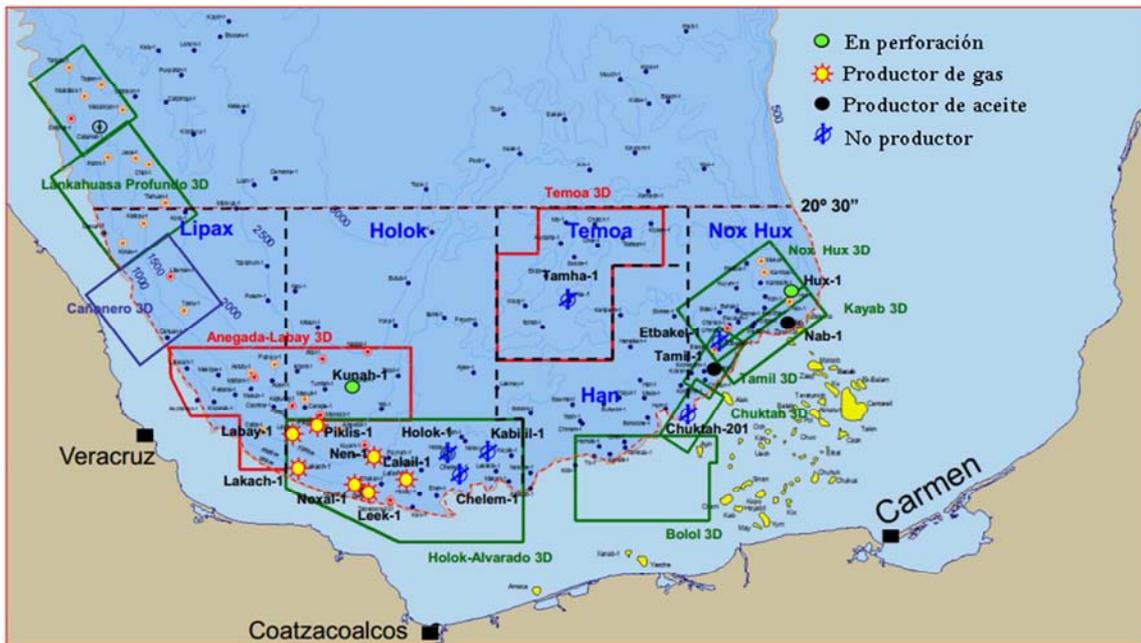


Figura 8: Resultados en aguas profundas a febrero de 2011.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> PEMEX Exploración y Producción, "Deepwater project", Febrero 2011.

## 2. Equipos de perforación en aguas profundas.

### **2. Equipos de perforación en aguas profundas.**

Un equipo de perforación en tierra tiene la capacidad de un asentamiento estable. Estos equipos terrestres tienen virtualmente un espacio no confinado para equipos y suministros, cuando un equipo de perforación en tierra termina de operar en un sitio, camiones pueden transportarlos a otro sitio, posicionándolos en donde se requieran.

Nada de lo anterior es posible para un equipo de perforación para aguas profundas, y dos diferentes tipos de plataforma han sido desarrollados para compensar algunas de esas situaciones, las plataformas de perforación semi-sumergibles y los barcos perforadores.

#### **2.1. Plataformas de perforación semi-sumergibles.**

Una semi-sumergible es una estructura flotante que tiene su armazón sumergido en agua. Los pontones y columnas son inundados, lo cual causa que la unidad se sumerja a una profundidad predeterminada. Estas son, ya sea auto-impulsadas o remolcadas al sitio de perforación. Para mantener estas plataformas en posición, la plataforma semi-sumergible carga con ella de ocho a doce anclas. El ancla es conectada a 100 ft o más de cadena que descansa en el lecho marino, y luego alambrada o amarrada con cuerda de poliuretano, dependiendo de la profundidad del agua, Figura 9.

## 2. Equipos de perforación en aguas profundas.



*Figura 9: Plataforma de perforación semi-sumergible convencional.*

Alternativamente, una de estas plataformas puede usar un sistema de posicionamiento dinámico más flexible pero más costoso de instalar y operar, Figura 10. Este sistema usa señales satelitales geosincronizadas de posicionamiento para alimentar las computadoras que controlan las hélices y los propulsores. El agua es expulsada por los lados de los propulsores manteniendo así en posición a la plataforma sobre el sitio a perforar.

## 2. Equipos de perforación en aguas profundas.

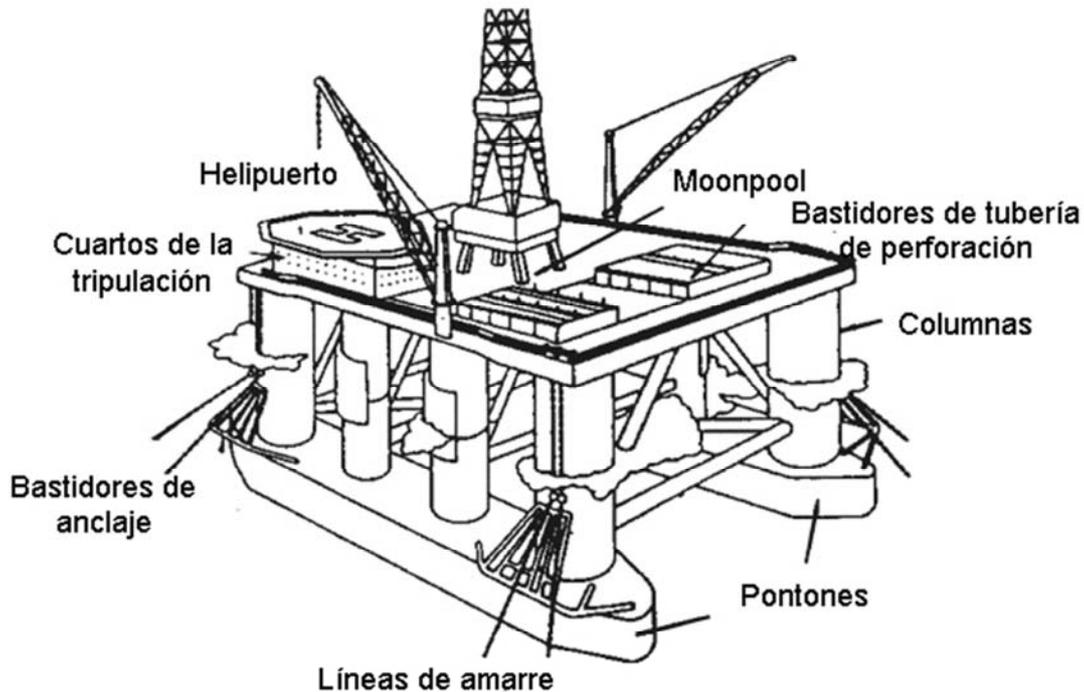


Figura 10: Plataforma de perforación semi-sumergible de posicionamiento dinámico.<sup>10</sup>

Durante cualquier operación de perforación el peso sobre la barrena tiene que ser manejado cuidadosamente. Si el peso completo de 20, 000 ft o más de tubería de perforación descansara sobre la barrena, el fondo de la tubería de perforación fallaría y la barrena se quebraría. Compensadores de carga en la grúa se encargan del balanceo causado por acción del viento y marea en la plataforma y ayudan al perforador a controlar el peso sobre la barrena.

El espacio en piso y área de almacenamiento son escasos en cualquier plataforma de perforación costa afuera, y en aguas profundas se necesita más de todo (tuberías, lodo, almacenamiento de combustible, suministro de energía, espacio para la tripulación, grúas, y más).

La industria ha adoptado el término *generación* para indicar la capacidad de una plataforma, en este caso de una plataforma semi-sumergible. El término "generación" es tradicionalmente aplicado a los equipos flotantes de perforación y

<sup>10</sup> Leffler, William L., Pattarozzi, Richard, Sterling, Gordon. "Deepwater Petroleum Exploration & Production; A Nontechnical Guide". 2da Edición. Oklahoma, PennWell, 2011. 350p.

## 2. Equipos de perforación en aguas profundas.

está basado en la antigüedad o año de construcción y la tecnología del equipo instalado en los equipos de perforación. A medida que la tecnología se ha ido desarrollando, trabajos más complejos pueden ser realizados, en los últimos años las semi-sumergibles se han movido a aguas más profundas para perforar pozos de profundidad y complejidad mayores. Sin embargo, si el equipo instalado en una plataforma de perforación es llevado a un nivel más avanzado de tecnología, entonces este vendría siendo un equipo de perforación de nueva generación. La Tabla 1 muestra la evolución en las generaciones de plataformas semi-sumergibles.

<b>Generaciones de plataformas semi-sumergibles</b>			
<b>Generación</b>	<b>Año</b>	<b>Tirante de agua</b>	<b>Carga variable en cubierta</b>
I	1960's	600 ft	-
II	1970's	2,000 ft	2,000 T
III	1980's	3,000 ft	3,000 T
IV	1990's	4,000 ft	5,000 T
V	2000's	7,500 ft	7,000 T
VI	2010	10,000 ft	8,000 T

*Tabla 1: Generaciones de plataformas semi-sumergibles.*

La progresión implicada en la tabla fue: mayor profundidad de tirante de agua y del pozo, el tamaño y capacidad de la base de la plataforma, un sistema de levantamiento con mayor capacidad, y el mayor almacenamiento de tubería.

### 2.2. Barcos perforadores.

Además de la configuración clave de una plataforma de perforación semi-sumergible, los barcos perforadores cuentan con características únicas. La más notable es su diseño en forma de barco, el cual le da movilidad. Esta unidad de perforación flotante es capaz de perforar en aguas más profundas que las semi-sumergibles. Estas pueden ser ancladas o dinámicamente posicionadas sobre el sitio a perforar, o ambas, Figura 11.

## 2. Equipos de perforación en aguas profundas.



Figura 11: Barco de perforación.

Un barco perforador puede moverse rápidamente con autopropulsión de una ubicación a otra. Por ejemplo, moverse desde el Golfo de México a la costa de Angola le toma alrededor de 20 días, mientras que a una plataforma semi-sumergible que tiene que ser remolcada con ayuda de barcos remolcadores tarda cerca de 70 días en realizar el mismo viaje.

Para permitir la perforación desde estos barcos, debajo de la cubierta y la torre de perforación se encuentra el *moonpool*, una abertura a través del casco cubierta por el piso de perforación, Figura 12. Como las semi-sumergibles, algunos de los nuevos barcos perforadores cuentan con una torre de perforación más grande que permite llevar a cabo actividades duales simultáneas, por ejemplo, perforar y manejar las tuberías de revestimiento al mismo tiempo.

## 2. Equipos de perforación en aguas profundas.

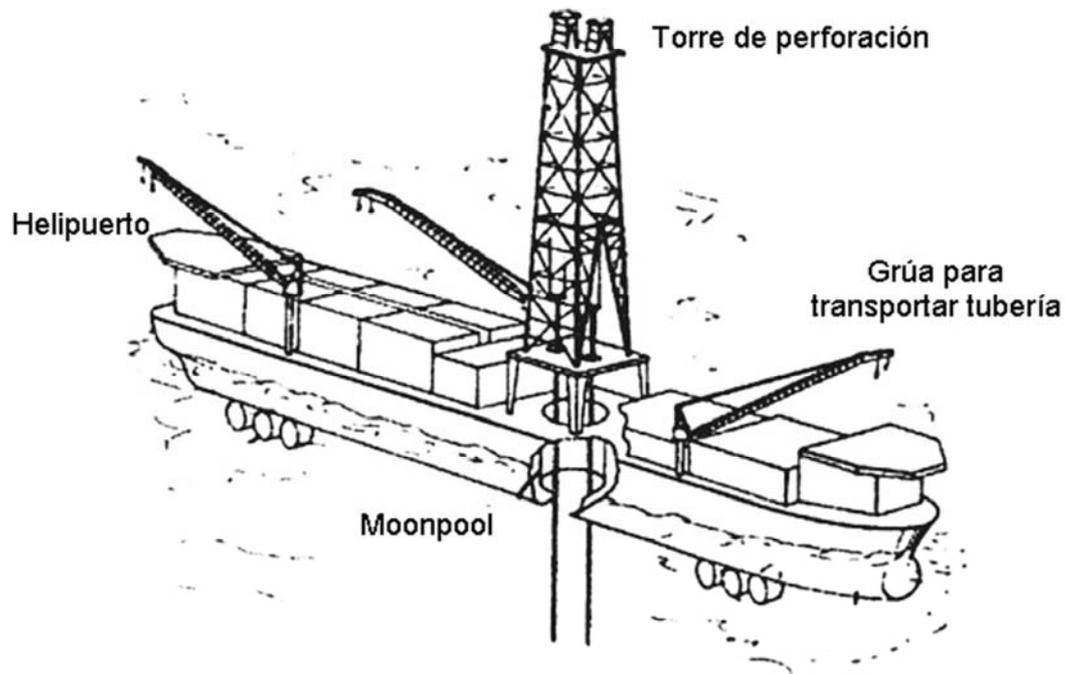


Figura 12: Esquema de la localización del moonpool en un barco de perforación.

Al igual que a las plataformas semi-sumergibles se les clasificó por generaciones de acuerdo al tirante de agua que pueden manejar, los barcos perforadores han sido clasificado también con ese mismo parámetro. La Tabla 2 muestra el progreso del tirante de agua que puede manejar este equipo.

Desarrollo de barcos perforadores		
Barco perforador	Fecha de lanzamiento	Tirante de agua
CUUS I	1961	350 ft
Discoverer 534	1975	7,000 ft
Enterprise	1999	10,000 ft
Inspiration	2009	12,000 ft

Tabla 2: Desarrollo de barcos perforadores.

#### 3. Sistemas Submarinos.

La primera terminación submarina fue instalada por Shell en el Golfo de México en 1961. La profundidad del agua de 55 ft estaba bien con el rango de los buzos, y la instalación fue una prueba para aplicaciones en aguas más profundas. Después en los años de 1980 el trabajo submarino fue guiado por Petrobras en Brasil, y varios operadores del Mar del Norte. Después ellos se desarrollaron en pozos agrupados con árboles submarinos conectados a estructuras fijas, a instalaciones con sistemas flotantes de almacenamiento o directamente a una base costera.

Ahora la tecnología de sistemas submarinos es crítica, algunas veces con un rol económico dominante en el portafolio de la industria de aceite y gas de nuevos campos a desarrollar. A principio de los años 1990, la utilización de sistemas submarinos aceleró con los desarrollos en aguas más profundas. Campos enteros fueron desarrollados con sistemas submarinos donde los yacimientos ampliamente dispersos habrían presentado costosas barreras para desarrollar múltiples locaciones en superficie.

Los desarrollos en vehículos de operación remota (ROV) han tenido un papel importante, haciendo prácticos los desarrollos submarinos en aguas con profundidades inaccesibles para los buzos. La tecnología y complejidad de los sistemas submarinos continúa avanzando, guiada por la necesidad de reducir los gastos de capital y el costo durante su ciclo de vida, para minimizar los costos de intervenciones submarinas, y para mejorar la fiabilidad del sistema.

La industria usa los sistemas submarinos para intervenir los campos de aceite y gas en dos formas:

- Los sistemas submarinos pueden ser parte inicial del plan de desarrollo del campo. En esas situaciones, las instalaciones de almacenamiento son construidas con el propósito de adaptar los sistemas y arquitectura del campo submarino de manera optimizada. El sistema *Na Nika*, en el Golfo de México, es un ejemplo de desarrollo con el propósito de optimizar la arquitectura y sistemas submarinos, Figura 13. Esos campos pequeños, cercanos unos a otros pero no todos accesibles para una sola ubicación mediante perforación direccional, y no suficientemente grandes para soportar su propia plataforma, fueron desarrollados enteramente con un sistema submarino y una nueva plataforma común.

### 3.- Sistemas submarinos

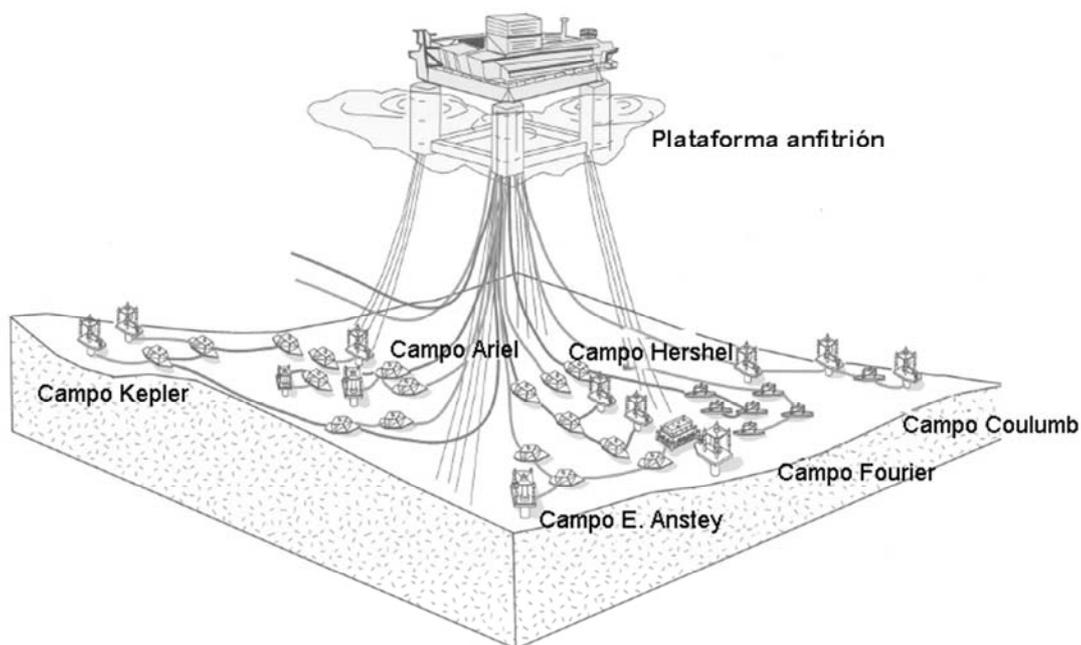


Figura 13: Esquema del sistema Na Nika para seis campos submarinos en el Golfo de México.

- La necesidad de un desarrollo submarino es casi siempre reconocida después de que la instalación de almacenamiento ha sido diseñada y está en operación. En este caso, la arquitectura submarina y sistemas son adaptados para satisfacer la limitación de la instalación existente. Por ejemplo, el campo *Angus* en el Golfo de México ha usado efectivamente la infraestructura *Bullwinkle* como receptor de la producción, Figura 14.

### 3.- Sistemas submarinos

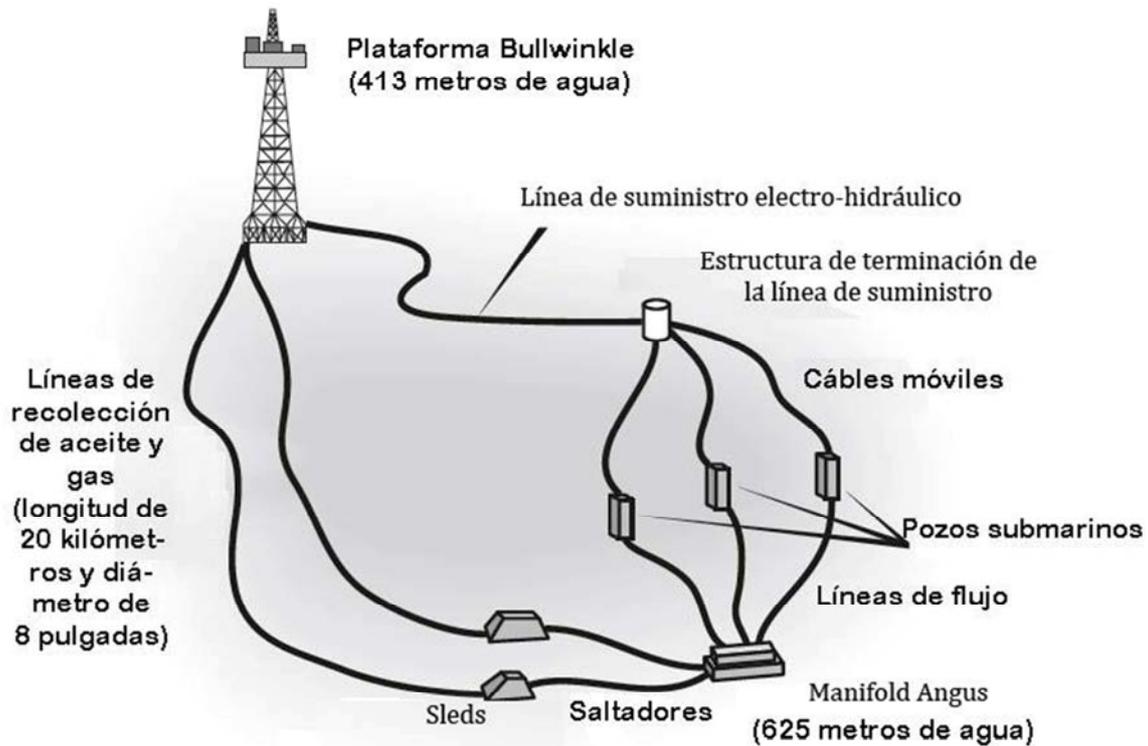


Figura 14: Esquema de la infraestructura Bullwinkle en el campo Angus en el Golfo de México.<sup>11</sup>

#### 3.1. Arquitectura del campo submarino.

Con arquitectura del campo se hace referencia a la disposición y configuración de elementos clave del sistema submarino –los pozos y sus locaciones, las tuberías, los manifolds, los umbilicales y las instalaciones de recepción. En el proceso de decidir la combinación apropiada de estos componentes, tres están dirigidas a batimetría, aseguramiento de flujo, y capacidad y posición de las instalaciones receptoras.

<sup>11</sup> Leffler, William L., Pattarozzi, Richard, Sterling, Gordon. "Deepwater Petroleum Exploration & Production; A Nontechnical Guide". 2da Edición. Oklahoma, PennWell, 2011. 350p.

#### 3.2. Batimetría.

La batimetría se refiere a la medición de profundidades en los mares. El perfil de profundidad de agua puede cambiar radicalmente en distancias relativamente cortas y tiene una influencia significativa en la colocación de las tuberías así como en la ubicación de los pozos y las instalaciones submarinas. En varias áreas el suelo marino es relativamente suave con muy pocos relieves verticales. Pero también hay varias ocasiones en que las rutas de las tuberías y conexiones entre campos atraviesan cañones, subidas, y condiciones de suelo inestable.

#### 3.3 Aseguramiento de flujo.

Mantener el aceite y el gas en movimiento en las tuberías algunas veces presenta importantes problemas de ingeniería. Es necesario saber si una línea de flujo es suficiente o si se requieren más. Además las bajas temperaturas pueden ocasionar la formación de hidratos o acumulación de parafinas en las líneas de flujo, también es necesario saber si se harán corridas de diablo para la acumulación de líquido en las líneas de gas y así despejar estas.

#### 3.4. Conexiones al receptor.

Cualquier pozo submarino debe estar conectado a un receptor, sea a una plataforma fija, una flotante o una base costera.

Las consideraciones para la arquitectura submarina en ocasiones pueden ser simples. Por ejemplo, el desarrollo de un solo pozo submarino podría incluir simplemente una sola línea de flujo y umbilical conectado de regreso a un receptor. En el caso de solo unos pocos pozos, una configuración agrupada es casi siempre la solución elegida.

Para un número grande de pozos, una aproximación a un bloque de pozos es utilizada, en donde varios pozos en cada bloque son conectados a una línea de encuentro común y entonces a través de un manifold a una línea de flujo común hacia el receptor.

Dadas las consideraciones de diseño anteriores, las disposiciones del campo marino pueden ser caracterizadas como tres tipos genéricos:

- **Conexión simple a un receptor:** los pozos están conectados directamente mediante una tubería a un receptor.
- **Daisy chain (venta en cadena):** dos o más pozos unidos juntos mediante una tubería desde el receptor en una cadena y entonces regresada al

receptor para completar la cadena. Esto permite que la producción se envíe por cualquiera de los dos caminos al receptor.

- **Cluster (agrupados):** varios pozos agrupados alrededor de un manifold. Los pozos individuales fluyen al interior del manifold mediante jumpers (tuberías puente) o tuberías; los fluidos mezclados entonces son transportados del manifold al receptor mediante una o dos líneas de flujo.

#### 3.5. Componentes Submarinos.

Los componentes del equipo que arreglan la porción submarina del sistema incluyen los siguientes, Figura 15:

- Pozos
- Árboles submarinos
- Manifold y Sleds (conexiones para tubería y manifolds)
- Tuberías de flujo
- Jumpers y extensiones
- Líneas de suministro eléctricas e hidráulicas
- Controles submarinos y superficiales

### 3.- Sistemas submarinos

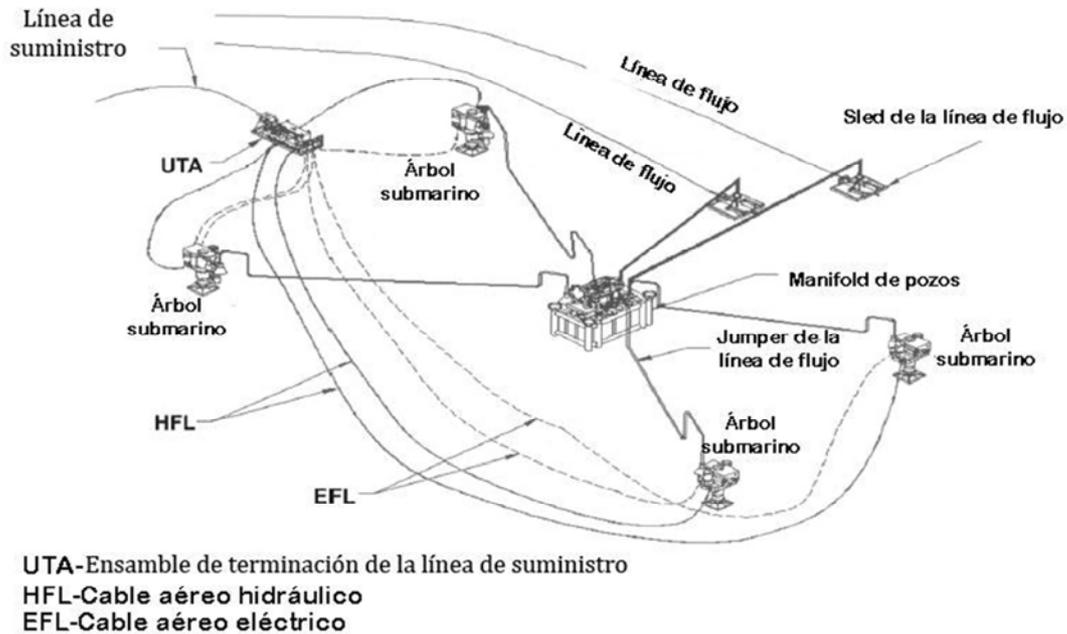


Figura 15: Esquema de componentes submarinos.

Sensores en los árboles y manifolds proveen señales eléctricas que son enviadas al receptor mediante el umbilical eléctrico y son convertidas en datos, que incluyen la temperatura del pozo, presión, tasas de flujo, etc. En adición, la línea de suministro puede suministrar químicos para la inhibición de hidratos y parafinas, así como fluido hidráulico y presión para abrir y cerrar válvulas, reinicia estranguladores, y demás. Esto permite el control de todas las operaciones desde el receptor, que puede estar muy lejos del sistema submarino.

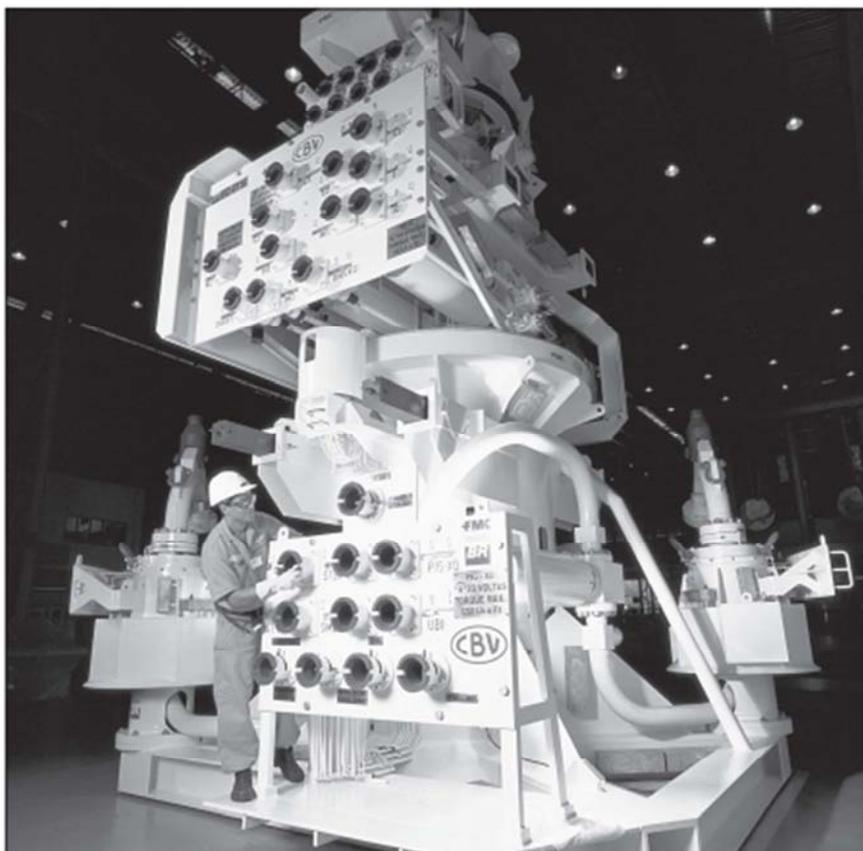
#### 3.6. Pozos.

El diseño y especificaciones de todos los componentes submarinos –árboles, manifolds, líneas de suministro, etc.- son una función de las características del pozo. Por ejemplo, algunos pozos pueden tener presiones de cierre altas (10,000 psi) mientras que otros tienen presiones menores. Algunos pueden llegar a tener presiones de yacimiento bajas y requieren el uso de bombas para poder llevar los fluidos a la superficie. La función de los árboles submarinos y otros componentes corriente abajo son similares en todos los casos, pero el equipo y varios dispositivos de control difieren en resistencia, materiales, controles, instrumentación e instalación. Sin embargo, las piezas encajan como un sistema para adecuar las características del yacimiento y los parámetros del pozo.

### 3.7. Árboles.

Los árboles submarinos tienen una pequeña semejanza visual con los árboles de navidad en tierra, estos proveen esencialmente las mismas funciones; proporcionan las guías del flujo y contención primaria para la producción de aceite y gas además de las válvulas necesarias para operaciones y de seguridad. Como estos árboles son remotos e inaccesibles como muchos otros componentes submarinos, requieren un diseño robusto, vigilancia del control de calidad durante su proceso de manufactura, y pruebas exhaustivas del producto terminado para reducir la incertidumbre de fallas en el equipo.

Los componentes algunas veces pueden llegar a fallar y tienen que ser desconectados y regresados a la superficie para su reparación. Los árboles submarinos permiten a los ROV operar válvulas físicamente y activar otras funciones de control, algunas veces durante operaciones normales, otras como apoyo si algo falla. Una capacidad importante del ROV es suministrar presión hidráulica suficiente para abrir o cerrar varias válvulas en el caso de que el sistema electro-hidráulico fallara. En adición, el ROV conecta, desconecta y hace distintos cambios alrededor de las líneas de control, realiza actividades de instalación y mantenimiento. Los ROV también proveen confirmación visual de lo que ocurre en el fondo marino, Figura 16.



*Figura 16: Árbol submarino con conexiones para ROV.*

#### **3.8. Manifolds y sleds.**

Un manifold provee el nodo donde los fluidos de pozos individuales se convergen y se mezclan antes de moverse en una tubería a la plataforma receptora, Figura 17. Un sled es otro nodo donde una tubería o línea de reunión se conecta a un pozo submarino o a un manifold. El uso de sleds facilita la instalación de configuraciones complejas.

Los diseños de los manifolds y sleds varían en sofisticación y complejidad. Algunos tienen estructuras metálicas simples ancladas a las líneas de flujo y colectan la producción de aceite y gas para transportarla directamente a la plataforma receptora. Otras tienen complejos sistemas de control y distribución. Eso les da a los operadores localizados en la plataforma receptora la habilidad de aislar flujos de pozos individuales o campos y proveer datos de flujo para vigilar y administrar el yacimiento.

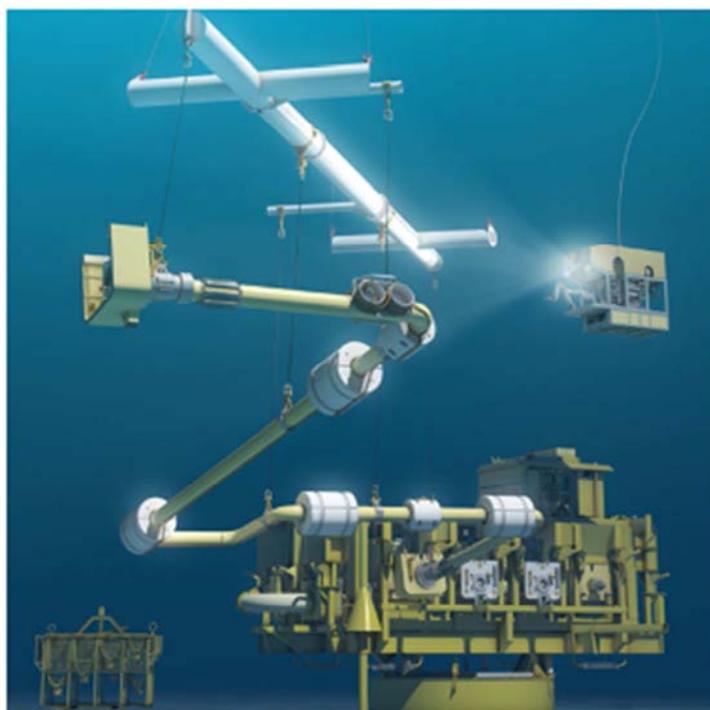
### 3.- Sistemas submarinos



*Figura 17: Manifold.*

#### 3.9. Líneas de flujo, jumpers y líneas de reunión.

El aceite y gas fluyen del pozo al manifold mediante jumpers si este está cerca, 50 ft más o menos, o a través de una tubería si no lo está. Un jumper es una sección de tubería de acero prefabricada, o una longitud de línea flexible compuesta, especialmente configurada para hacer una conexión estructural, mecánica y aprueba de presión en cada extremo. La precisa medición determinará la forma del jumper (largo, orientación, compensación relativa, y ángulos entre puntos de terminación) solo después de que los sleds, pozos, y manifolds estén ya en su lugar, Figura 18.



*Figura 18: Esquema de instalación de jumpers en el manifold mediante ROVs.*

En algunos casos, dos líneas de flujo vienen de un manifold, esto permite a los operadores el control del volumen entregado por cada línea. Si es requerido mantenimiento en una de las tuberías, la producción puede continuar a través de la otra. En el caso de que un pozo productor requiera condiciones especiales de flujo temporalmente (presiones diferentes a la de los otros pozos), este puede ser dirigido a una línea de flujo con los otros pozos dirigidos a una línea diferente, permitiendo que la producción continúe con muy poca o ninguna interrupción.

#### 3.10. Líneas de suministro (Umbilicales) y conductores voladores.

Las líneas de suministro (umbilicales) conducen el flujo necesario para que el sistema se mantenga activo. Ellas proporcionan el medio de conexión para líneas eléctricas, hidráulicas, de inyección de químicos, y de fibra óptica entre las instalaciones en la plataforma receptora y varios artículos submarinos (el manifold, sleds, ensambles de terminación, árboles submarinos, y controles).

El número de características de las líneas de suministro depende de lo que un sistema específico necesite y de los planes de desarrollo. Las líneas de suministro pueden tener una sola función (línea hidráulica), pero generalmente tienen multifunciones integradas que suministran tubos hidráulicos, líneas eléctricas, y tubos que pueden transportar químicos a los manifolds y árboles. Los tubos de acero en el anillo exterior pueden ser usados para bombear químicos a la corriente de producción. Otros pueden entregar fluido hidráulico para accionar válvulas submarinas. Algunos umbilicales tienen tubos de termoplástico para servicios de inyección de químicos a baja presión.

El centro de la línea de suministro cuenta con varios conductores eléctricos que transmiten señales de la instrumentación en los componentes submarinos (temperatura, presión, revisiones de integridad) de regreso al centro de control, Figura 19. La energía eléctrica puede moverse a través de la línea de suministro para operar válvulas solenoidales (válvulas electromecánicas) en los paneles de control submarinos, que a cambio controlan la presión hidráulica suministrada a las válvulas submarinas en los manifolds, árboles, o sleds.



Umbilical de Servicios Integrados (ISU) de  
Oceaneering Multiflex.

*Figura 19: Corte frontal de un cable umbilical de servicios integrados (ISU) de  
Oceaneering Multiflex.*

### 3.- Sistemas submarinos

Combinando múltiples servicios en una sola línea de suministro se pueden ahorrar gastos de manufactura e instalación. El final de una línea de suministro submarino tiene una terminación que se conecta a estructuras de distribución, el ensamble de terminación umbilical (UTA, umbilical termination assembly). De ahí los servicios de esta línea son distribuidos a árboles o cualquier otro equipo en los alrededores mediante guías voladoras, una especie de extensiones submarinas, Figura 20.

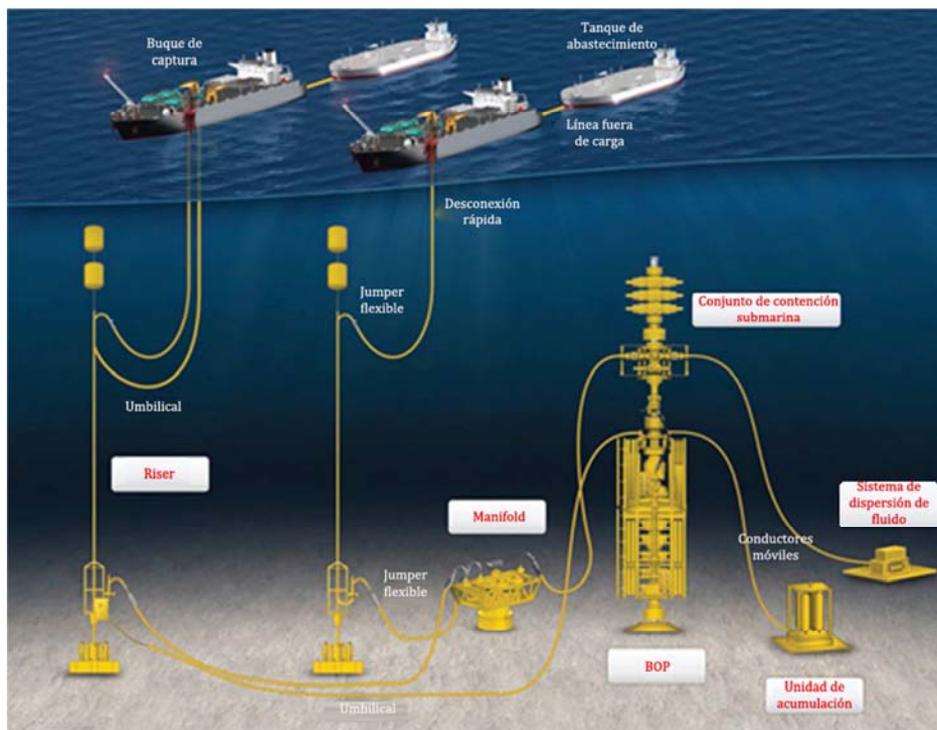


Figura 20: Esquema de la distribución de componentes submarinos y embarcaciones.

#### 3.11. Sistema de control.

Árboles y manifolds tienen paneles de control, módulos que contienen los controles electro-hidráulicos, software lógico, y dispositivos de comunicación. El sistema proporciona maneras alternativas para recuperar y transmitir datos y comandos. La mayoría de los paneles de control están diseñados para que en caso de fallar estos puedan ser reemplazados, un ROV puede desconectar el panel de su estructura de soporte, y poder así llevarlo a superficie.

La computadora principal en el cuarto de control de la plataforma receptora se comunica con los paneles de control submarinos, de esta manera se operan las

válvulas y otras funciones en los manifolds para incrementar o reducir el flujo o detenerlo completamente si se requiere. Para operaciones normales, los operadores del cuarto de control monitorean y manipulan el sistema basados en las lecturas de los monitores de los dispositivos electrónicos.

#### **3.12. Aseguramiento de Flujo.**

Los fluidos provenientes de los pozos son una mezcla de gas, aceite, condensado, y agua, quizá con sólidos suspendidos como hidratos, parafinas, asfaltenos, sales, y pequeñas suciedades como la arena y sedimentos. El potencial de formación de parafinas, sales e hidratos en los árboles, tuberías, y risers es un problema significativo para los sistemas de producción submarinos, estos problemas se relacionan con ambientes muy fríos, como los son las condiciones en las aguas profundas (en promedio 32°F).

Los hidratos son una combinación de agua y metano cristalizados y pueden formar baches sólidos bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Los hidratos se pueden formar a causa de caídas de presión abruptas como suele ocurrir cuando el flujo cruza a través de una válvula, o bien, cuando el flujo es lento y pasa por una tubería o equipos en una zona con bajas temperaturas como las que suelen encontrarse en el fondo marino. Pero para que ocurra la formación de hidratos deben existir tres elementos; temperatura, presión y agua.

La cera y las parafinas son componentes naturales en la composición del aceite crudo, los cristales de cera pueden precipitarse en presencia de bajas temperaturas, al llegar a estas bajas temperaturas las ceras y parafinas de algunos aceites crudos se pueden llegar a depositar en las paredes de la tubería, lo que genera una restricción de flujo e incluso puede llegar a bloquearlo por completo.

Para evitar los casos de formación de hidratos y/o ceras/parafinas, los sistemas submarinos están diseñados para retener el calor natural en los fluidos que salen del pozo, para adicionar calor, inyectar aditivos químicos, o los tres. Los químicos cambian la temperatura de formación de hidratos o modifican la temperatura de aparición de las ceras.

#### **3.13. Alternativas de retención de calor.**

Para mitigar la caída de presión, las tuberías y otros componentes submarinos cuentan con aislamiento. Un efectivo sistema de aislamiento para tuberías

### 3.- Sistemas submarinos

empleado en casos con un alto potencial de presentar formación de hidratos o bien de obstrucciones por parafinas, es la tubería en tubería. El espacio entre las tuberías es parcialmente evacuado y luego llenado con material aislante como un polímero, esto elimina la mayoría de las pérdidas de calor de los fluidos que pasan a través de la tubería, previniendo así la formación de hidratos y ceras.

Otras formas de retención de calor son:

- Aislamiento con un material como el polímero que pueda soportar el proceso de instalación de la tubería de flujo.
- Enterrar la tubería aislada o incluso la tubería de flujo desnuda en el lecho marino a modo que el suelo sirva también como aislante.
- Sistema de tubería en tubería usando tubería flexible que cuenta con características aislantes debido a su composición.

Cuando las técnicas de retención de calor no son suficiente, la tubería puede ser calentada por una fuente externa. El calentamiento eléctrico consta de aplicar una corriente eléctrica a través de la tubería, donde la resistencia a dicha corriente causa el calentamiento directo de la tubería. Otra técnica es circular fluidos calientes en el interior de una tubería especial (pipe bundle), el calor penetra y se transfiere a los fluidos producidos. La decisión de la retención de calor que sea necesitada es controlada por la evaluación del riesgo y el costo capital.

Generalmente, incluso con un método de retención de calor, la mayoría de los pozos submarinos se diseñan con un método químico, bombeando inhibidores de hidratos y parafinas a los árboles a través del umbilical. En el caso de los hidratos generalmente se inyecta metanol, lo que reduce el riesgo de formación de baches y fallas mecánicas. Sin embargo, cuando se tiene que apagar el sistema submarino los fluidos se estancan en las tuberías y en las compuertas, e incluso el mejor aislante no puede prevenir el enfriamiento indefinidamente. Varios métodos lidian con estos largos cierres.

- Baches de químicos pueden ser inyectados en la corriente de producción previamente al cierre. Metanol o glicol en cantidades del 25-50% del contenido de agua sirve para reducir la temperatura de congelación por debajo de la temperatura del fondo marino, previniendo la formación de hidratos.
- Cuando el contenido de agua en el gas es alto, es muy costoso el uso del método anterior, por lo que los operadores pueden optar por despresurizar

las líneas y mover las condiciones ambientales fuera de la zona de formación de hidratos.

- La tubería puede ser calentada eléctricamente.
- Aditivos químicos pueden ser inyectados en la corriente del pozo para mantener lejos de la solidificación o depositación en las paredes de la tubería a las parafinas y ceras.

Otro problema además de las parafinas y los hidratos, son la depositación de sedimentos inorgánicos, la precipitación de moléculas orgánicas conocidas como asfáltenos, y problemas de corrosión. La solución para estos problemas son los aditivos químicos, pero estos son costosos y requieren de varios ajustes para asegurar su adecuado funcionamiento.

#### **3.14. Instalación de la arquitectura.**

El sistema submarino involucra varios elementos. Una planeación particular de un sistema submarino puede tener la siguiente secuencia:

- (a) Instalar todos los árboles submarinos
- (b) Instalar todas las líneas de flujo
- (c) Instalar el manifold
- (d) Instalar las líneas de compuerta y umbilicales
- (e) Instalar los jumpers y guías voladoras

Si surge la necesidad, con un apropiado diseño y planificación, la secuencia se puede modificar en otras combinaciones, mientras que los jumpers y guías voladoras sean lo último.

#### **3.15. Fiabilidad del sistema.**

Porque los elementos submarinos están abajo y es difícil recuperarlos, los diseños y construcciones se enfatizan en la funcionalidad y la fiabilidad. Los paneles de control en los árboles y otros elementos pueden ser removidos y remplazados relativamente fácil. Los diseñadores del sistema construyeron varias conexiones y puntos de contacto para que las intervenciones del ROV sean simples y sencillas.

Los problemas en los pozos submarinos son usualmente relacionados con cuestiones del yacimiento, no a problemas del equipo.

#### **4. Retos técnicos.**

##### **Geopresiones.**

Problemas de flujo y descontrol, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías de revestimiento y derrumbes de formación suelen incrementar considerablemente el costo de un pozo y el tiempo de perforación del mismo. Estos problemas son causados generalmente por una deficiente predicción de las presiones de sobrecarga, poro y fractura de las formaciones a perforar, y cuyo conocimiento es básico para planear la perforación (ventana operativa). Consecuentemente, es indispensable entender primero los principios físicos que originan estas presiones y, segundo, predecirlas con la mayor exactitud posible, Figura 21.

Durante el proceso de depositación normal, la presión de sobrecarga se incrementa conforme los sedimentos se acumulan. El incremento de la sobrecarga compacta los sedimentos, resultando en un decremento de la porosidad. El proceso de compactación ocurre a medida que el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua de formación es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal y se considera aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés.

Las zonas de presión de poro anormales se originaron durante el proceso de depositación y compactación, formándose una barrera impermeable que impidió la liberación del agua de la formación por debajo de esta barrera.

Esta barrera impermeable se formó debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación abajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal.

Las propiedades de las formaciones lutíticas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

Debido a que los estratos lutíticos son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión.

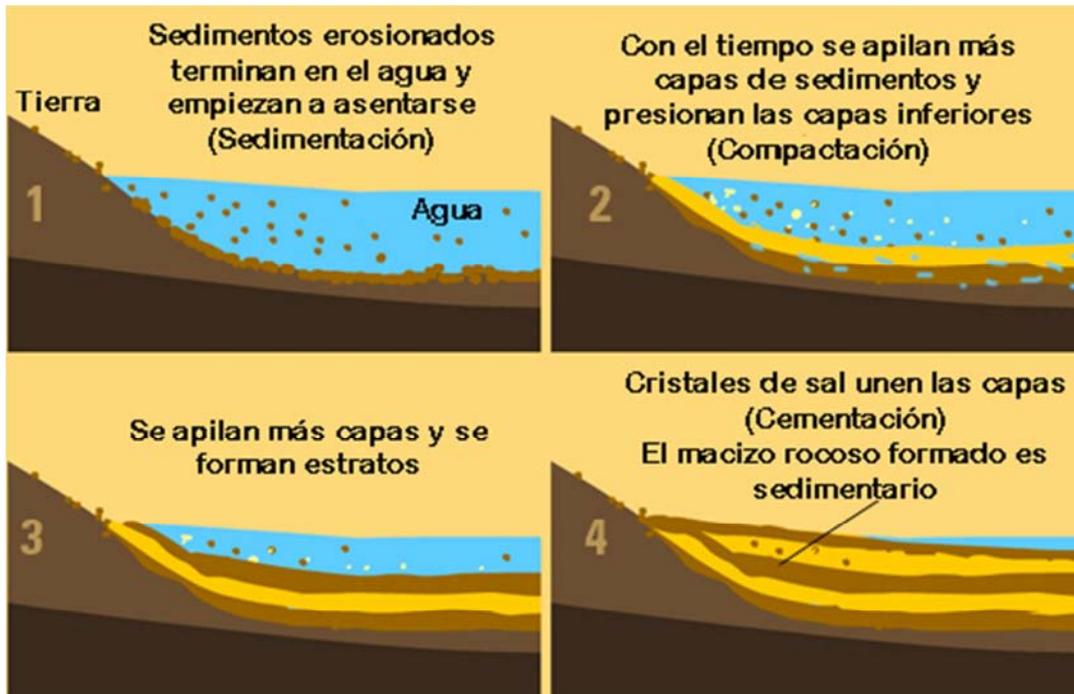


Figura 21: Esquema del proceso de sedimentación y compactación.

#### 4.1. Presión hidrostática.

Es la ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Esta presión es una función de la densidad promedio del fluido y de la altura vertical o profundidad de la columna de fluido. No importa cuál sea el área de la sección de la columna y se expresa de la siguiente manera:

$$P_h = \rho * g * h \quad (1)$$

donde:

$P_h$ : presión hidrostática, Pa

$\rho$ : densidad del fluido,  $\text{kg}/\text{m}^3$

$g$ : gravedad,  $\text{m}/\text{s}^2$

$h$ : altura de la columna de fluido, m

O para fines de campo

$$P_h = \frac{\rho * h}{10} \quad (\text{kg}/\text{cm}^2) \quad (2)$$

donde:

$P_h$ : Presión hidrostática, Kg/cm<sup>2</sup>

$\rho$ : densidad del fluido, g/cm<sup>3</sup>

$h$ : altura de la columna de fluido, m

La presión hidrostática es afectada por:

- Contenido de sólidos
- Gases disueltos
- La diferencia de gradientes de temperatura del fluido

#### 4.2. Presión de sobrecarga.

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes. La presión de sobrecarga ( $S$ ) es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad. Es una función de la densidad total de las rocas, la porosidad y los fluidos congénitos. También puede definirse como la presión hidrostática ejercida por todos los materiales sobrepuestos a la profundidad de interés, Figura 22.

Se expresa de la siguiente forma:

$$S = (1 - \theta) * \rho_{ma} * g * h + \theta * \rho_f * g * h \quad (3)$$

donde:

$S$ : peso matriz rocosa + peso fluido intersticial, Pa

$\theta$  : porosidad

$\rho_{ma}$ : densidad de la matriz, kg/m<sup>3</sup>

$g$ : gravedad, m/s<sup>2</sup>

$h$ : espesor de la matriz, m

$\rho_f$ : densidad del fluido contenido en la matriz, Kg/m<sup>3</sup>

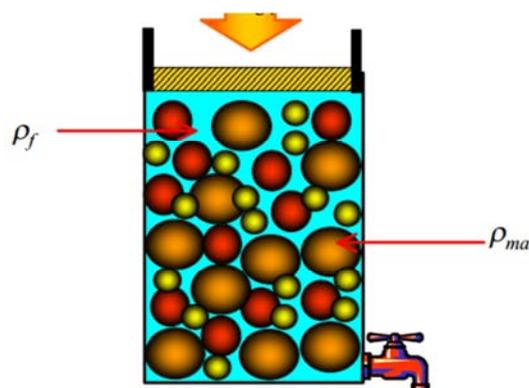


Figura 22: Esquema de distribución de la matriz, y fluidos.<sup>12</sup>

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementará con la profundidad, pero no en forma lineal. Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es  $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ , que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de  $2.31 \text{ gr/cm}^3$ .

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben de leer datos del registro de densidad de varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determina la densidad promedio.

La Tabla 3 muestra una lista de las densidades del fluido y de las matrices de roca más comunes:

<sup>12</sup> Castro Robles, Yovani, et al, 2013. Guía de diseño para el asentamiento de y diseño de tuberías de revestimiento. México, D.F., Instituto Politécnico Nacional. 72 p.

Sustancia	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomía	2.87
Anhidrita	2.98
Halita	2.03
Cal	2.35
Arcilla	2.7 – 2.8
Agua potable	1.0
Agua de mar	1.03 – 1.06
Aceite	0.6 – 0.7
Gas	0.015

*Tabla 3: Densidades de fluidos y matrices de roca más comunes.*

#### 4.3. Presión de formación.

Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro. Las presiones de formación que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. La densidad del lodo requerido para perforar estos pozos varía entre 1.02 y 1.14 gr/cm<sup>3</sup>. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos depresionados por su explotación.

#### 4.4. Causas de presiones anormales.

Las formaciones de presión normal generalmente poseen una presión de poro equivalente a la presión hidrostática del agua intersticial. En las cuencas sedimentarias, el agua intersticial normalmente posee una densidad de 1,073 kg/m<sup>3</sup>, lo que establece un gradiente de presión normal de 10.5 kPa/m. La desviación significativa con respecto a esta presión hidrostática normal se conoce como presión anormal.

En muchos yacimientos productores de hidrocarburos se observan geopresiones anormales, por encima o por debajo del gradiente normal. El desarrollo de la presión anormal se atribuye normalmente a los efectos de la compactación, la actividad diagenética, la densidad diferencial y la migración de los fluidos.

La presión anormal implica el desarrollo tanto de acciones físicas como de acciones químicas en el interior de la Tierra. Las presiones superiores o inferiores al gradiente normal pueden ser perjudiciales para el proceso de perforación.

### **4.5. Presión anormal baja (subnormal).**

Las presiones subnormales, es decir aquellas presiones que se encuentran por debajo del gradiente normal, pueden producir problemas de pérdida de circulación en los pozos perforados con lodo de perforación líquido. Las condiciones de presión subnormales se generan frecuentemente cuando la cota de superficie de un pozo es mucho más elevada que la capa freática del subsuelo o el nivel del mar. Esto se observa cuando se perforan pozos en serranías o en zonas montañosas, pero también puede ocurrir en regiones áridas donde es posible que la capa freática tenga más de 305 m [1,000 pies] de profundidad.

Las presiones anormalmente bajas también se observan con frecuencia en los yacimientos agotados. El fenómeno de agotamiento no es inusual en los yacimientos maduros en los que se han producido volúmenes significativos de petróleo y gas sin la implementación de programas de inyección de agua o de mantenimiento de la presión.

### **4.6. Presione anormal alta.**

Las sobrepresiones anormales siempre involucran una zona particular que se sella o aísla. La magnitud de la sobrepresión depende de la estructura, el ambiente sedimentario, los procesos y tasa de sedimentación.

### **4.7. Efecto de compactación.**

Uno de los mecanismos más comunes que genera presiones anormalmente altas es el entrampamiento del agua intersticial durante el proceso de sedimentación. Si se forma un sello antes de que se desplace el agua intersticial, no se establece el contacto grano a grano entre los sólidos. Con el tiempo, y con los incrementos producidos en la compactación debido a la presión ejercida por los estratos de sobrecarga, el agua contenida en el espacio poroso se comprime, generando una presión de poro anormalmente alta.

#### 4.8. Efectos geológicos.

Otra de las causas de la presión anormalmente alta es el levantamiento geológico y el desplazamiento de una formación, que reubica físicamente una formación de presión más alta, trasladándola de una profundidad a otra. Cuando una zona de presión previamente normal, situada a gran profundidad, es desplazada por la actividad tectónica hacia una profundidad más somera permaneciendo intactos los sellos, la presión resultante será anormalmente alta, Figura 23.

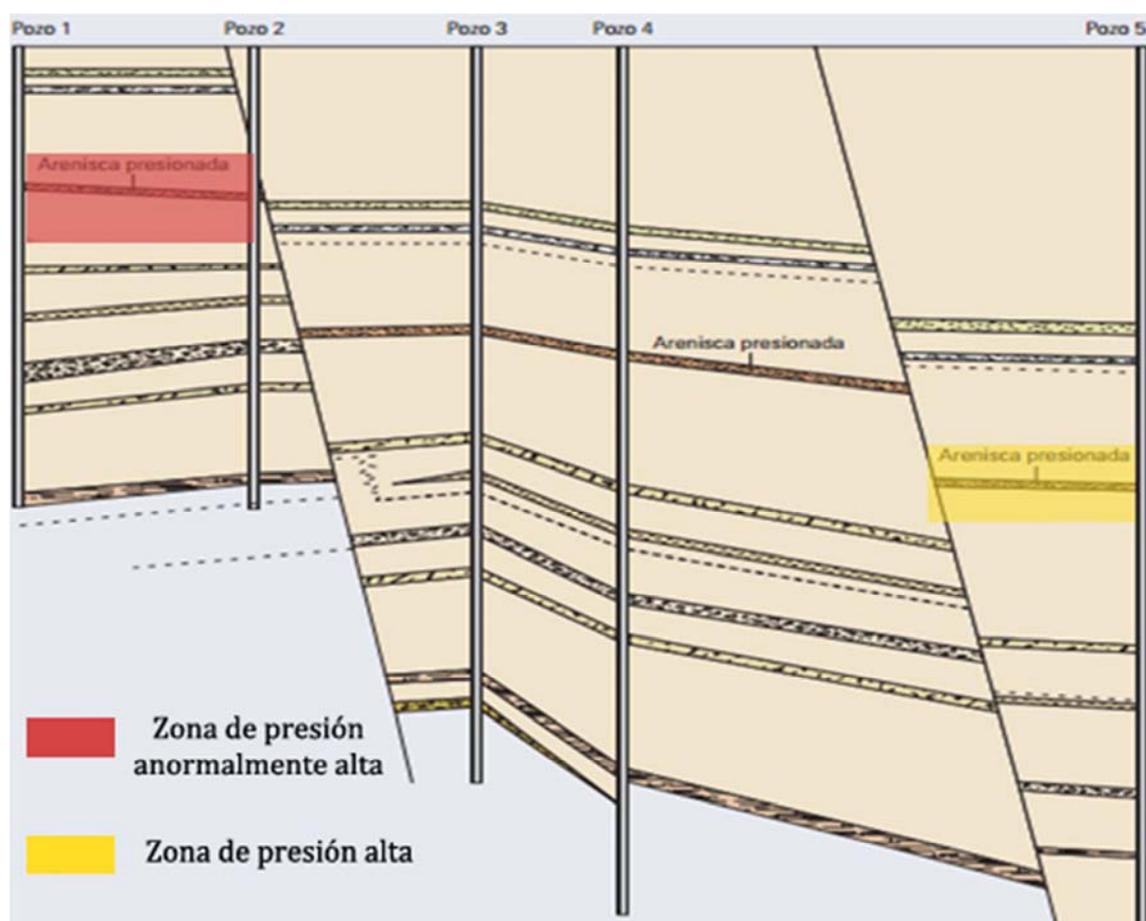


Figura 23: Esquema de distribución de formaciones por efecto de levantamiento geológico.<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Yves Barriol, Karen Sullivan Glaser, Julian Pop, Sugar Land, Texas, EUA, Bob Bartman, Devon Energy, Houston, Texas, Ramona Corbiell, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, Kare Otto Eriksen, Harald Laastad, Statoil, Stavanger, Noruega, James Laidlaw, Aberdeen, Escocia, Yves Manin, Clamart, Francia. Las presiones de las operaciones de perforación y producción. *Oilfield Review*, 26 – 47, Invierno de 2005/2006.

#### 4.9. Subcompactación.

La subcompactación producida durante la sedimentación es otro mecanismo de generación de presión de poro alta. En el Golfo de México y en otras cuencas sedimentarias, el desequilibrio de la compactación se considera la causa más importante de la sobrepresión. Para que el sedimento se compacte, el agua intersticial debe ser expulsada. No obstante, si la sedimentación es rápida en comparación con el tiempo requerido para que el fluido sea expulsado del espacio poroso, o si se forman sellos que impiden la deshidratación y la compactación durante el enterramiento, el fluido poroso se vuelve sobrepresionado y soporta parte del peso de los sedimentos sobreyacentes.

#### 4.10. Sistemas artesianos.

Los sistemas artesianos constituyen una fuente única de presiones anormalmente altas. En estos sistemas, la cota de superficie del pozo se encuentra por debajo del nivel del mar o de la capa freática, condición que podría existir si se perforara en un valle intermontaños, Figura 24.

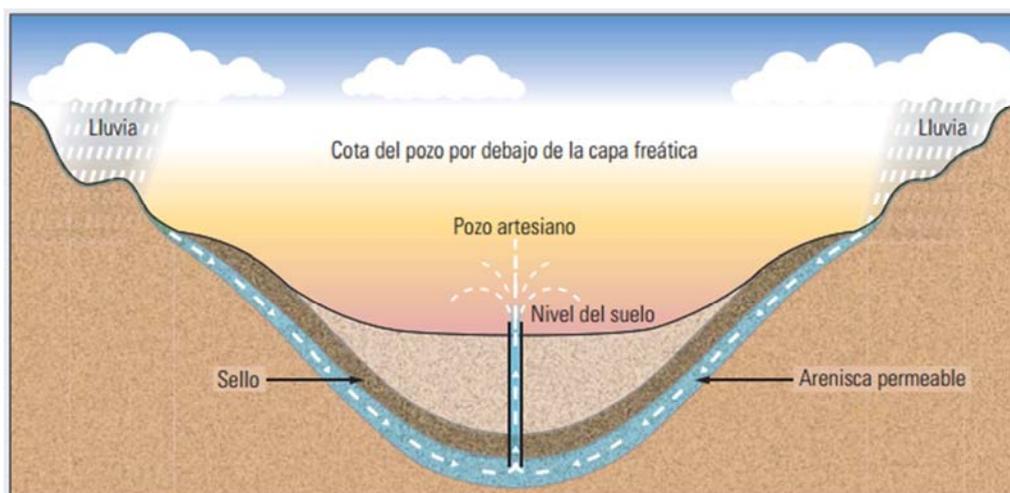


Figura 24: Esquema de un sistema artesiano.

#### 4.11. Efectos estructurales y migración de fluidos.

Las presiones anormales causadas por los efectos estructurales son comunes en las adyacencias de los domos salinos, donde la sal que se eleva y migra ha levantado las formaciones adyacentes, volcando y sellando las formaciones permeables. También pueden producirse sobrepresiones en areniscas someras si

los fluidos de presión más alta migran desde las formaciones inferiores como resultado de la presencia de fallas o a través de un sello en una red de microfracturas, Figura 25.

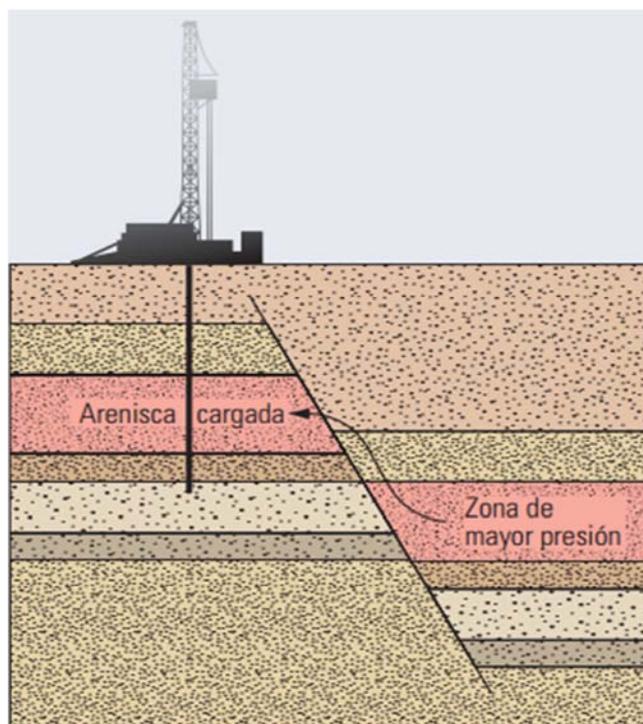


Figura 25: Esquema de migración de fluidos por efectos estructurales.

#### 4.12. Efectos químicos.

La génesis de la roca ocurre cuando la mineralogía de las rocas se vuelve inestable como resultado de los procesos geológicos. La inestabilidad generalmente aparece en los puntos de contacto de los granos y los espacios porosos que se generan entre los mismos. Los cambios en presión y temperatura pueden originar la aparición de nuevos minerales o la modificación de la estructura cristalina de los minerales preexistentes.

Si la sedimentación masiva de material orgánico se sella con el tiempo y se expone a temperaturas más elevadas, esta materia orgánica genera metano y otros hidrocarburos que constituyen la carga de la formación. El incremento de la profundidad, la temperatura y la presión puede hacer que el yeso se convierta en anhidrita, liberando agua que carga una formación.

Contrariamente, la anhidrita que se expone al agua puede formar yeso, lo que se traduce en un aumento de hasta el 40% del volumen, fenómeno que incrementa

las presiones zonales. Conforme el agua es expulsada de la red cristalina de la arcilla, la presión de poro se incrementa.

Las arcillas tienen afinidad química por el agua dulce y de este modo las formaciones arcillosas en presencia de agua dulce son capaces de generar una presión de absorción. La intensidad del movimiento del agua estará regida por el potencial químico resultante del gradiente de salinidad y presión.

En ambientes de alta presión las arcillas también se pueden hidratar con agua salada de una formación infrayacente, lo cual implicaría que al agua salada a alta presión que se va quedando fuera de la capa de arcillas, iría aumentando gradualmente su concentración de sales y eventualmente generando precipitaciones y generando una barrera impermeable hacia el exterior de la formación con presión de formación anormalmente alta.

#### **4.13. Presión de fractura.**

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someterá. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia original por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones.

Las propiedades de la lutita medidas por los registros geofísicos (tiempo de tránsito, resistividad, densidad, temperatura y presión), así como la velocidad sísmica, están directamente relacionados con la porosidad de la formación. Cuando estos valores se grafican con respecto a la profundidad, la sección de presión normal sigue una tendencia lineal conforme la porosidad de la formación decrece con respecto a la profundidad. Una desviación de esta tendencia normal es una indicación de presión anormal.

Conforme las capas de sedimentos aumentan el esfuerzo matricial vertical  $\sigma_z$  aumenta también debido a que aumenta la carga en los contactos grano-grano, los sedimentos entonces tratan de expandirse lateralmente pero esta acción es limitada principalmente por la roca circundante. Esta tendencia origina esfuerzos matriciales horizontales que son transmitidos lateralmente a través de los puntos de contacto grano-grano. Si tomamos como esfuerzos principales aquellos que son paralelos a los planos x, y, z entonces la condición de los esfuerzos en el subsuelo puede definirse en términos de  $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ , Figura 26.

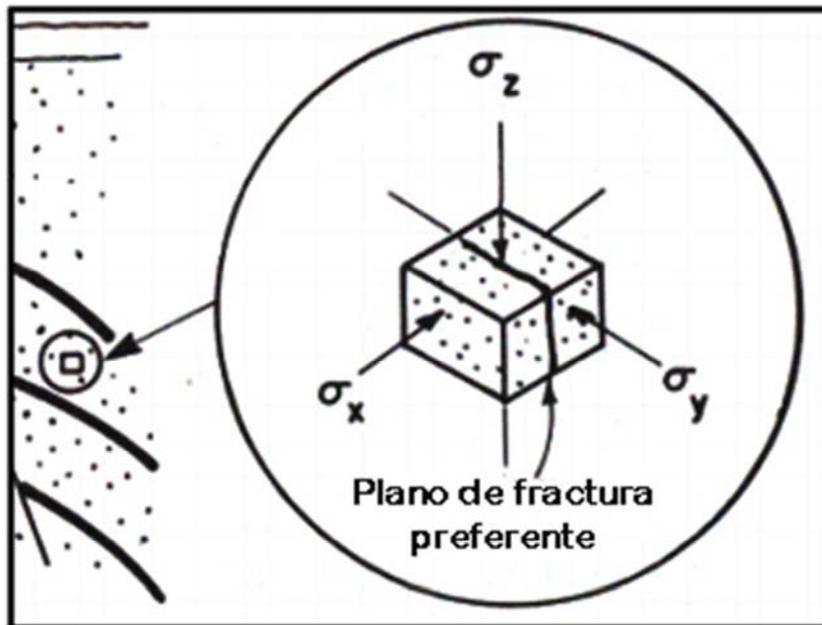


Figura 26: Esquema de distribución de esfuerzos preferenciales en el subsuelo.<sup>14</sup>

El conocimiento anticipado de la variación de la presión de fractura con respecto a la profundidad es tan importante como el de la presión de formación. Los métodos para determinar la presión de fractura al igual que la de formación se clasifican en:

- a) Predictivos
- b) Verificativos

En cuanto a los métodos predictivos un estudio del arte de los métodos para estimar la presión de fractura antes de la perforación encontró que se han desarrollado 23 métodos diferentes en los últimos 40 años. Muchos de ellos son variantes de sus predecesores o en otros casos son métodos que requieren información que no es de fácil acceso.

La planeación inicial de un pozo debe estar basada en la presión de formación, así como la de fractura obtenida por algún método predictivo. La estimación de la presión de fractura que se realiza antes de la TR en el pozo se basa en correlaciones empíricas. Debido a que la presión de fractura es afectada en gran medida por la presión de formación es imperativo aplicar

<sup>14</sup> Castro Robles, Yovani, et al, 2013. Guía de diseño para el asentamiento de y diseño de tuberías de revestimiento. México, D.F., Instituto Politécnico Nacional. 72 p.

un método de predicción de la presión de formación antes de utilizar un método de predicción de presión de fractura.

Los métodos más empleados para hacer la predicción de la presión de fractura son los siguientes:

- Hubbert y Willis
- Pennebaker
- Eaton
- McPherson y Berry
- Saiz

En cuanto a los verificativos, un método usado para determinar el gradiente de fractura de la formación expuesta es la denominada “prueba de goteo” (LOT, leak off test), que consiste en someter la formación a presión hasta que esta admita fluido de control sin provocar su fracturamiento. Su finalidad es proporcionar con buena certidumbre el gradiente de fractura de la formación, y así definir la máxima presión permisible en el pozo cuando ocurre un brote, la densidad de lodo máxima a utilizarse y el asentamiento de TR's.

#### **4.14. Menor número de tuberías de revestimiento.**

El desarrollo de pozos costa afuera presenta grandes retos a vencer como la remoción de los recortes en el agujero, la circulación del lodo, entre otros. Pero la principal situación que se enfrenta es la referente al control de la densidad del fluido de perforación para trabajar entre la presión de poro y la presión de fractura, es decir, la ventana operativa.

En el desarrollo de aguas profundas resulta especialmente difícil trabajar en la perforación de los pozos dada la gran presión hidrostática generada por la columna de lodo correspondiente en profundidad al tirante de agua que va desde la superficie hasta el lecho marino, provocando incluso que en algunas ocasiones no se puedan alcanzar los objetivos geológicos y obligando a abandonar el pozo y perder inversiones millonarias.

Esta ventana operacional, Figura 27, así como la presión generada por el fluido de perforación, determinarán el asentamiento de las tuberías de revestimiento y los diámetros de las mismas, además del diámetro del aparejo de producción. Mientras mayor sea el tirante de agua, mayor será la cantidad de diámetros necesarios para terminar el pozo satisfactoriamente.



Figura 27: Ventana operativa en un pozo en aguas profundas.<sup>15</sup>

A continuación se compara el diseño de los asentamientos de las tuberías de revestimiento empleando una perforación convencional y una perforación con Doble Gradiente. En la primera de ellas, Figura 28, se observa que son requeridas siete tuberías de revestimiento para poder alcanzar el objetivo geológico. Es importante mencionar que existe la posibilidad de necesitar un mayor número de tuberías de revestimiento o de tuberías cortas en caso de que se presente alguna eventualidad como la existencia de estratos no consolidados.

En la segunda gráfica, Figura 29, correspondiente al diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento empleando un sistema de perforación Doble gradiente, se hace evidente la disminución en el número requerido de estas tuberías para alcanzar nuestro objetivo geológico, quedando solamente con cuatro intervalos a revestir.

<sup>15</sup> Rodrigo Figueroa Salazar, 2009. Perforación doble gradiente en aguas profundas. Tesis Ing. Petrolero. México, D.F., UNAM. 105 p.

Lo anterior demuestra el principal beneficio que se tiene con el uso de un sistema de perforación Doble Gradiente, la disminución en el número de diámetros requeridos para las tuberías de revestimiento. Así entonces se puede establecer un diseño óptimo en el que se contemple un margen de seguridad en caso de que se presente alguna eventualidad como ya se mencionó, permitiendo correr las tuberías de revestimiento o tuberías cortas adicionales que sean necesarias.

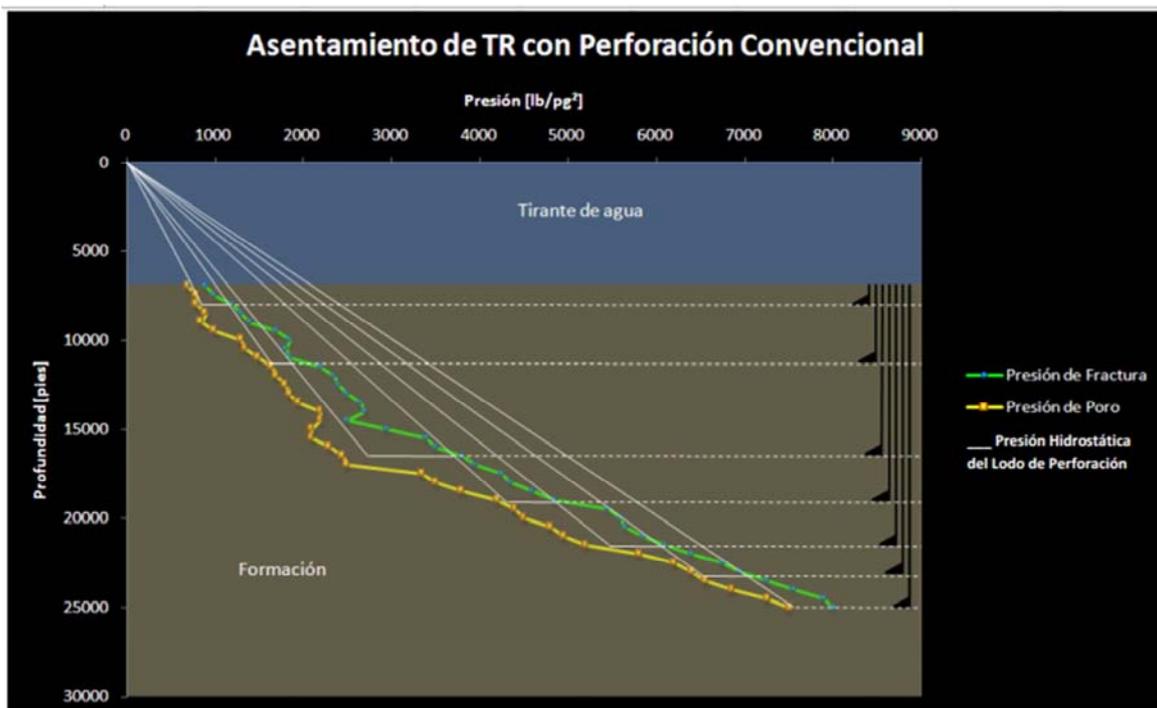


Figura 28: Esquema de asentamiento de tuberías con perforación convencional.

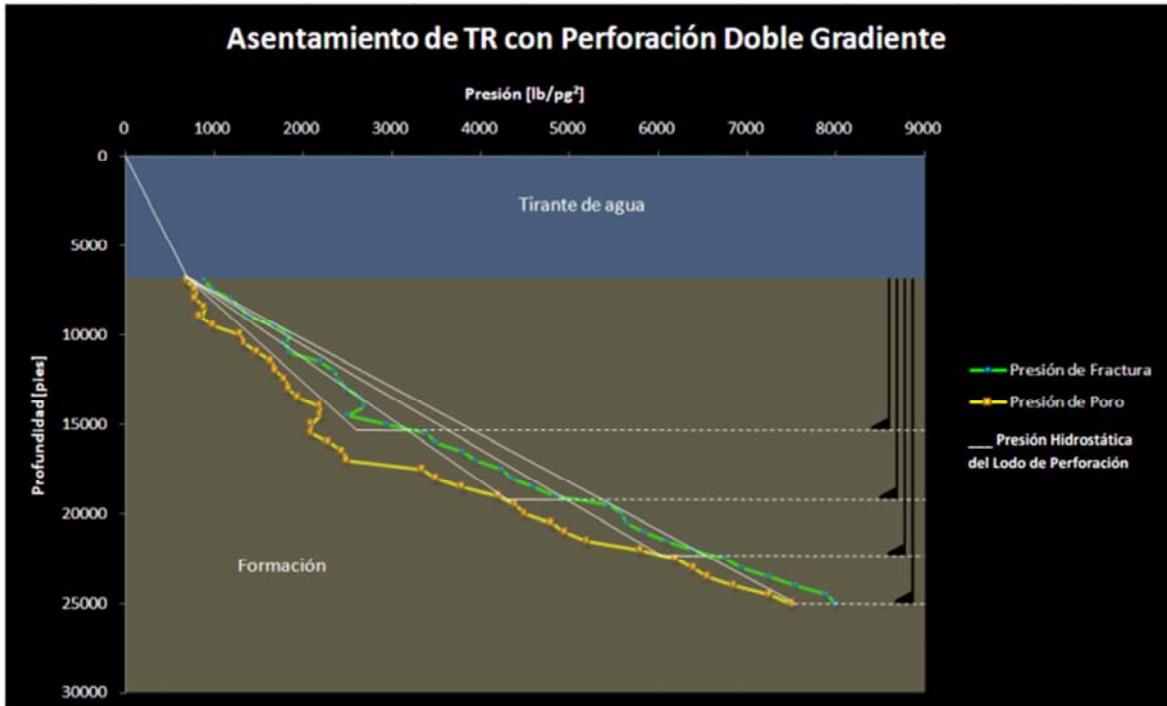


Figura 29: Esquema de asentamiento de tuberías con perforación con doble gradiente.

#### 4.15. Diseño de la tubería de revestimiento para pozos perforados con la tecnología de Perforación Sin Riser.

Cuando se planea un pozo con doble gradiente, es importante comprender los detalles de las operaciones y las cargas resultantes ejercidas en las tuberías de revestimiento en el pozo. El diseño de cargas estándar de la tubería de revestimiento para la perforación de pozos convencionales debe ser modificado para aplicar a la perforación con doble gradiente, en la que se encuentran casos específicos de cargas que deben ser considerados para este método.

Se mencionan aquellos factores que deben ser considerados para el diseño de la tubería de revestimiento para doble gradiente comparado contra el diseño convencional para aguas profundas, incluyendo:

- Perfiles de presión interna y externa para el diseño típico de cargas en tuberías de perforación y de producción.
- Casos de cargas adicionales que deben ser consideradas para la perforación con doble gradiente, como correr/cementar tubería con un

hueco de aire en la sarta de tuberías y cargas de tensión/colapso cuando se está corriendo tubería en el pozo.

- Análisis de la construcción de la presión anular para pozos de doble gradiente.

Mientras que las cargas en el diseño de tubería para doble gradiente son generalmente menos severas que las cargas correspondientes de casos convencionales en aguas profundas, hay instancias en que no siempre es así. Adicionalmente, las cargas de colapso pueden ser mucho más grandes que las convencionales debido al efecto de Tubo-U que existe durante las operaciones con doble gradiente.

Hay varias modificaciones del sistema de perforación con doble gradiente (DGD por sus siglas en inglés) que son empleadas en aguas profundas. El reciente interés en esta tecnología ha sido dirigido por tres factores principales. Primero, es posible reimplementar el uso del riser en algunos de los sistemas de Doble Gradiente manteniendo el peso muerto del lodo en el pozo incluso en desconexiones y viajes de tubería. Segundo, el sistema de doble gradiente es un “sistema cerrado”, las prácticas en campo han demostrado que la detección de brotes mejora significativamente comparado con las operaciones de perforación convencionales en aguas profundas, cabe mencionar que no todos los sistemas DGD son cerrados, por lo tanto no en todos se puede obtener ese beneficio. Tercero, algunas mejoras en la eficiencia de la perforación pueden ser realizadas si el perfil de presiones del DGD y el manejo de la capacidad de presión pueden reducir el tiempo improductivo por pérdidas de circulación, prevenir algunos problemas de estabilidad en el pozo, y eliminar algunas de las numerosas tuberías de revestimiento (particularmente las tuberías para contingencia) que generalmente son requeridas para los pozos en aguas profundas.

Aquí se aborda el caso de diseño de cargas en tuberías para pozos perforados con una bomba submarina de levantamiento de lodo, que fue probada en campo durante un Proyecto de Industria Conjunta (JIP). La bomba de levantamiento de lodo está conformada de un diafragma de seis cámaras que están en varias fases de llenado y descarga de lodo. El sistema de control de la bomba maneja los ciclos de carga y descarga como sea requerido para mantener una presión constante en la entrada de la bomba de levantamiento de lodo. Esta presión de entrada normalmente es mantenida aproximadamente igual a la presión hidrostática del agua de mar, pero una cabeza rotatoria submarina puede ser instalada para permitir cambios de presión rápidos si es requerido. La bomba toma

los retornos de lodo del pozo y los desplaza a través de una línea de retorno de lodo por fuera del riser, mientras que el fluido en el interior del riser es una columna de fluido estático con una densidad equivalente al agua marina. Esto significa que la presión hidrostática en el pozo solo es función del peso del lodo por debajo de la línea de lodo.

#### 4.15.1 Perfil de presión para Perforación Sin Riser.

Antes de comprender cómo un diseño de tubería para doble gradiente es diferente de un diseño convencional, es necesario definir los parámetros de operación del DGD con una bomba submarina de levantamiento de lodos. El DGD en este caso permite mantener el peso de lodo muerto en el pozo debajo de la línea de lodos y una presión aproximadamente igual a la presión hidrostática del agua de mar en esta misma línea. Mientras que la presión de la entrada de la bomba de lodo puede ser incrementada por encima de la presión hidrostática ejercida por el agua marina para combatir varios problemas presentes en la perforación, principalmente cuestiones de estabilidad del agujero, al pozo generalmente se le harán “chequeos de flujo” con la presión de entrada próxima a la presión hidrostática marina antes de sacar del agujero un ensamble de perforación.

Debe notarse que la bomba de levantamiento de lodo es diferente a la de algunos otros sistemas de doble gradiente en los que la presión en la línea de lodos no puede caer por debajo de la presión hidrostática marina. Se requiere de una presión ligeramente mayor a la presión hidrostática para alimentar a la bomba.

Por lo tanto la presión en la línea de lodos debe ser aproximadamente igual a la presión hidrostática ejercida por el mar:

$$P_{Mudline} = WD \times 0.052 \times SW_{ppg} \quad (4)$$

La reducción de la presión hidrostática en la línea de lodos en DGD comparada con SGD es entonces:

$$\Delta P_{Mudline} = WD \times 0.052 \times (MW_{SG,ppg} - SW_{ppg}) \quad (5)$$

La presión a cualquier punto debajo de la línea de lodos puede ser calculada entonces como:

$$P = P_{Mudline} + (TVD_{BML} \times 0.052 \times MW_{DGD,ppg}) \quad (6)$$

donde:

$P_{Mudline}$ : presión en la línea de lodos

$P$ : presión

$MW_{SG,ppg}$ : peso de lodo para gradiente estándar en  $\frac{\text{libras}}{\text{galón}}$

$MW_{DGD,ppg}$ : peso de lodo para doble gradiente en  $\frac{\text{libras}}{\text{galón}}$

$SW_{ppg}$ : densidad del agua marina en  $\frac{\text{libras}}{\text{galón}}$

$TVD_{BML}$ : profundidad vertical verdadera debajo de la línea de lodos

$WD$ : profundidad del agua

La bomba de levantamiento de lodos del DGD mantiene la línea de lodos a presión constante, y entonces construir cualquier perfil de presiones para el diseño de la TR inicia comenzando por la línea de lodos con presión hidrostática de agua marina. Mientras que la elevación de la bomba, la entrada de succión de lodos, el piso de la plataforma, todas afectan la presión actual de la línea de lodos en decenas de psi y pueden ser ignoradas para obtener un diseño de la TR simplificado y consistencia a través de todas las plataformas y ubicaciones.

Más adelante se describe cómo este perfil estándar de presiones para el DGD es modificado durante varias operaciones como un influjo, una cementación, un distinto peso del lodo, o el remplazo del lodo del DGD en el pozo o el fluido del riser por aire.

#### 4.15.2. Perfiles de presión interna para esfuerzos de estallamiento.

El principal criterio a considerar es el de un posible brote, en el cual, la TR expuesta a cargas de perforación puede llenarse parcial o totalmente por una columna de aceite o gas. Una presión en superficie es aplicada para mantener la presión del pozo mayor que la de la intensidad de un posible brote.

Para perforaciones con Doble Gradiente que emplean bomba de levantamiento de lodo, el control de pozos es idéntico al empleado en perforaciones convencionales. El objetivo primario es mantener la presión de fondo de pozo por encima de la presión de la formación, usando la bomba de levantamiento de lodo para controlar la presión en una manera análoga al uso de un estrangulador en superficie para control de la presión.

Una precaución es que no todas las variaciones del DGD actualmente desarrolladas mantienen esta relación tan cercana a los procedimientos de control convencional de pozos submarinos. Los sistemas de doble gradiente sin un riser estático y una bomba submarina de desplazamiento positivo tienen una diferente detección de brotes, cerrado, y procedimientos de control de pozo.

Algunos ejemplos de escenarios típicos de presión de estallamiento en un brote son:

- **Brote de gas o aceite:** un brote de un tamaño, intensidad, y composición dada es simulado como un perfil de presión interna con una presión de cierre aplicada en superficie. Los parámetros son ajustados basados con los datos disponibles para cada sección perforada del pozo.
- **Presión superficial máxima anticipada:** el pozo es llenado, parcial o completamente con un influjo simulado. Este caso de cargas es usado regularmente para definir los valores de prueba en los BOP's y en el choke manifold, y algunas veces es utilizado para definir los valores de presión en la tubería de revestimiento.
- **Menor presión en superficie que en el fondo del pozo:** Datos empíricos han mostrado que, durante un evento de control de pozo, la presión en superficie es una fracción de la presión en el fondo del pozo. Una línea recta es dibujada desde algún punto fijo en el interior del pozo (presión de fractura de la zapata, presión de fondo, etc.) a la presión en superficie calculada. Este tipo de cargas es independiente del peso del lodo en el pozo, y entonces si estas son utilizadas no habrá diferencia entre las cargas convencionales y las del DGD.

Para los primeros dos casos de cargas, el perfil de presión interna del DGD será menor o igual a la presión interna para la perforación con gradiente estándar (SDG por sus siglas en inglés) para el tipo de carga equivalente. Para las mismas dimensiones de influjo y expansión de burbuja, la presión requerida en superficie será menor en el DGD. La presión de formación y el gradiente de influjo se fijan para este caso, y entonces la única variable que queda es el peso del lodo, que es mayor en el DGD. El mayor peso de lodo resultará en un mayor gradiente (psi/ft)

que reduce la presión en la TR y en superficie en una mayor cantidad que si se ocupara un gradiente de lodo normal, Figura 30.

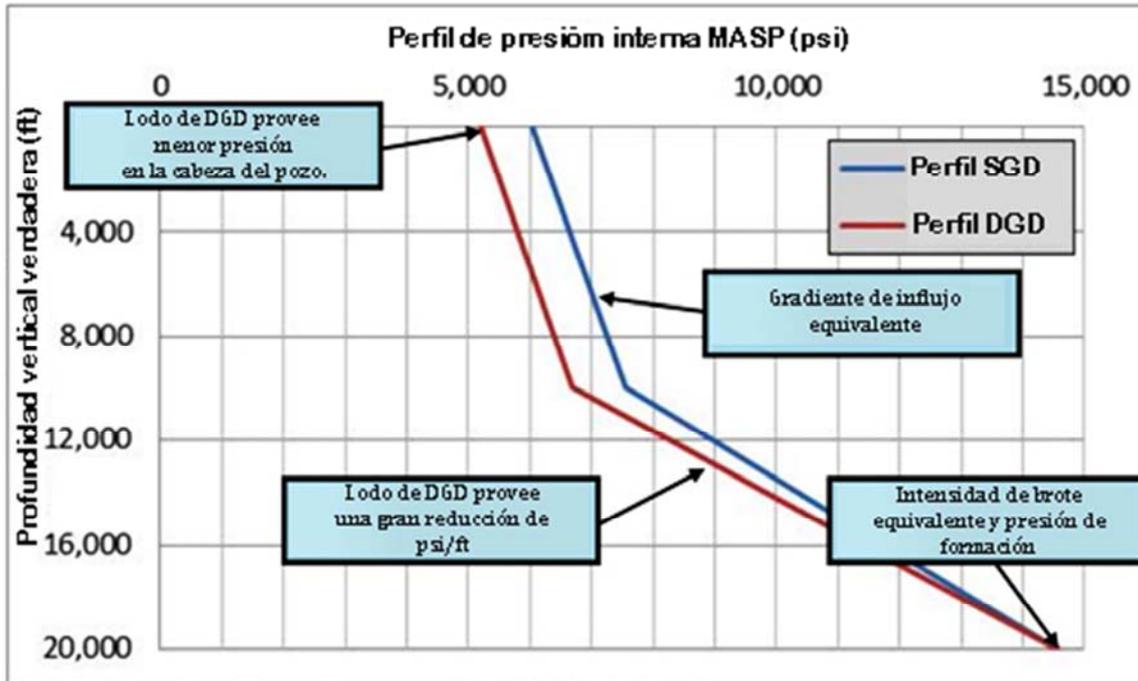


Figura 30: Comparación de perfiles de presión interna con injerto en el pozo.<sup>16</sup>

#### 4.15.3 Perfil de presión externa para esfuerzos de estallamiento.

Para calcular la carga de estallamiento efectiva, el perfil de presión interna debe ser comparado con alguna presión externa que ejerza alguna resistencia al estallamiento de la tubería de revestimiento. Hay tres casos comúnmente considerados:

El primer caso considerado es un margen de seguridad de presión de formación. La presión externa es simplemente igual a la presión de formación detrás de la tubería de revestimiento. El lodo no mantendrá indefinidamente el gradiente inicial que tenía cuando la sarta de TR fue colocada, se asume que la presión en cada punto detrás de la tubería de revestimiento puede reducirse a la presión de formación. Para este caso el perfil de presión externa es idéntico para cualquier diseño con gradiente simple o uno doble. La presión de formación no es una

<sup>16</sup> Andre J. Cantrell, SPE, Cherokee Offshore Engineering, and Minggin Duan, SPE, Chevron, "Casing Design for Dual Gradient Wells", SPE/IADC 163455.

función del perfil de presión del peso del lodo existente cuando la sección del pozo está siendo perforada y la tubería de revestimiento es asentada.

El segundo caso se relaciona con la presión de formación mínima en agujero abierto y al fluido base del lodo. Para tuberías de revestimiento más profundas, no se puede asumir un margen de seguridad de presión de formación, especialmente si hay una distancia grande entre la cima del liner y el final de la TR y si ésta misma fue colocada muy profunda. Debido a lo anterior, se modela un margen de presión de formación a partir de la columna de fluido que mantenga la mínima presión de formación en agujero abierto, con un gradiente de fluido base arriba del donde se encuentre la mínima presión de formación. Estos gradientes se construyen, a partir de aceite o de agua. Una vez más, la presión de formación no depende del sistema de perforación empleado.

El tercer caso considera que la presión externa que existía cuando la TR fue asentada sigue existiendo cuando el perfil de presión interna de estallamiento es aplicado. En este caso, la resistencia a la presión externa en el sistema de doble gradiente es menor que la mostrada en perforación convencional.

El perfil de presión externa es entonces comparado con cada perfil de presión interna para calcular una carga de estallamiento neta. Particularmente cuando se usa un perfil de presión externa con un margen de seguridad de peso del lodo, la presión de estallamiento del DGD calculada puede ser mayor que si esta estuviera en un diseño convencional, Figura 31.

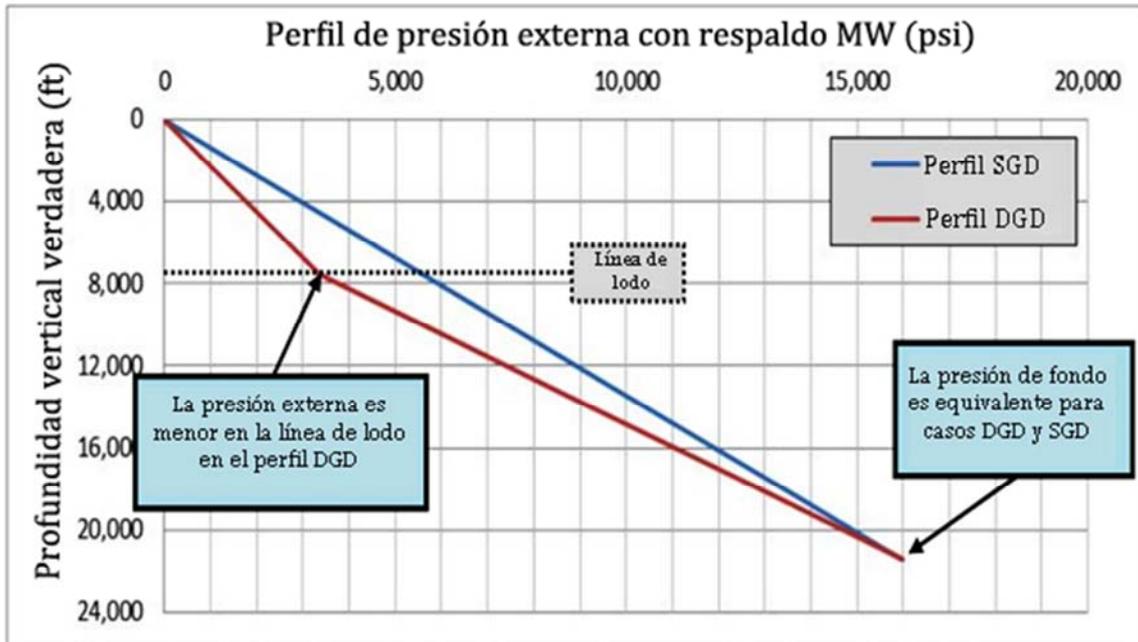


Figura 31: Comparación de perfiles de presión externa para la perforación convencional y con doble gradiente empleando una reserva de lodo pesado.

#### 4.15.4 Perfil de presión interna para esfuerzo de colapso.

Cualquier operación que puede ocasionar una reducción en la presión interna de la tubería de revestimiento debe ser considerada un caso de esfuerzo de colapso. En operaciones convencionales esto solo ocurre si el peso del lodo es reducido o si el nivel del lodo en la tubería cae.

En el primer caso, una reducción en el peso del lodo, es simple modelarlo para el DGD o para un caso estándar. En el segundo caso, una situación de pérdida de retorno, es más complicado modelarlo. La reducción de la presión interna puede ocasionar un colapso en función de cuánto fluido es albergado en el sistema.

Un sistema de doble gradiente es claramente más complicado en el segundo caso, desde que puede haber tres fluidos en el pozo si este no se mantiene lleno (una bolsa de aire, fluido del riser, lodo del DGD) o si es llenado con una base de aceite (base aceite, fluido del riser, lodo del DGD). Además, el fluido del riser puede cambiar la geometría del espacio anular si este cae por debajo de la línea de lodo. Esta es una complicación que no existe en la perforación con un solo gradiente, donde no hay un cambio de gradiente en la línea de lodo cuando la pérdida de circulación ocurre.

Una aproximación para estas situaciones potenciales es modelar múltiples escenarios de colapso.

- 1. El nivel de lodo cae para equilibrar la presión de formación.** Una vez que la presión de fondo iguala la presión mínima en la sección descubierta del pozo, esta será igual a la presión de formación y no podrá caer más. Para el doble gradiente se pueden hacer una suposición para simplificar –el BOP se cierra y se alinea el pozo con la línea de matar para monitorear el pozo y medir de manera más precisa las pérdidas de fluido. Esta suposición quiere decir que la pequeña cantidad de fluido del riser que entre desde la línea de matar al pozo por debajo de la línea de lodos tiene un efecto despreciable en el gradiente de fluido debajo de la línea de lodos, entonces el gradiente que se encuentra debajo de la línea de lodos puede ser considerado constante.
- 2. Una cierta pérdida de fluido del riser (1000 bbls) es permitida.** Una segunda aproximación es modelar una muy grande pérdida repentina en la cual el pozo no pueda ser alineado con la línea de matar, entonces la densidad del fluido en el riser caerá del riser al pozo. La presión de formación es descuidada y no limita la cantidad de fluido perdido. En este caso el volumen de fluido del riser debajo de la línea de lodo no es insignificante, y entonces la reducción de la presión hidrostática que ocurre con el fluido del riser en el pozo debe ser explicada. Esto debería ser considerada una carga que debe ser operacionalmente entendida. En otras palabras, más diligencia es requerida si un volumen pequeño (200 bbls) puede causar que la tubería de revestimiento colapse que si un volumen grande (1000 bbls) pueda ser perdido antes de que el colapso ocurra.

#### **4.15.5. Perfil de presiones externas para esfuerzos de colapso.**

La reducción de presión interna mencionada antes es combinada con un perfil de presión externa para crear una carga diferencial de colapso. Para un cambio en la presión interna, se considera como presión externa a la presión hidrostática generada por el peso del lodo cuando la TR fue asentada. Dependiendo del punto dónde se requiera un mayor peso del lodo en el fondo o en algún lugar sobre el pozo, esta presión externa puede ser mayor o menor que la convencional.

El perfil de presión externa es combinado con el perfil de presión interna descrito antes para generar una carga neta de colapso. Si se compara esta carga neta con la posición de colapso de la tubería de revestimiento o el efecto total de la presión interna, no se considera dependiente de si la TR tiende a fallar en la región de

colapso elástico o en la de colapso plástico, Figura 32. Es una práctica común considerar un caso de tensión/colapso biaxial, ya que disminuyen considerablemente los valores normales de la resistencia al colapso de la tubería con la carga extensible aplicada.

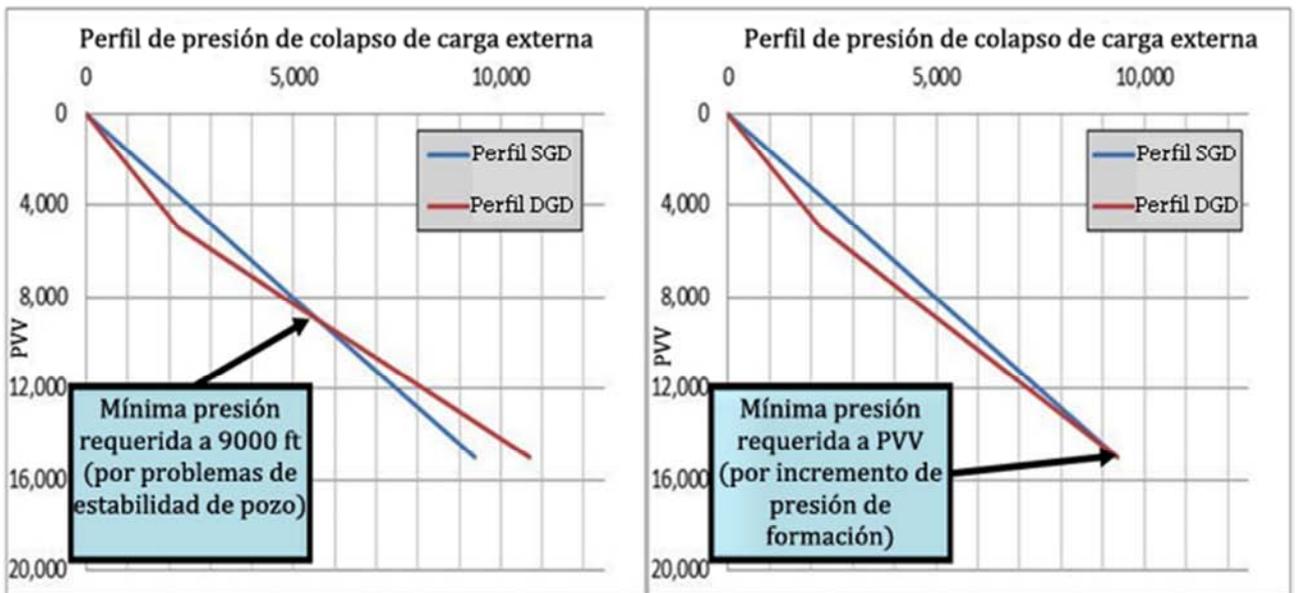


Figura 32: Efecto de la profundidad de interés en el perfil resultante de presión externa.

Un caso final de cargas debe ser considerado, el caso de cargas durante la cementación. Hay dos fuerzas que determinarán si el esfuerzo de colapso en un trabajo de cementación para doble gradiente es mayor o menor que en un trabajo de cementación para un caso convencional de un solo gradiente. Esas dos fuerzas son:

1. **La densidad del espaciador y el cemento para el doble gradiente es cercana a la del lodo.** Por lo tanto, para la misma presión de fondo con el lodo del DGD y el SGD, el incremento en la presión debido a la lechada de cemento es menor con el DGD. Por ejemplo, considerando un pozo con un lodo de 11 p.p.g. para un solo gradiente y un lodo para doble gradiente de 14.5 p.p.g., el incremento de presión externa con cemento en el exterior de la tubería es de 0.2808 psi/ft para un gradiente simple y de 0.0988 psi/ft en el caso del doble gradiente, una diferencia de 182 psi por cada 1000 ft de cemento levantado. Incluso con lodos más pesados para el DGD (17 –

19ppg) y el incremento correspondiente en el peso de la lechada (18 – 20ppg) resulta en una menor presión diferencial que en el convencional.

2. **La etapa final de desplazamiento es completada con fluido del riser.** Esto usualmente dejará la sarta de tubería de revestimiento con una presión interna menor que la presión externa.

#### 4.15.6 Casos específicos para el diseño de carga en la tubería de revestimiento para Doble Gradiente.

En adición a los casos de cargas estándar mencionados antes siguen existiendo otros que modifican ligeramente los perfiles de presión, hay varias cargas impuestas durante las operaciones en el DGD que deben ser analizadas cuando se hace el diseño del pozo. En particular, cuando se corre tubería y las operaciones de cementación son manejadas con una bolsa de aire, y está la posibilidad de necesitar un “cambio de gradiente” de gradiente dual a gradiente sencillo. Ambas operaciones pueden resultar en cargas de estallamiento o colapso de grandes magnitudes. Los casos de diseño de esfuerzos adicionales para el DGD son resumidas en la Tabla 4:

Esfuerzo	Caso	Descripción	Cuándo considerar
Estallamiento	Desplazamiento de DGD a SGD	El pozo es convertido a uno SG después de una falla en el equipo del DGD. El fluido del DGD debe ser circulado fuera del pozo.	En cada tubería. En algún punto en cada sección del pozo existe la posibilidad de convertir el pozo de DGD a SGD, mientras se mantenga un margen aceptable. Más allá de cierta profundidad (y peso del lodo del DGD) esta conversión no será posible, a menos que la zapata tenga suficiente margen

## Retos técnicos

			con una columna de lodo de gradiente simple.
	Máximo peso de lodo para SGD después de la conversión de DGD a SGD	Las secciones superficiales para a tubería de revestimiento fueron perforadas con DGD y después el pozo es convertido a SGD por alguna razón. La presión cerca de la línea de lodos en el SGD es mucho mayor que en DGD.	Un lodo pesado en vez de la reserva de presión de poro se está usando para casos de esfuerzos de estallamiento.
	Superar el tubo-U cuando se desplaza cemento	Cuando se desplaza cemento con lodo del DGD, la tubería debe ser llenada hasta la superficie debido a alta presión de fricción en la sarta de perforación o en el anular.	Toda la sarta, pero particularmente cuando se corren colgadores hidráulicos y herramientas que pueden ceder debido al peso combinado y carga del área de presión generada.
Colapso	Desplazamiento de SGD a DGD	El lodo del SGD es desplazado con lodo del DGD por debajo de la línea de lodos (incrementa la presión interna) y entonces el riser es desplazado de lodo de SGD con fluido 8.6 p.p.g. para riser (reduce la presión interna).	En cada ocasión que exista el potencial para cambiar de gradiente sencillo a uno doble.
	Correr tubería con una bolsa de aire en su interior	Después de que se desplaza el lodo en la tubería,	En cada sarta, pero particularmente en

## Retos técnicos

		hay una bolsa de aire en el interior de esta entonces el tubo-U permanece balanceado.	sartas de diámetro exterior grande con baja tasa de colapso.
	Apagado de las bombas durante un trabajo de cementación	Las bombas son apagadas por alguna razón mientras hay cemento en la tubería, y el tubo-U cae por debajo del nivel original de lodo.	En cada sarta, pero particularmente en sartas de diámetro exterior grande con baja tasa de colapso.
Tensión	Peso flotado con fluido de 8.6 ppg	Hasta que la tubería esté a la profundidad de asentamiento, el factor de flotación será menor que un factor de flotación convencional debido a la reducción de peso del fluido en el riser.	Cada tubería, aquellas que generalmente son largas y pesadas.
	Esfuerzos combinados con casos de esfuerzos de tensión y colapso	El resultado de los procesos de correr y cementar tubería de revestimiento en el DGD en varias situaciones resultan esfuerzos de tensión altos (debido a la flotación reducida) y esfuerzos de colapso son altos (debido a la bolsa de aire en el interior de la tubería).	En cada tubería.

*Tabla 4: Casos de diseño de esfuerzos adicionales para el DGD*

## 5. Sistema Doble Gradiente.

Es un sistema derivado de los *Métodos de Perforación con Presión Controlada*. Consiste en la implementación de alguna sustancia u objetos para diluir el fluido que asciende a través del *Riser* y así abatir la presión extra que se ejerce al yacimiento.

### 5.1. Perforación con presión controlada.

Día a día la perforación de pozos debe lidiar con diversos factores que reducen la ventana operativa, lo que puede llevar a brotes, pérdidas de circulación y pegaduras de la tubería.

En aguas profundas, la reducción de la ventana operativa implica el uso de varios diámetros de tubería de revestimiento y mucho tiempo de no producción para poder llegar al objetivo geológico, incrementando drásticamente el precio final del proyecto.

La perforación con presión controlada ayuda a abatir en cierto grado la reducción de la ventana operativa y con ello disminuir la probabilidad de riesgos para optimizar el tiempo de perforación. También se define de la siguiente manera por el ***Underbalanced operation and managed pressure drilling committee of the international Association of Drilling Contractors*** (Comité de Operación bajo balance y perforación con presión controlada de la Asociación Internacional de Contratistas de perforación):

*“Es un proceso de perforación adaptativo utilizado para un más preciso control del perfil de presión anular a través del pozo. Los objetivos son conocer los límites ambientales de presión de fondo de pozo y administrar el perfil de presión hidráulica anular consiguiente. Esto puede incluir el control de contrapresión usando un cerrado y presurizado sistema de retorno de lodo, bomba del anular de fondo de pozo u otros aparatos mecánicos. La perforación con presión controlada generalmente evitará el flujo en el pozo”.*<sup>17</sup>

La perforación con presión controlada requiere de la observación de las variaciones de presión en el perfil de la hidráulica en el anular con ayuda de una colección de herramientas y técnicas, que además le permiten inferir variaciones de contrapresión, densidad del fluido, reología de los fluidos, nivel de fluido en el anular, fricción circulando y geometría del agujero.

---

<sup>17</sup> Khan A., “Riserless Drilling” (Managed Pressure Drilling), University of Stavanger, Master’s Thesis, 2012

## 5.- Sistema Doble Gradiente

La Tabla 5 muestra la diferencia entre la perforación convencional y con presión controlada del control de la presión en el fondo del pozo.

Perforación convencional.	$P_{\text{formación}} = P_{\text{fondo del pozo}} = P_{\text{hidrostática}} + P_{\text{fricción}}$ $P_{\text{hidrostática}} = \rho gh$ $P_{\text{fricción}} = \frac{2f\rho v^2}{d} h$ <p>Donde:  P: presión, kg/cm<sup>2</sup>  ρ: densidad, Kg/m<sup>3</sup>  g: gravedad, m/s<sup>2</sup>  h: profundidad, m  f: factor de fricción  d: diámetro, m  v: velocidad, m/s</p>
Perforación con presión controlada	$P_{\text{formación}} = P_{\text{fondo del pozo}} = P_{\text{hidrostática}} + P_{\text{fricción}} + P_{\text{estrangulación}}$

Tabla 5: Comparación entre perforación convencional y perforación no convencional<sup>18</sup>.

### 5.2 Tipos de perforación con presión controlada.

Control de flujo de retorno.

Es el método de perforación controlada más simple el cual consiste en un sistema para el cerrado del espacio anular para la seguridad de la salud y el medio ambiente. Este sistema consiste en desviar el flujo del espacio anular lejos del piso de perforación, especialmente en el caso de H<sub>2</sub>S. En este sistema no se controla la presión del espacio anular, sólo se adiciona un dispositivo de control rotatorio para las operaciones de perforación. Se utiliza como una medida de seguridad para hacer frente a cualquier condición anormal, como durante el viaje de la tubería si un gas se desplaza hacia la plataforma de perforación, la línea de flujo es cerrada y el flujo se desvía hacia el estrangulador donde se controla con seguridad.

<sup>18</sup> Khan A., "Riserless Drilling" (Managed Pressure Drilling)", University of Stavanger, Master's Thesis, 2012

## 5.- Sistema Doble Gradiente

Presión de fondo constante.

CBHP por sus siglas en inglés, se usa especialmente donde la ventana operativa es muy reducida o desconocida, y donde la presión de fondo necesita un control muy preciso. Gran parte de la presión de fondo es contribuida por el peso del lodo en condiciones estáticas, y por el peso del lodo y la fricción anular durante condiciones dinámicas. Dado que la presión de fondo cae al detener la circulación durante operaciones de conexión, el sistema de contrapresión del espacio anular es usado y así mantener la presión de fondo y prevenir la entrada de cualquier fluido de formación al pozo.

Las variaciones de presión durante las operaciones de perforación pueden conducir a casos severos de brotes o pérdida de circulación, por ello es recomendable la aplicación un método de perforación con presión controlada al perforar las secciones más profundas y extensas.

Una variación de este sistema es el Sistema de Circulación Continua (CCS por sus siglas en inglés). Éste es usado para mantener constante la Densidad de Circulación Equivalente (ECD por sus siglas en inglés) al no interrumpir la circulación durante las operaciones de no perforación. En este sistema el dispositivo de control rotatorio sella el espacio anular y desvía el flujo a través del estrangulador a un sistema de ciclo cerrado, el flujo es bombeado por bombas de contrapresión y aplicamos una presión de retorno requerida por la apertura de estrangulación seleccionada.

Perforación con doble gradiente.

Se llama perforación con doble gradiente cuando el espacio anular de un pozo es expuesto a más de un fluido de perforación. Este método es el mejor para perforar pozos en aguas profundas debido a la extensa columna de lodo ubicada en el riser, también por la limitada ventana operativa.

Existen varios métodos para lograr este sistema de perforación.

1. Inyectando un fluido de baja densidad, ya sea gas o líquido, en el espacio anular a determinada profundidad para reducir la densidad del fluido de perforación en el riser, creando así un sistema de lodo de dos densidades; en pozos de aguas profundas se inyecta el gas o líquido a la profundidad del lecho marino.
2. Llenando el riser de agua de mar para evitar que se colapse, y colocando bombas en el lecho marino para enviar el lodo de perforación a la

## 5.- Sistema Doble Gradiente

plataforma de perforación a través de una línea separada. Así, en el pozo se encuentra el lodo de perforación, y en el riser agua de mar.

Perforación con capa de lodo presurizado.

PMCD por sus siglas en inglés, es una perforación donde se mantiene una columna de fluido en el espacio anular por encima de la formación asistida por presión de la superficie, que a su vez es capaz de aceptar fluidos y recortes.

Este sistema requiere del uso de dos fluidos de perforación diferentes, con el fin de evitar pérdidas de circulación graves. Se bombea un lodo pesado y viscoso hacia abajo a cierta profundidad, esta capa de lodo sirve como una barrera cuando el perforador usa un lodo de menor densidad.

La perforación con capa de lodo presurizado es ampliamente usada en yacimientos altamente fracturados y en yacimientos carbonatados vugulares. También se usa al perforar en aguas profundas en zonas pequeñas para alcanzar objetivos profundos.

### 5.3. Ventajas de la perforación con presión controlada.

1. Limitada pérdida de circulación.
2. Limitado tiempo de no producción debido a un brote o a problemas de control de pozo.
3. Limitada inestabilidad del pozo.
4. Limitado tiempo de no producción debido a pegaduras de tubería.
5. Puntos de asentamiento de tubería más separados.
6. Perforación con pérdida total de retornos.
7. Incremento de la velocidad de penetración.

Todos estos aspectos conllevan a un proyecto más económico y seguro.

### 5.4. Perforación Convencional.

En las operaciones de perforación costa afuera se coloca un conjunto de preventores en el lecho marino que se conecta a la plataforma de perforación mediante un riser, Figura 33.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

El lodo de perforación se bombea desde la superficie a través de la sarta de perforación y regresa a la plataforma a través del riser.

Una vez en la superficie, el lodo se filtra en temblorinas para retirar los recortes y así poder reutilizarlo. Generalmente, al aumentar la profundidad de perforación se incrementa la densidad del lodo para poder contener la presión de formación y evitar brotes y descontrolados. Sin embargo, se debe recordar que la presión hidrostática que ejerce el lodo no debe ser mayor a la presión de fractura, y cuando se acerca a ésta, la operación de perforación se debe suspender para colocar una tubería de revestimiento y cementarla.

También se colocan tuberías de revestimiento cuando se entra a zonas problemáticas como roca muy deleznable, presencia de acuíferos, cuerpos salinos, etc. Cada que se coloca una tubería de revestimiento es necesario disminuir el diámetro de la barrena para que pueda pasar a través de la nueva tubería.

El uso de risers en la perforación en aguas ultraprofundas implica un mayor requerimiento de espacio en la cubierta, una torre de perforación de gran tamaño, y grandes cantidades de fluido de perforación sólo para llenarlos.

En la perforación en aguas ultraprofundas, el objetivo geológico siempre se encuentra más debajo de la línea de lodo, lo que disminuye la ventana operativa e incrementa el número de tuberías de revestimiento necesarias para llevar a él.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

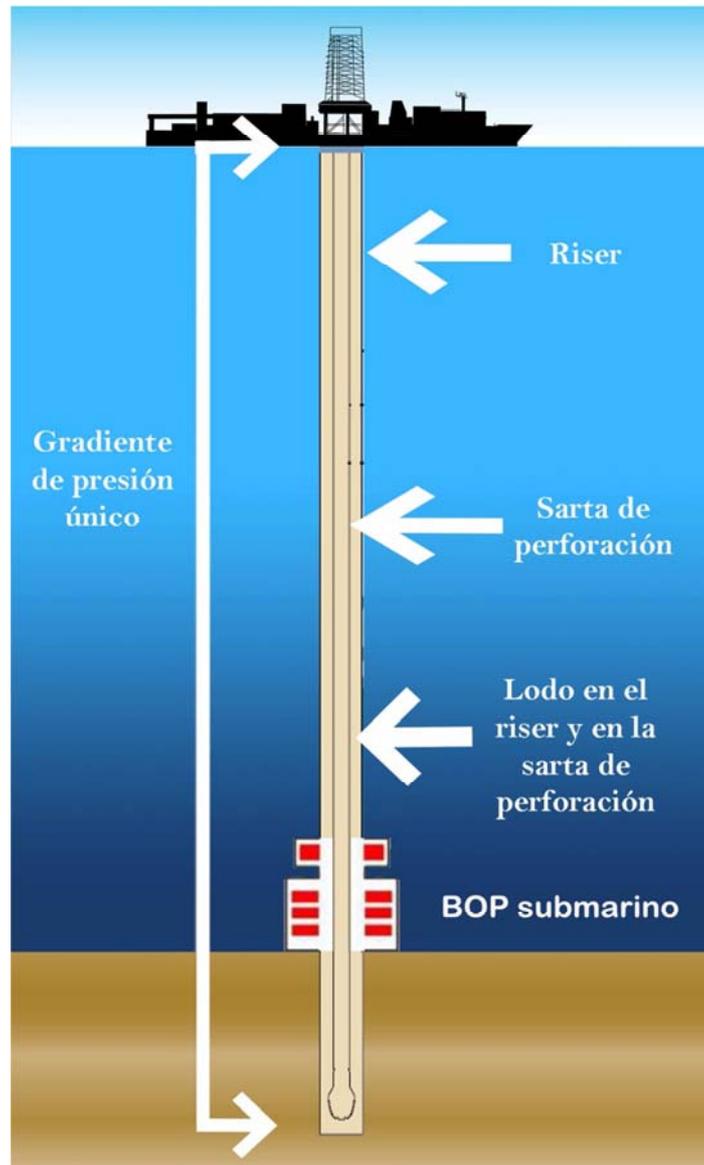


Figura 33: Perforación convencional en aguas profundas.

### 5.5. Perforación con Doble Gradiente.

A diferencia de la perforación en tierra o en aguas someras, la perforación en aguas profundas presenta un gran reto en la diferencia de presiones, en la línea de lodo, entre la presión hidrostática del lodo en el riser y la presión de formación cerca de la línea de lodo, definida comúnmente como presión hidrostática del agua de mar. Esta diferencia de presiones provocan problemas operacionales como el impedimento de llegar a la profundidad requerida de un pozo al perforarse usando métodos convencionales de retorno de fluidos a través del riser.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

El concepto de perforación con Doble Gradiente, usando un riser lleno de agua de mar, fue propuesto como una opción viable para limitar este desbalance de presión y facilitar la perforación de los pozos en aguas profundas. Desde los años 60's las grandes compañías petroleras han estudiado los diferentes enfoques de la perforación con Doble Gradiente, Figura 34.

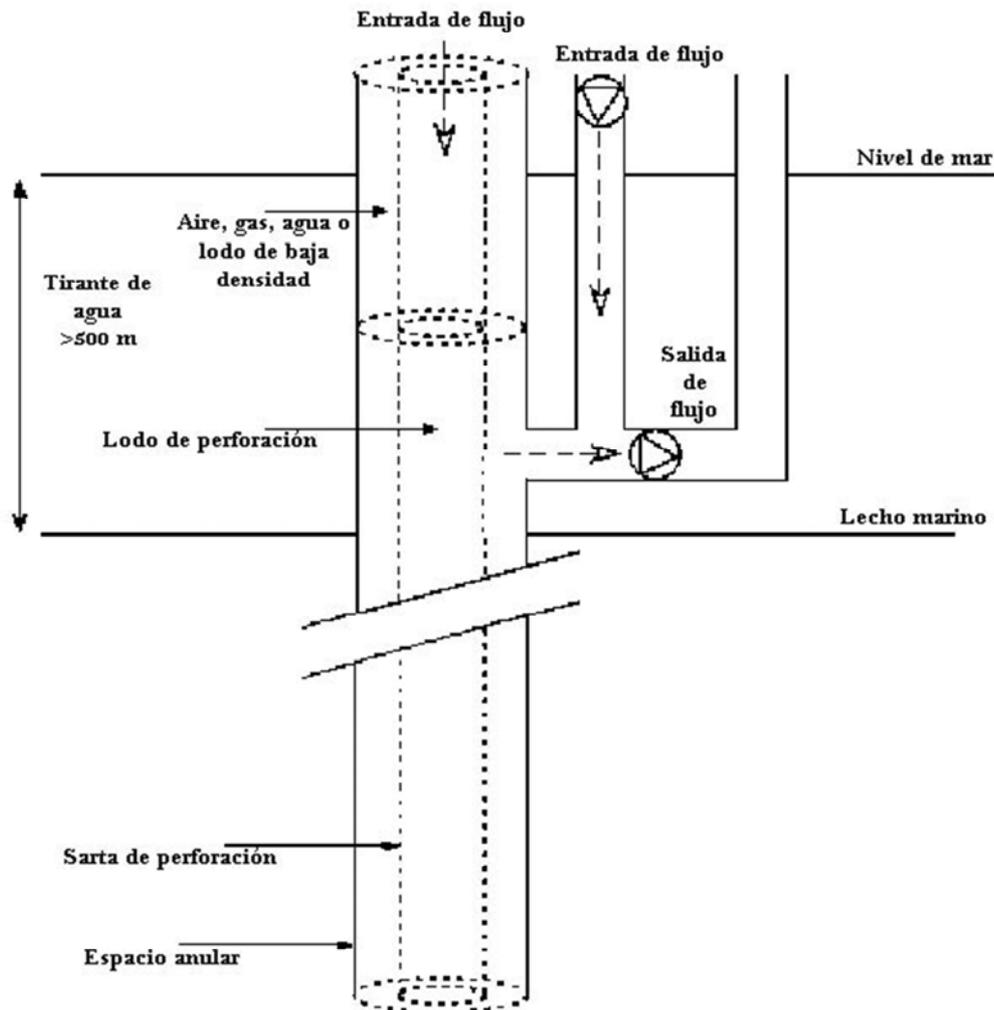


Figura 34: Esquema representativo de la perforación con Doble Gradiente.<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Bård A.V.; "Parameter Estimation and Control of a Dual Gradient Managed Pressure Drilling System" Tesis M.S., Norwegian University of Science and Technology Department of Engineering Cybernetics, Norway, (2009).

## 5.- Sistema Doble Gradiente

Uno de los aspectos más sobresalientes de la perforación con Doble Gradiente sobre la perforación convencional, es el aspecto económico. Al usar un riser lleno de agua de mar, se necesita menos lodo de perforación para llenar el sistema, y esto brinda la posibilidad de usar plataformas más pequeñas con bombas de lodo más pequeñas. Otra ventaja de usar un riser lleno de agua de mar, es que podemos seleccionar un riser más ligero y con ello disminuimos la tensión en el mismo. Con esto, se promueven plataformas más pequeñas con mejores instalaciones para perforar en aguas ultra profundas, con menores costos y mejores acondicionadas para la tarea, así también disminuye el tiempo de espera para poder disponer de plataformas capaces de perforar pozos en aguas profundas.

En algunas cuencas sedimentarias del mundo, la diferencia entre la presión de formación y la presión de fractura puede estar limitada como resultado de las presiones de sobrecarga reducidas. Estas presiones reducidas pueden ser el resultado de sedimentos más jóvenes reemplazando sedimentos de sobrecarga más pesados que no están presentes en aguas profundas.

Al utilizar algún método de perforación con doble gradiente, se obtiene la presión necesaria para mantener la presión de formación, evitando descontrol de pozo, y a su vez la presión necesaria para evitar fracturar la formación. De este modo se necesitan menos tuberías de revestimiento, que a su vez implica menos tiempo para colocarlas, acelerando la perforación. Otros beneficios de la implementación de estos sistemas es el ahorro de lodo de perforación, ahorro de espacio en las plataformas y menores costos de logística.

A continuación se describen tres variaciones del sistema de Doble Gradiente.

### **5.5.1. Perforación sin Riser.**

Este método se encuentra dentro de los sistemas de “Perforación con Presión Controlada”.

Generalmente cuando se perforan los intervalos más someros de un pozo no se usa riser, y los recortes y el lodo se esparce por el lecho marino. Para esta práctica se usa un lodo económico y que no altere el equilibrio ecológico del lecho marino. Para evitar un gasto innecesario de lodo de perforación, éste es diluido con agua de mar y así poder perforar los primeros intervalos. Sin embargo, al incrementar la profundidad los retos incrementan y es necesario un replanteamiento técnico.

En el sistema de doble gradiente, la presión hidrostática en el pozo está

## 5.- Sistema Doble Gradiente

compuesta de dos partes. En la parte superior, sobre el lecho marino, se usa a menudo un gradiente de agua de mar, y debajo del lecho marino se usa un gradiente de lodo más pesado, esto ofrece un peso de lodo efectivo en el pozo. Al disminuir el número de tuberías de revestimiento a usar, disminuye el tiempo necesario para llegar al objetivo.

El sistema de perforación sin riser consta de una sarta de perforación y una línea de lodo de retorno separada no concéntrica. El Preventor de reventones rotatorio dirige el lodo de retorno hacia las bombas de lodo que transfieren el flujo a través de la línea de retorno de lodo hacia la plataforma de perforación. Las líneas de estrangular y matar pueden ir separadas o unidas a la línea de retorno, Figura 35.

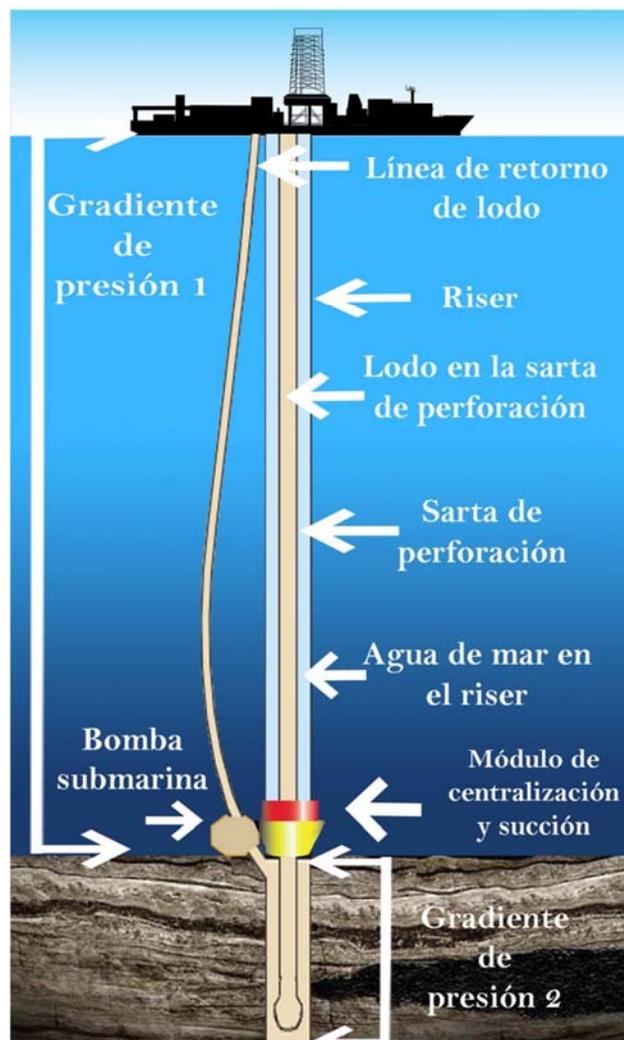


Figura 35: Perforación sin riser.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

### Ventajas:

1. Requiere de menos espacio en la cubierta.
2. Disminuye la cantidad de lodo de perforación requerida.
3. Mucho más económico por el menor número de tuberías de revestimiento necesarias.
4. Ventana operativa más amplia.

### Desventajas:

1. Requiere de bombas en el lecho marino.
2. Difícil detección de brotes.
3. Maniobras de control de brotes arriesgadas.

### Sistema de recuperación de lodo sin riser.

El sistema de recuperación de lodo usa bombas submarinas para regresar el lodo y los recortes del lecho marino a la plataforma de perforación. El fluido recuperado puede ser tratado para reusarlo, recolección de recortes para evaluación geológica, detección de gas y monitoreo de los volúmenes de lodo.

A continuación se describe el equipo en la perforación sin riser y recuperación de lodo.

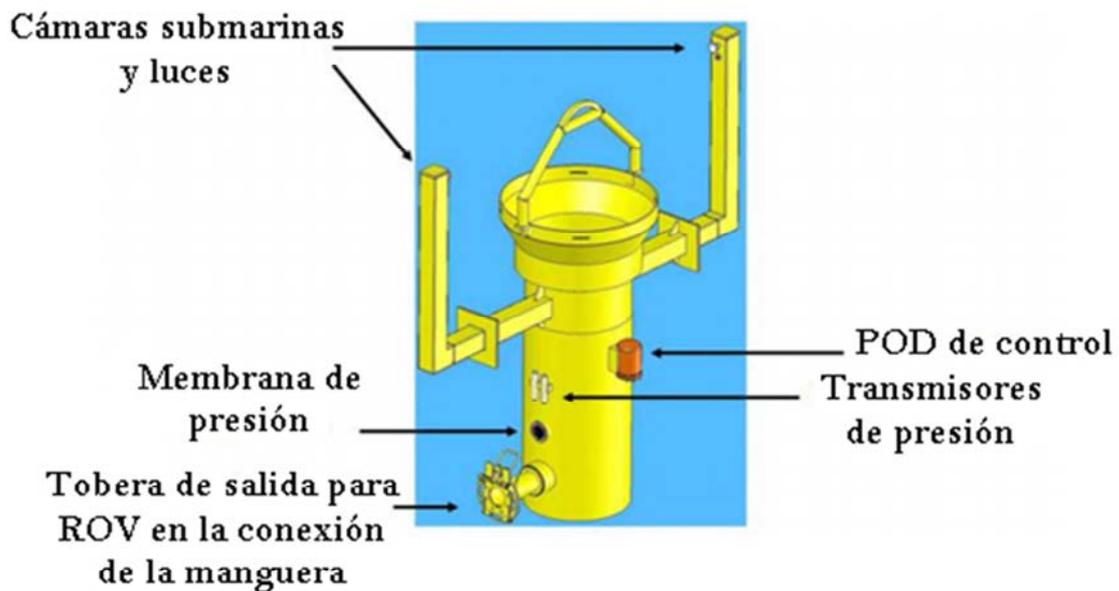
### Módulo de Centralización y Succión (SCM, Suction and Centralizing Module).

El SCM actúa como un recipiente de recolección, retiene el CRT (Centralizing and Running Tool) y proporciona instalación de conexión a la manguera de succión que manda los retornos a la bomba de levantamiento de lodo y de ésta a la superficie mediante una línea de retorno, Figura 36. Inicialmente se pensó que este módulo debía ser cerrado con una cabeza rotatoria de control para evitar verter lodo al ecosistema marino. Posteriormente se desarrolló un elemento de sello a baja presión diseñado para operar con una presión por encima de la presión hidrostática marina. Un transductor de presión con alta precisión y sensibilidad mide la columna de lodo en el interior del SCM y el sistema de control controla el gasto de las bombas de lodo submarinas de tal manera que este nivel se mantenga. El operador de la bomba del RMR puede ver este nivel a través de un monitor en el piso de perforación usando una cámara submarina y llevar una adecuada supervisión del nivel de fluido de perforación en el módulo.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

El SCM cuenta con el siguiente equipo y funciones:

1. Cámaras submarinas y luces
2. POD de control
3. Membrana de presión
4. Transductor de presión
5. Tobera de salida para ROV en la conexión de la manguera



*Figura 36: Equipo del Módulo de Centralización y Succión<sup>20</sup>.*

Herramienta de Centralización y Corrida (CRT, Centralization and Running Tool) y Sello.

<sup>20</sup> Stave, R., Borre fossli, Cato Endressen, Ramzy Hussein Rezk, Geir Inge Tingvoll and Martin Thorkildsen; AGR Enhanced Drilling, "Exploration Drilling with Riserless Dual Gradient Technology in Arctic Waters", Offshore Technology Conference, Texas, 2014.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

El CRT centra la sarta de perforación y actúa como una barrera de baja presión entre el pozo y el mar. El sello permite el monitoreo de las variaciones de presión en el SCM para evitar cualquier pérdida de fluidos de perforación en el mar. La unidad CRT es construida para sellar alrededor de tuberías de 5.5" a 8 ¼" de diámetro externo.

Base de perforación.

En áreas donde no se permiten descargas al lecho marino, una base de perforación puede ser implementada. Esta base permite perforar el agujero de 36", correr y cementar la TR conductora y enviar los retornos a la superficie. La base para perforación cuenta con una "guía" que penetra en el lecho marino mediante una combinación de gravedad y rotación.

Existen dos tipos, Figura 37:

- Uno permite retirar el módulo de succión.
- El otro cuenta con una cámara de recolección externa diseñada para coleccionar derrames accidentales del módulo de succión

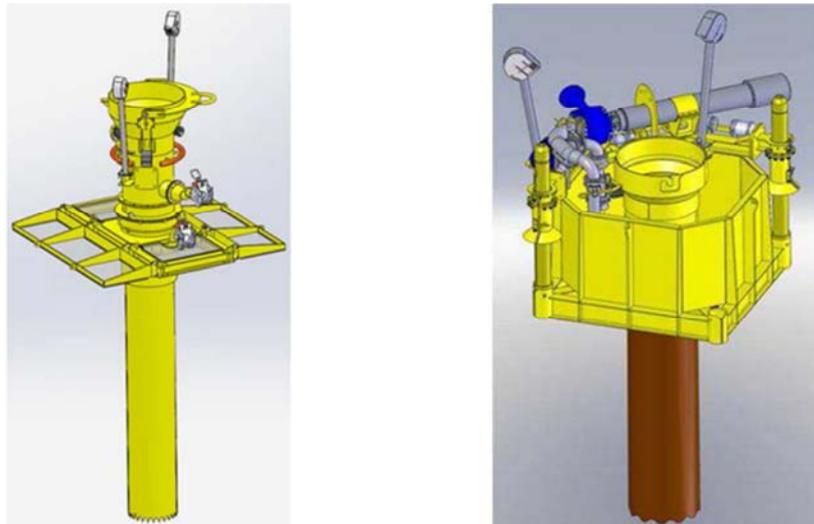


Figura 37: Tipos de Bases de perforación.<sup>21</sup>

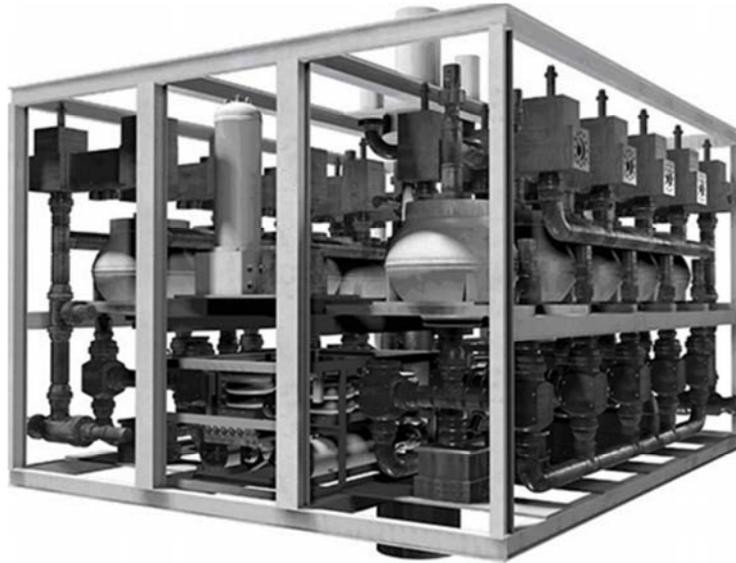
Bomba submarina de levantamiento (MLP).

Al principio del proyecto se establecieron muchas opciones para el levantamiento submarino del lodo que iba desde levantamiento con gas hasta bombas

<sup>21</sup>

## 5.- Sistema Doble Gradiente

centrífugas, pasando por las bombas de desplazamiento positivo, la cual, modificada de cierta forma, al final fue seleccionada por la capacidad que presenta para el manejo de sólidos y porque representaría una mayor eficiencia (mayor presión de descarga). La función de esta bomba es proporcionar energía al lodo de perforación para llevarlo del lecho marino hasta la superficie a través de la línea de retorno del lodo, Figura 38.



*Figura 38: Bomba submarina de levantamiento.<sup>22</sup>*

Línea de retorno de lodo.

Permite el retorno del lodo de perforación a la superficie desde el lecho marino mediante la bomba de levantamiento. Esta línea lleva una válvula que conecta otra línea de menor diámetro que va desde la línea de retorno de lodo hacia el múltiple de estrangulación y matar, por lo que en caso de influjo de gas esta línea cambiaría la dirección del lodo al estrangulador para su control y desgasificación.

Línea de suministro de energía.

Permite transmitir energía a la bomba submarina de levantamiento de lodo desde la superficie.

---

<sup>22</sup> Rubén Ávalos Milla, 2014. Efecto de la perforación con doble gradiente en la selección de puntos de asentamiento y el diseño de tuberías de revestimiento para pozos en aguas profundas. Tesis Ing. Petrolero-México, D.F., UNAM. 136 p.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

### Control del pozo.

A diferencia de la perforación con riser, la perforación sin riser propicia una detección más rápida de brotes debido a las velocidades de flujo en la cabeza del pozo y la baja presión del tubo de la manguera.

### Menor número de tuberías de revestimiento.

El poder controlar la presión durante la perforación permite perforar a una mayor profundidad antes de colocar una tubería de revestimiento, a comparación de la perforación convencional donde se colocan tuberías de revestimiento a menores profundidades. Este aspecto tiene gran repercusión en el costo final del pozo, abaratándolo en gran medida. Además, es conveniente no tener diámetros tan pequeños en la última tubería de revestimiento para poder realizar operaciones de estimulación o reparación futuras.

### Mayor número de terminaciones posibles.

Esto es posible gracias a la simplicidad que se puede lograr en el diseño del pozo, considerando la baja cantidad de tuberías de revestimiento. Al tener una tubería de producción con diámetros grandes se facilita cualquier intervención futura.

### Reducción en el costo de perforación.

Con un mejor control del pozo y un menor número de tuberías de revestimiento que colocar, el tiempo de perforación se reduce considerablemente, lo que permite ahorrar millones de dólares debido al menor tiempo de perforación en aguas profundas.

### Mejora la integridad del pozo.

Esto se logra mediante buenas operaciones de cementación, menores compresiones, menores cargas de tuberías de revestimiento y buenas operaciones de terminación.

### Mantenimiento de la estación.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

Debido al menor peso que sostiene el buque de perforación o la plataforma de perforación al perforar sin riser.

Peso y espacio.

Reduciendo el equipo requerido para la perforación en aguas profundas, se propicia el uso de plataformas semi-sumergibles y buques de perforación reduciendo en gran medida los costos de operación.

Efecto del Tubo-U.

En la perforación convencional, la presión hidrostática en la sarta de perforación y en el espacio anular es la misma en condiciones estáticas con un peso de lodo uniforme en todo el pozo.

Sin embargo, en la perforación sin riser, al usarse un líquido diferente al de la sarta, en el espacio anular se crea una alteración en el efecto Tubo-U. El problema en el efecto Tubo-U se presenta cuando las bombas de apagan.

En condiciones estáticas, el fluido dentro de la sarta desplazará al fluido en el espacio anular hasta alcanzarse un equilibrio de presiones, que además provocará una caída en el nivel de fluido dentro de la sarta y un aporte de fluido del espacio anular, Figura 39. Esto puede confundirse con un brote.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

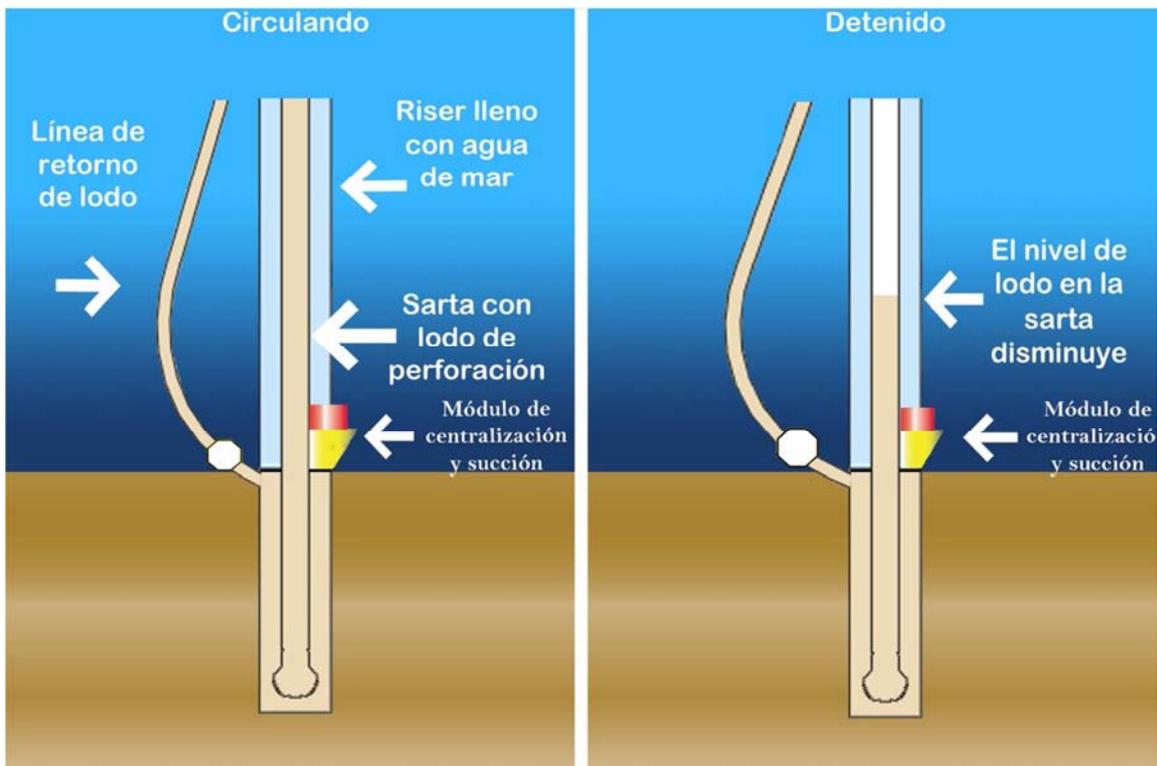


Figura 39: Efecto Tubo-U.

El efecto Tubo-U depende de los siguientes factores:

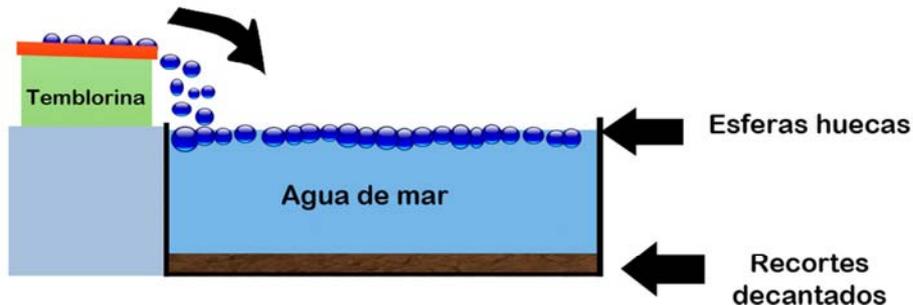
1. Tirante de agua.
2. Densidad del lodo.
3. Viscosidad del lodo.
4. Diámetro interno de la sarta de perforación.
5. Tamaño de las toberas de la barrena.
6. Restricciones en la sarta de perforación.

### 5.5.2. Esferas Huecas.

Consiste en la inyección de un fluido de baja densidad que contiene Esferas Huecas (HS por sus siglas en inglés) en el lodo que regresa del lecho marino a la plataforma de perforación por el riser. El lodo que regresa a la superficie es procesado a través de temblorinas que separan los recortes y las esferas del lodo.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

Los recortes y las esferas se depositan en un tanque de agua de mar, en donde los recortes se decantan y las esferas flotan, así se pueden recuperar para su futuro uso, Figura 40.



*Figura 40: Separación de los recortes y esferas huecas.*

El lodo procesado puede ser usado de nuevo en la perforación, o como fluido que se inyecta en el riser y que transporta las esferas huecas.

Este sistema de perforación es muy similar a la perforación convencional, salvo la inclusión de un punto de inyección en el fondo del riser, Figura 41.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

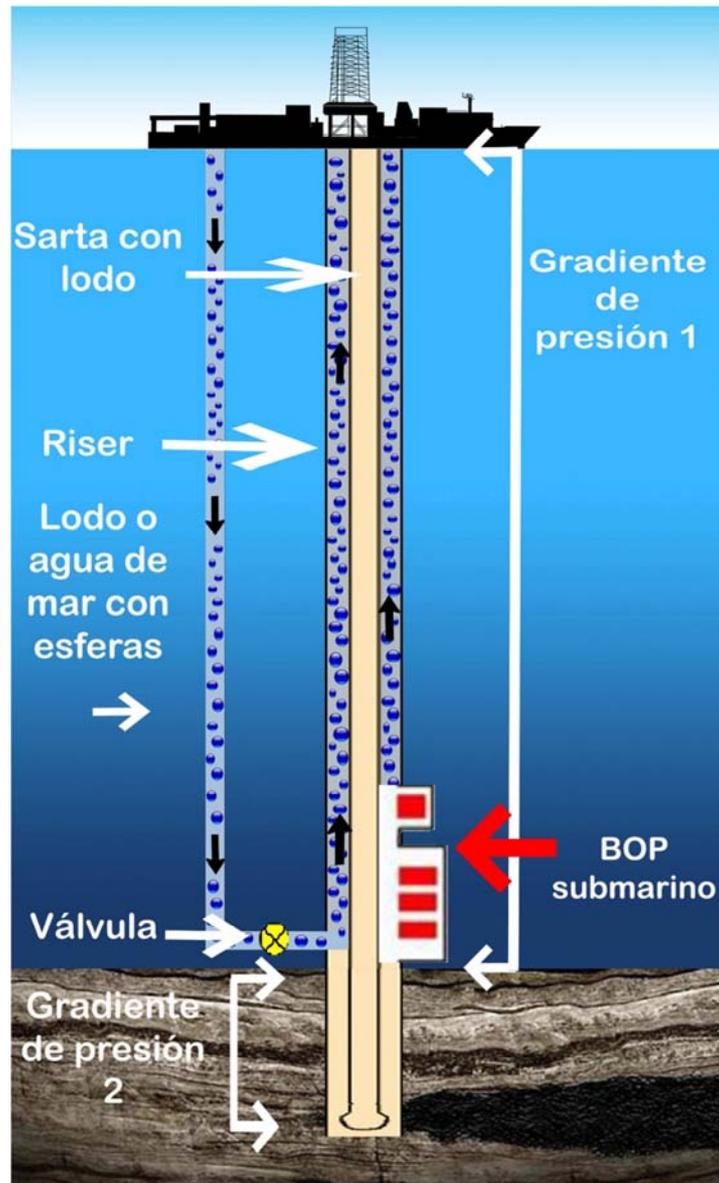


Figura 41: Perforación usando esferas huecas.

Las esferas pueden fabricarse de vidrio, plástico, metal, de algún compuesto, etc. Miden de 10 a 100 micrones ( $10^{-6}$  metros). Si a un lodo de 14 (p.p.g.) se le añade el 50% de su volumen en esferas huecas, su densidad puede reducirse a 8.56 (p.p.g) (densidad del agua de mar), Figura 42.

## 5.- Sistema Doble Gradiente



Figura 42: Esferas huecas<sup>23</sup>.

Algunas de las ventajas del uso de este sistema son las siguientes:

1. Las esferas huecas producen un gradiente de presión lineal debido a que son incompresibles.
2. Las esferas huecas se pueden mezclar con el lodo de perforación de manera segura y fácil durante la perforación.
3. Se elimina el uso de bombas en el lecho marino.
4. Usa bombas convencionales en superficie.
5. Sólo requiere de una válvula en el fondo del riser.

Algunas de las desventajas del uso de este sistema son:

1. Posibles roturas de las esferas (esferas de vidrio), que dificultan su separación en superficie.
2. La rotura o deformación de las esferas modifican el gradiente de presión, lo que puede generar problemas.
3. Dependiendo de las propiedades del lodo y del tipo de flujo que se presenta en el riser, el sistema podría perder toda utilidad.

<sup>23</sup> William C.M., Colin R., Greg D., "Joint-Industry Partnership to Develop a Hollow Sphere Dual-Gradient Drilling System", 2003.

### Efecto Tubo-U

El efecto Tubo-U se presenta al detenerse el bombeo de lodo de perforación hacia la sarta de perforación y provoca una presión adicional que se debe superar al bombear la mezcla con las esferas huecas. Esta presión adicional se debe al lodo que contiene el riser y que es mucho más pesado que la mezcla con esferas huecas que se bombea.

La presión adicional se calcula de la siguiente manera:

$$P_u (\text{psi}) = 0.052 \times \text{densidad del lodo}^* (\text{p.p.g.}) \times \text{longitud del riser (ft)} \quad (7)$$

\*Peso del lodo que contiene las esferas de vidrio y que aún no es inyectado al riser.

El efecto Tubo-U depende de los siguientes factores:

1. Densidad del lodo.
2. Longitud del riser.
3. Fluido base del lodo.
4. Material del que están fabricadas las esferas.

### 5.5.3. Dilución de Riser.

Este sistema consiste en la inyección de un fluido de baja densidad en el fondo del riser, con lo cual se aligerará la columna de lodo del lecho marino a la plataforma de perforación.

Este sistema usa el mismo principio que las Esferas Huecas, sólo que sustituyen las mismas por un fluido de baja densidad, ya sea líquido o gas, que aligera la columna de lodo en el riser.

#### 5.5.3.1. Levantamiento con líquido.

El objetivo de esta técnica es aligerar la columna de lodo que se encuentra dentro del riser para incrementar el margen de seguridad durante la perforación. Esto se logra mediante la inyección en el fondo del riser de un líquido de baja densidad que al mezclarse con el lodo de perforación dará lugar a una sustancia de una

## 5.- Sistema Doble Gradiente

densidad similar al agua de mar. Dicho líquido de inyección puede ser a base del mismo lodo de perforación, Figura 43.

Los recortes y el lodo de perforación suben a través del espacio anular y por el conjunto de preventores hacia la plataforma de perforación.

El conjunto de preventores puede instalarse en el lecho marino o en la plataforma de perforación y sirve para evitar que un brote se convierta en un descontrol.

Una vez en superficie, el lodo y el fluido de baja densidad son separados por centrífugas. El lodo y los recortes son separados con temblorinas, al igual que en cualquier otro método de perforación.

El lodo de perforación procesado puede reutilizarse para la perforación o para formular más líquido de baja densidad (dependiendo de las características requeridas).

## 5.- Sistema Doble Gradiente

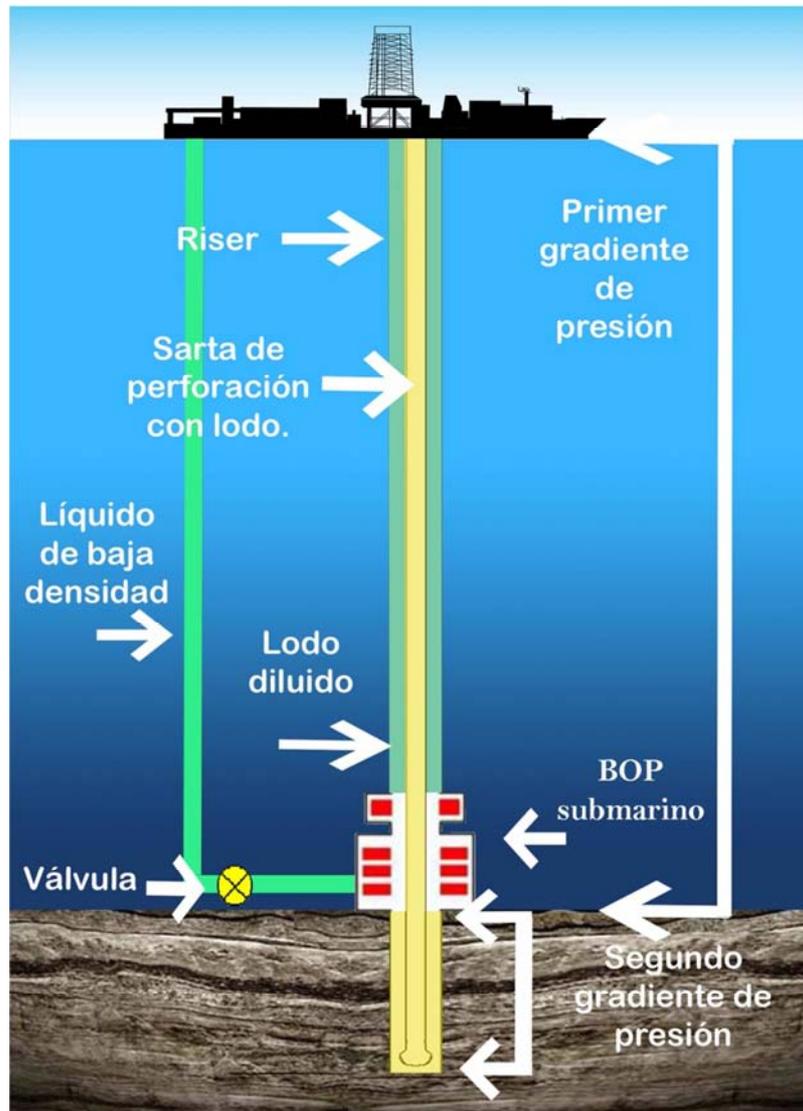


Figura 43: Perforación utilizando un líquido de baja densidad para diluir el lodo en el riser.

Ventajas:

1. No requiere de equipo de bombeo en el lecho marino.
2. Este sistema utiliza lodo de perforación estándar.
3. No requiere de equipo particular.
4. Sólo se emplean métodos de perforación estándar.

Desventajas:

1. Difícil detección de brotes.
2. El efecto Tubo-U dificulta el control de brotes.

Efecto Tubo-U.

Ocurre cuando se emplea un procedimiento de cierre. Las bombas de lodo se apagan, los preventores cierran el pozo, las líneas de inyección de líquido al riser se cierran y la línea de estrangulación permanece abierta para ser llenada de agua de mar.

Debido a la diferencia de presiones hidrostáticas en la sarta de perforación y en el espacio anular, el nivel de lodo en la sarta disminuye hasta encontrar el equilibrio en presión, esto es el efecto Tubo-U.

Al concluir el efecto Tubo-U, la línea de estrangulación se cierra y se debe medir el nivel de fluido en la sarta para inyectar más fluido y mantener la presión en el fondo del pozo.

Si el cierre se debió a la presencia de un brote, éste se debe circular a través de la línea de estrangulación. Muchas veces el efecto Tubo-u es confundido con un brote.

### **5.5.3.2. Levantamiento con gas.**

Al igual que la técnica que emplea líquido, el objetivo del levantamiento con gas es aligerar la columna de lodo que se encuentra en el riser para ampliar la ventana operativa.

Para lograr el método de doble gradiente, se debe inyectar un gas en el fondo del riser con una presión mayor a la que ejerce la columna de fluido en el riser para que pueda entrar. La cantidad de gas a inyectar depende de la densidad de fluido en el riser a la que se desea llegar, Figura 44.

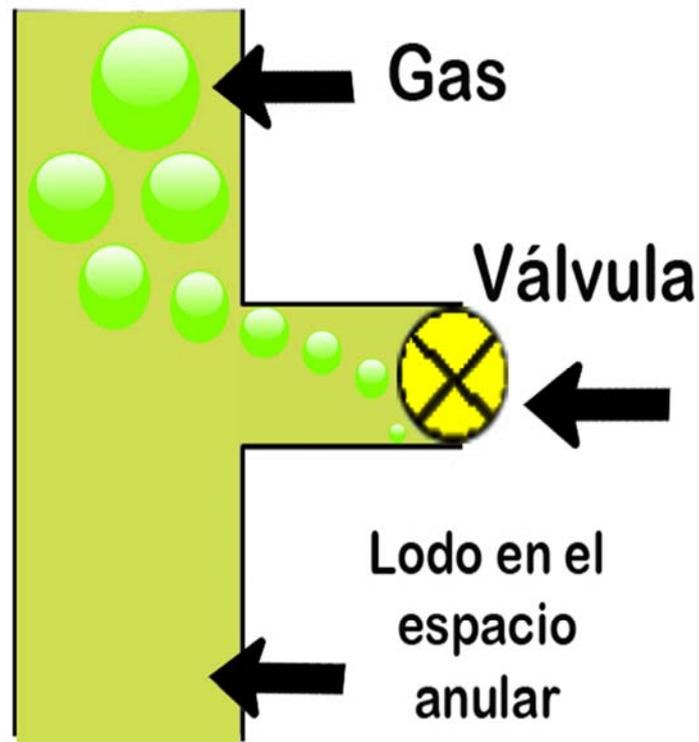


Figura 44: Esquema representativo de la dilución de lodo usando gas.

Cuando el fluido gasificado llega a la superficie, es necesario tratarlo para retirar los recortes y desgasificarlo. Una vez tratado el líquido, se reincorpora a las presas de lodo para continuar la perforación y el gas se manda a las compresoras para reinjectarlo.

Este método es muy atractivo debido a que no requiere de equipo en el lecho marino, y todo el equipo requerido para la inyección de gas puede adquirirse de manera fácil, ya que es equipo convencional, Figura 45.

El gas más utilizado es el nitrógeno.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

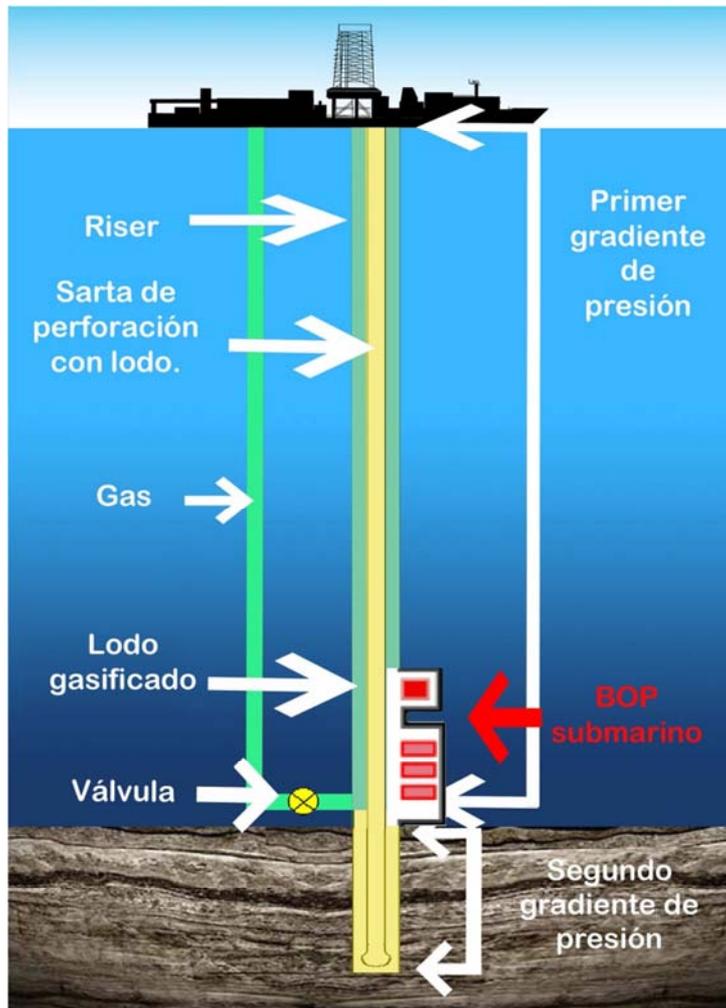


Figura 45: Perforación utilizando gas para diluir el lodo en el riser.

### Ventajas:

1. No requiere de bombas o compresores en el lecho marino.
2. El lodo puede desgasificarse para reutilizarlo.
3. Se requiere de una cantidad menor de gas para que el lodo de perforación alcance la densidad del agua de mar.

### Desventajas:

1. Altos costos por uso de compresores.
2. Se requiere mucho espacio en la cubierta.
3. Al ser el gas un fluido compresible, se crean gradientes de presión variables.

4. Difícil desgasificación del lodo antes de reusarlo.

5. Con bajas tasas de inyección de gas, disminuye la capacidad de transporte de recortes del lodo.

Efecto Tubo-U.

Al cerrarse el pozo con los preventores y detenerse el bombeo de lodo de perforación, el nivel de la columna de lodo en la sarta de perforación cae y el gas se libera, pero la presión en los preventores se mantiene constante debido al incremento en la densidad del lodo.

Causas de influjos:

- Monitoreo inapropiado al sacar o meter tubería.
- Pérdida de circulación
- Peso insuficiente del lodo
- Condiciones especiales de operación (Velocidad excesiva al perforar a través de arenas gasíferas, perforar dentro de un pozo adyacente, operaciones de medición)

### 5.6. Detección de brotes.

#### **Signos tempranos de riesgo.**

La identificación temprana de elementos clave de riesgo es fundamental para mantener la integridad del pozo. Toda situación insegura en el pozo se puede evitar con detenida observación y reacciones oportunas a los primeros indicios de riesgo. También es muy importante el criterio al observar los elementos claves de riesgo, ya que algunos por sí solos no representan un peligro inminente, sin embargo, al presentarse colectivamente nos pueden conducir a una situación de descontrol. Algunos de los elementos clave de riesgo son:

- Incremento en la velocidad de perforación.
- Incremento del esfuerzo de torsión y arrastre.
- Cambios en las propiedades del lodo.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

- Incremento en el tamaño y forma de los recortes.
- Incremento en el gas de viaje, de conexión y/o lodo.
- Incremento en la temperatura del lodo de perforación que regresa.
- Decremento del exponente D.

### 5.6.1 Incremento en la velocidad de perforación.

Si la presión diferencial entre la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión de formación disminuye, se produce un aumento en la velocidad de perforación que también incrementa la velocidad de salida de los recortes de la barrena. Un rápido incremento en la velocidad de perforación puede indicar la entrada de fluido de la formación, mientras que un consistente y general incremento en la velocidad de perforación a menudo es un indicador temprano de que se ha penetrado en una zona de transición.

### 5.6.2. Incremento de torsión y arrastre.

El torque y el arrastre incrementan a menudo indicando que se comienza a perforar una zona de transición. Cuando se perfora una formación sobre presionada de lutitas, a menudo hay un incremento en las fuerzas de torque y arrastre debido a la incapacidad del lodo de perforación bajo balance de contener la invasión física de la formación en el pozo. Estos son indicadores cualitativos e indirectos de sobrepresión, inestabilidad en el agujero y otros problemas mecánicos.

### 5.6.3. Incremento en el tamaño y forma de los recortes.

Pueden observarse cambios en la forma y tamaño de los recortes al llevarse a cabo una situación bajo balance. Las partículas son, por lo regular, largas y pueden ser finas y angulares en la zona de transición. Un llenado extra en el fondo puede coincidir con un cambio en la tendencia. Normalmente las lutitas presionadas producen recortes pequeños con bordes pequeños y son generalmente planos. Los recortes de lutitas sobre presionadas son, a menudo, largos y astillados con bordes angulares. Cuando existe una reducción en la diferencial hidrostática entre la presión de fondo de pozo y la presión de poro, los recortes tendrán una mayor tendencia a desprenderse. Esto puede conducir a la

expansión de las lutitas provocando rupturas, y desprendimiento de las lutitas dentro del pozo.

### **5.6.4. Cambios en las propiedades del lodo.**

Cuando existen incrementos en el corte de agua o contenido de cloro del lodo que ha sido circulado del fondo siempre indican aporte de fluido de la formación al pozo. Eso podría ser creado por el pistoneo o podría que está ocurriendo un flujo hacia el pozo. Pequeños incrementos de cloruro o calcio pueden indicar la entrada a zonas no permeables que tienen altas presiones. En ciertos tipos de lodo, la viscosidad incrementará cuando las aguas saladas entran al pozo y se mezclan con el lodo, esto es llamada floculación.

### **5.6.5. Incremento en el gas de viaje, conexión y/o de fondo.**

Cuando el lodo regresa a la superficie con cortes de gas, no indica que el pozo esté fluyendo, sin embargo, debe ser tratado de manera temprana para evitar un posible brote. Interpretar el nivel de gas en el lodo es esencial para entender cómo fue que el gas entró al lodo en primer lugar. El gas puede entrar al lodo de una o varias de las siguientes maneras.

- 1) Perforando una formación que contiene gas, incluso con el sobre balance adecuado.
- 2) Reducción temporal en la presión hidrostática causada por el pistoneo.
- 3) La presión de formación es mayor que la presión hidrostática de la columna de lodo.

### **5.7. Tipos de presencia de gas:**

- a) Gas de fondo.

Cuando el gas entra en el lodo se expande a medida que se circula en el agujero causando cortes de gas en la línea de flujo, a menos que sea un lodo base aceite y que se haya mantenido la presión arriba del punto de burbuja. En formaciones sobre balanceadas será más común éste mecanismo de corte de gas. Incrementar la densidad del lodo no impedirá la entrada del gas.

- b) Gas de conexión.

Los gases de conexión indican una condición de desbalance. Cuando se identifica un incremento en la tendencia de gases de conexión, se debe considerar el incrementar la densidad del lodo antes de continuar perforando, y preferentemente antes de las operaciones de desconexión.

## 5.- Sistema Doble Gradiente

### c) Gas de viaje de ida y vuelta.

El gas de viaje se detecta en el lodo cuando ocurre que residuos que se circulan suben después de un viaje. Si una columna estática de lodo es suficiente para balancear la presión de formación, el gas de viaje se formará debido al pistoneo o a la difusión de gas. Una cantidad considerable de gas de viaje puede indicar una situación de desbalance en el pozo.

### d) Cambio en la temperatura del lodo de perforación que regresa.

El gradiente de temperatura en formaciones con presión anormal es generalmente más alto que en formaciones con presión normal. El gradiente de temperatura disminuye antes de penetrar la interface entre presión normal y presión anormal. Aunque es una medición superficial que suele ser influenciada por factores operativos, es un indicador temprano de presiones anormales.

### e) Disminución del Exponente D.

El Exponente D se usa para la velocidad de penetración normalizada en relación con ciertos parámetros de perforación. Puede ser graficado por registros y se actualiza en todo momento.

$$d = \frac{\left\{ \log \left( \frac{R}{60N} \right) \right\}}{\left\{ \log \left( \frac{12W}{10^6} * \frac{1}{D} \right) \right\}} \quad (8)$$

donde:

d: Exponente D

R: velocidad de penetración, ft/hr

N: velocidad de rotación, rpm

W: peso de la barrena, lbs

D: diámetro de la barrena, pulgadas

El exponente D puede ser corregido y normalizado para cambios en la densidad del lodo y/o ECD (densidad equivalente de circulación), de la siguiente manera:

$$dc = \{d * \text{presión normal (lbs/gal)}\} / \{\text{densidad del lodo o ECD (lbs/gal)}\}$$

Una gráfica de Exponente D contra profundidad en secciones de lutitas es usada, con éxito moderado, para predecir presiones anormales. La tendencia del

Exponente D normalmente incrementa con la profundidad, pero en zonas de transición, ese valor disminuye a valores menores de los esperados.

### **5.8. Reconocimiento de un brote mientras se perfora.**

Cuando existe un flujo hacia el pozo se pueden apreciar dos cambios en el sistema de lodo.

- 1) Incremento del volumen de lodo.
- 2) El flujo de lodo que regresa excede al flujo de lodo que entra al pozo.

El sistema de fluido en una plataforma es un sistema cerrado, y un incremento en el lodo que regresa es detectado por un Sistema de Monitoreo de Flujo que se verá reflejado en un incremento de nivel en la presa de lodos. El incremento de nivel en una presa de lodos también se puede notar a simple vista. Existen sistemas de medición de volumen que se colocan en la presa de lodos y pueden ser monitoreados desde la consola del perforador. El monitoreo del nivel de la presa de lodos es constante durante las operaciones de viaje y perforación. Cuando se perfora una formación que contiene gas se puede apreciar un incremento pequeño en el volumen de la presa de lodos. Sin embargo, esto sólo ocurrirá cuando el gas se acerque a la superficie y se expanda, aunque no necesariamente indica una situación de desbalance en el pozo. El tamaño o severidad de brote depende del volumen de fluido de formación que entró al pozo, que depende del grado de desbalance, permeabilidad de la formación y tiempo que tarda en ser detectado el brote.

### **5.9. Reconocimiento de un brote mientras viaja la tubería.**

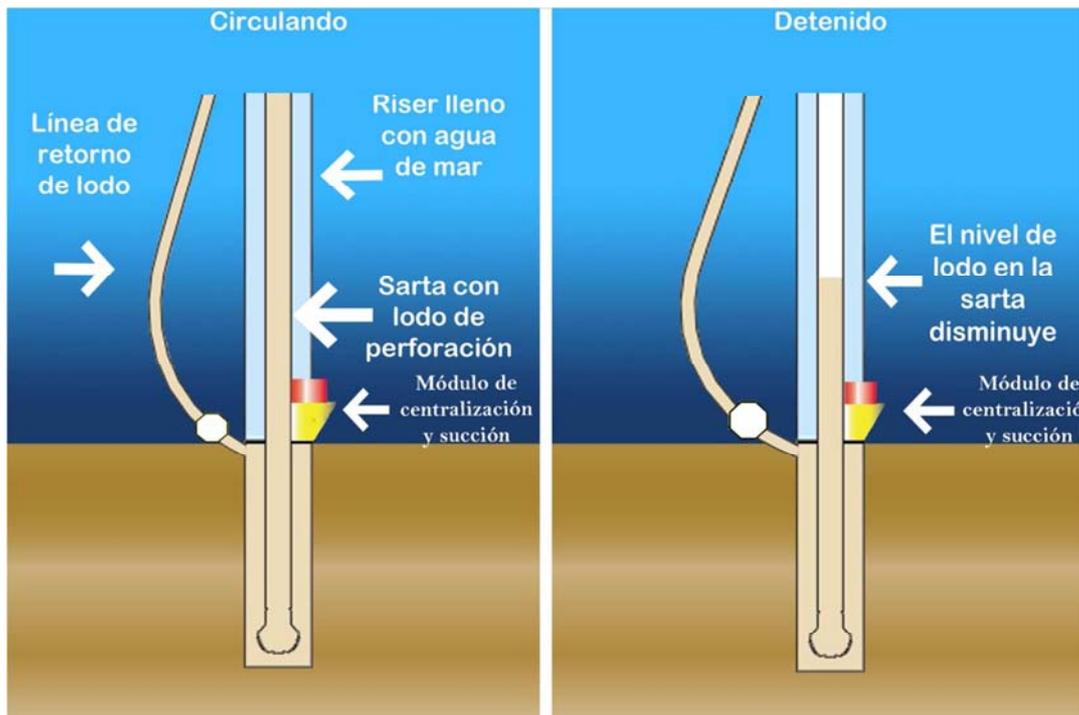
En caso de un inapropiado llene del pozo, deben revisarse los controladores de flujo.

- Si el control de flujo es positivo, el pozo debe cerrarse.
- Si el control de flujo es negativo, la tubería de perforación debe regresarse al fondo y circular lodo.

Cuando la tubería viaja en el agujero, se usa el Tanque de Viajes para llenar con lodo de manera correcta el espacio que se va vaciando. El movimiento de la plataforma de perforación flotante hace más difícil reconocer los indicadores de un brote cuando se perfora o viaja la tubería. Debido a esto, se instala un equipo adicional, en las presas de lodo, de detección de volumen de fluido para compensar el movimiento de la plataforma.

**5.10. Detección temprana de brotes durante levantamiento de líquido en la perforación con doble gradiente.**

En las operaciones de perforación en aguas profundas es de suma importancia la detección temprana y control de brotes. La diferencia más importante entre la perforación convencional y con doble gradiente es el efecto Tubo-U, Figura 46.



*Figura 46: Efecto Tubo-U general.*

El muestreo de flujo convencional no puede ser usado en la perforación con doble gradiente como indicador de brote debido al efecto Tubo-U. Este efecto es causado por el desbalance entre la presión hidrostática en la sarta de perforación y en el espacio anular. En el sistema de doble gradiente, una vez que las bombas en superficie son apagadas, el flujo en el pozo continúa hasta que la presión en la sarta de perforación es igual a la presión en el espacio anular. Por lo tanto, es difícil determinar si está ocurriendo un brote o sólo es el efecto Tubo-U. El levantamiento de lodo en el sistema de perforación con doble gradiente se monitorea de manera más estricta las bombas submarinas como método de detección de brotes. Las bombas submarinas se colocan a una presión de admisión constante, así cuando ocurre un brote, la tasa de flujo en el espacio anular incrementa; el cual puede ser observado por un incremento en la velocidad

de la bomba submarina. Este método de detección temprana de brotes no puede ser utilizado en el sistema de levantamiento de líquido en la perforación con doble gradiente, ya que no se ocupan bombas submarinas. Para este método se ocupan herramientas especiales durante la perforación.

### **5.11. ¿Qué hacer en caso de un brote?**

Una vez que se ha detectado el brote, el siguiente paso es detener el influjo de fluido de la formación al pozo. Es aquí donde se presenta la mayor diferencia entre la perforación convencional y la perforación con doble gradiente, ya que en la perforación convencional se cierra el pozo al momento de detectarse un brote, sin embargo, en la perforación con doble gradiente no se puede llevar a cabo esta maniobra, debido al desbalance de presiones que conlleva esta técnica de perforación. El pozo no puede cerrarse hasta que se haya alcanzado un equilibrio en las presiones, de lo contrario, la formación se fracturaría y se perdería circulación. El balance de presiones se lleva a cabo de la siguiente manera: Por debajo de la línea de lodo se balancean las presiones en la sarta de perforación y en el espacio anular, mientras que por encima de la línea de lodo el peso de la columna de lodo en la sarta de perforación es balanceada contra el agua de mar dentro del riser. Por lo tanto, para que el equilibrio ocurra, el nivel de lodo dentro de la sarta de perforación se reducirá hasta que la cima hidrostática dentro de la sarta de perforación por encima de la línea de lodo sea igual a la cima hidrostática en el espacio anular por encima de la línea de lodo, drenando el fluido en la sarta de perforación a través de las toberas de la barrena y subiendo por el espacio anular.

## 6. Caso Práctico: Perforación sin riser.

### 6.1. Localización: Campo Troll

Se ubica en el sector noruego del Mar de Norte, aproximadamente a 80 kilómetros al noroeste de Bergen, es un campo de aceite y gas natural. Abarca un área de 770 kilómetros cuadrados. Fue descubierto en 1979 y comenzó a producir en 1995, Figura 47.

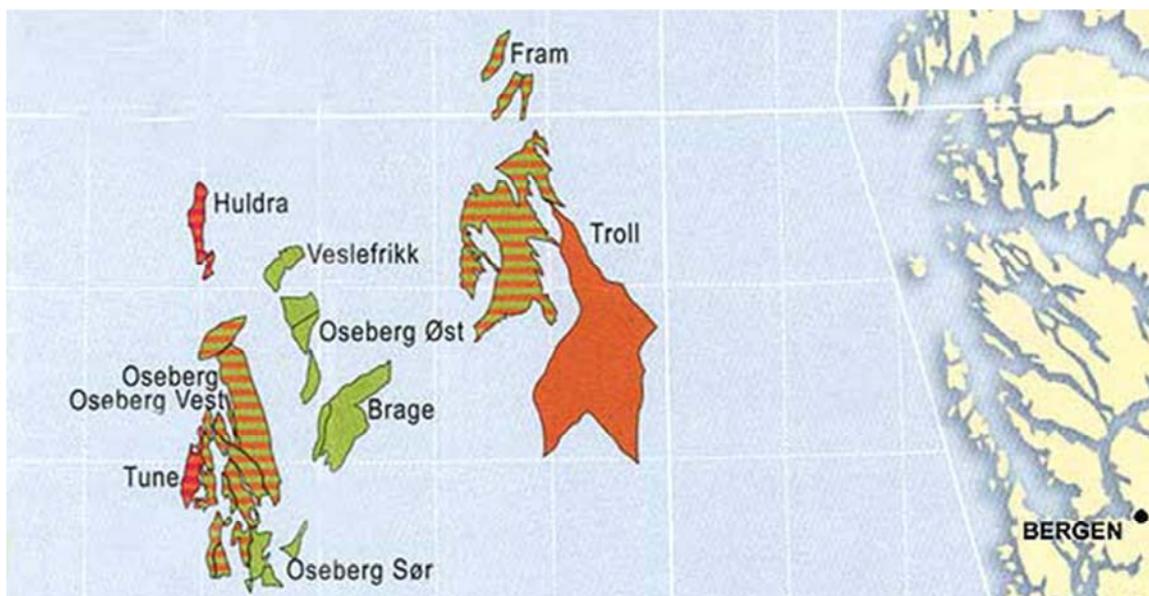


Figura 47: Ubicación del campo Troll<sup>24</sup>.

El yacimiento se encuentra en tres bloques fallados hacia el Este 1500 metros y se compone de ciclos de areniscas poco profundas del Fensfjord, Sognerfjord medio y formaciones superiores del Heather en el Grupo Viking Jurásico. Están cubiertas por arcillas del Jurásico Superior-Paleoceno. Situado en el margen oriental del Viking Graben, donde los tirantes de agua van desde 300 hasta 355 metros.

### Hydro Oil & Gas.

Era una división de **Norsk Hydro ASA** hasta el 1 de octubre 2007, cuando se fusionó con **Statoil** creando la corporación **StatoilHydro**. Es la principal operadora petrolera en la plataforma continental noruega.

<sup>24</sup>[http://www.psa.no/getfile.php/z%20Konvertert/Health,%20safety%20and%20environment/Supervision/Bilder/omradeberedskap\\_oseberg\\_troll.jpg](http://www.psa.no/getfile.php/z%20Konvertert/Health,%20safety%20and%20environment/Supervision/Bilder/omradeberedskap_oseberg_troll.jpg)

## 6.2. Particularidades del campo Troll.

El campo está dividido por dos fallas que van de norte a sur, las cuales separan el campo en tres provincias, Figura 48.

- Provincia de Aceite Troll del Oeste (TWOP por sus siglas en inglés)
- Provincia de Gas Troll del Oeste (TWGP por sus siglas en inglés)
- Troll del Este.

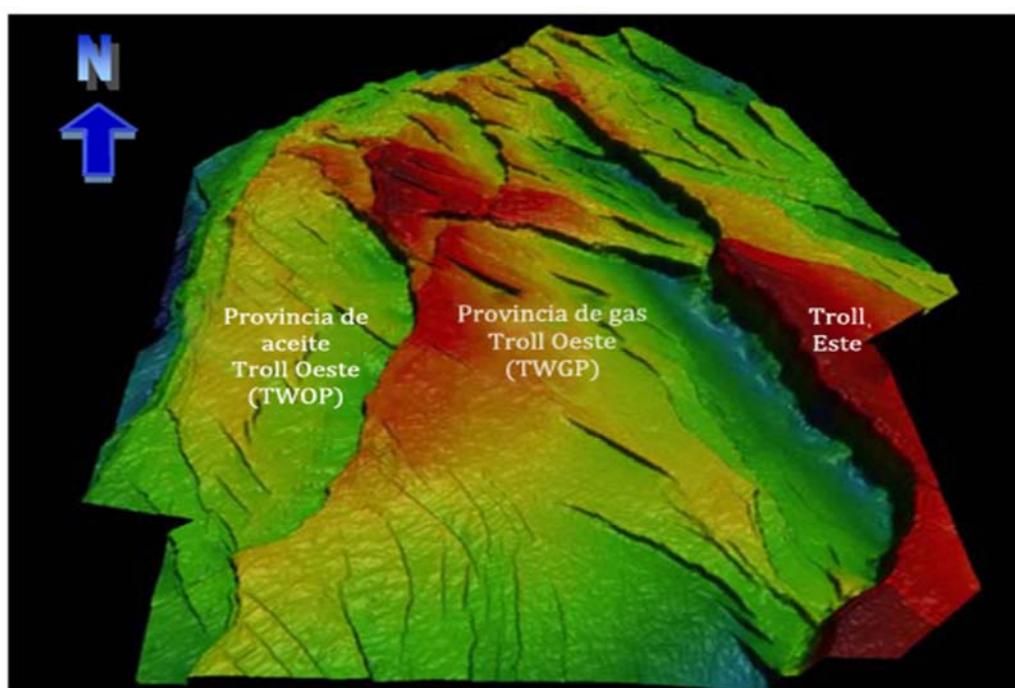


Figura 48: Provincias del campo Troll<sup>25</sup>.

Desde 1995, la compañía Hydro ha producido aceite con pozos horizontales en TWOP y en TWGP. En dichas zonas la columna de aceite era de 22 a 27 metros y de 11 a 13 metros respectivamente. En Troll del Este se han perforado más de 150 pozos, con los cuales se han producido dos terceras partes de sus reservas de aceite.

<sup>25</sup> Leiknes S., Osvoll I., "Success Factors in Troll Geosteering", Offshore Technology Conference, Texas, 2005.

## 6. Casos prácticos

El campo tiene una capa gruesa de gas sobre la zona de aceite (iniciando a los 22-27 metros en TWOP y a los 11-13 metros en TWGP). El principal mecanismo de producción para el aceite es la expansión de la capa de gas hacia abajo. Después de unos meses, el gas comienza irrumpir en la zona de aceite disminuyendo la tasa de producción de aceite e incrementando la tasa de producción de gas, Figura 49.

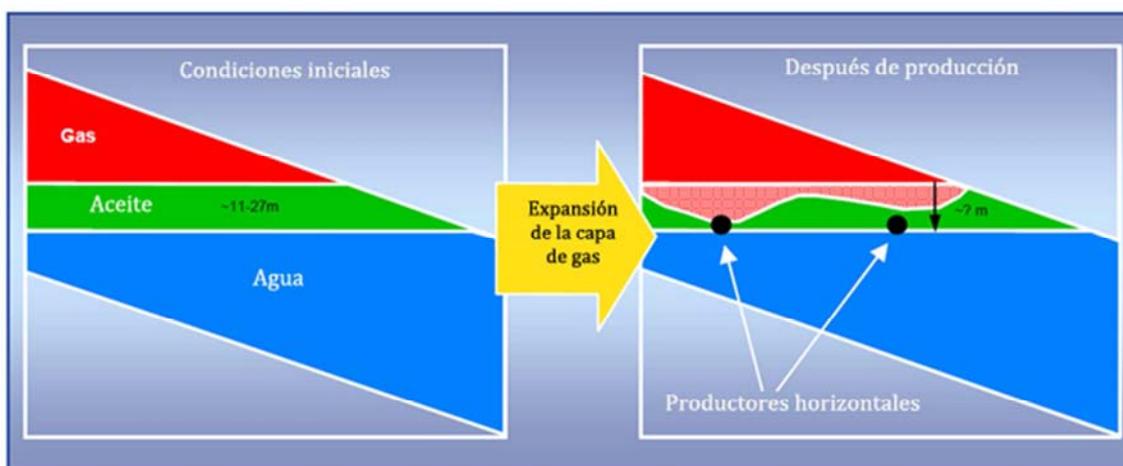


Figura 49: Influencia de la capa de gas<sup>26</sup>.

### 6.3. Pozo piloto sin Riser

Se utilizó la plataforma Eirik Raude, la cual sólo posee una torre de perforación y está diseñada para trabajar en tirantes de agua por debajo de 3048 metros. Fue su primera participación en agua noruegas.

El tirante de agua en la zona del pozo piloto es de 330 metros. El lecho marino estaba compuesto de sedimentos suaves. Se utilizó una línea de 6 5/8" como Línea de Recuperación.

#### 6.3.1. Programa de tuberías.

Sección de 36"

BHA: Ensamble rotatorio con barrena piloto de 17 1/2" y apertura de agujero de 36".

Agujero abierto de 36": @355m – 423 m TVD RKB

Tubería de 30", profundidad de la zapata: @ 419 m TVD RKB

<sup>26</sup> Leiknes S., Osvoll I., "Success Factors in Troll Geosteering", Offshore Technology Conference, Texas, 2005.

Sección de 24"

BHA: Ensamble de motor con barrena de 24"

Sección desviada de agujero de 24", inclinación 20° en TD: @423 – 801 m MD RKB

Tubería de 18 5/8", profundidad de zapata: @794 m MD RKB

### **6.3.2. Geología.**

Formación: Cuaternario y Terciario.

Grupo de formación: Pleistoceno y Oligoceno

Fue seleccionado el lodo KCL Glydril

Peso del lodo: 1.25 s.g. para alcanzar la mejor limpieza y estabilidad con opción a subir a 1.5 s.g. basado en experiencia operacional.

### **6.3.3. Operaciones de perforación.**

El módulo de bombeo fue desplegado y corrido en un sistema de línea de recuperación de 6 5/8".

La bomba de recuperación de lodo sin riser se colocó 22 metros arriba del lecho marino. El ROV operó con dificultad debido a la baja visibilidad provocada por el lecho marino suave.

El tiempo empleado para abrir el agujero de 36" hasta que la tubería de 30" fue cementada fue de 48.5 horas.

El tiempo de operación usado desde que se comenzó a perforar el agujero de 24" hasta que la TR de 18 5/8 fue cementada fue de 67 horas.

#### **6.3.3.1. Perforación del agujero de 36".**

Se usó lodo KCL Glydril de 1.25 S.G.

Se presentó una pérdida de lodo en los primeros diez metros en la temblorina debido a un taponamiento de arcilla pegajosa dado que la temperatura del agua de mar era menor a los 4°C.

## 6. Casos prácticos

Una vez que el lodo KCL fue introducido se alcanzó el desempeño deseado y no se presentaron problemas posteriores.

El lodo y los recortes fueron bombeados a la superficie por la línea de recuperación de 6 5/8", Figura 50.

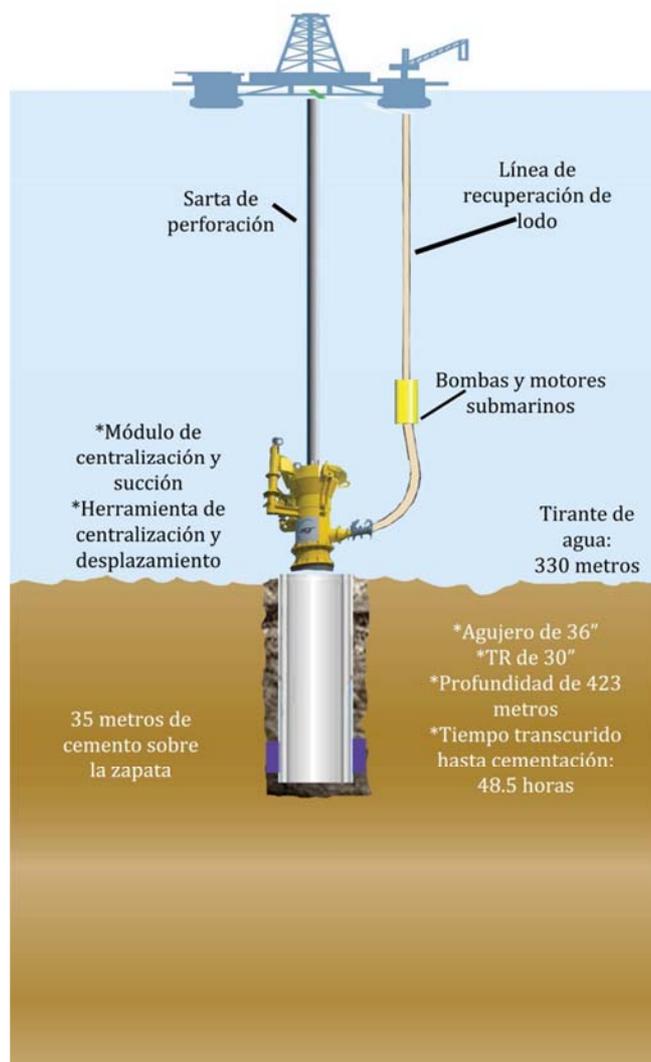


Figura 50: Primer etapa de perforación del pozo piloto.

### 6.3.3.2. Perforación del agujero de 24".

Se perforó con una inclinación de 20 grados, con una profundidad desarrollada de 801 metros y 766 metros de profundidad vertical verdadera, Figura 51.

## 6. Casos prácticos

El control de la presión se realizó mediante el Módulo de Centralización y Succión. El lodo y los recortes se enviaron a la plataforma mediante la *Línea de Recuperación de Lodo*.

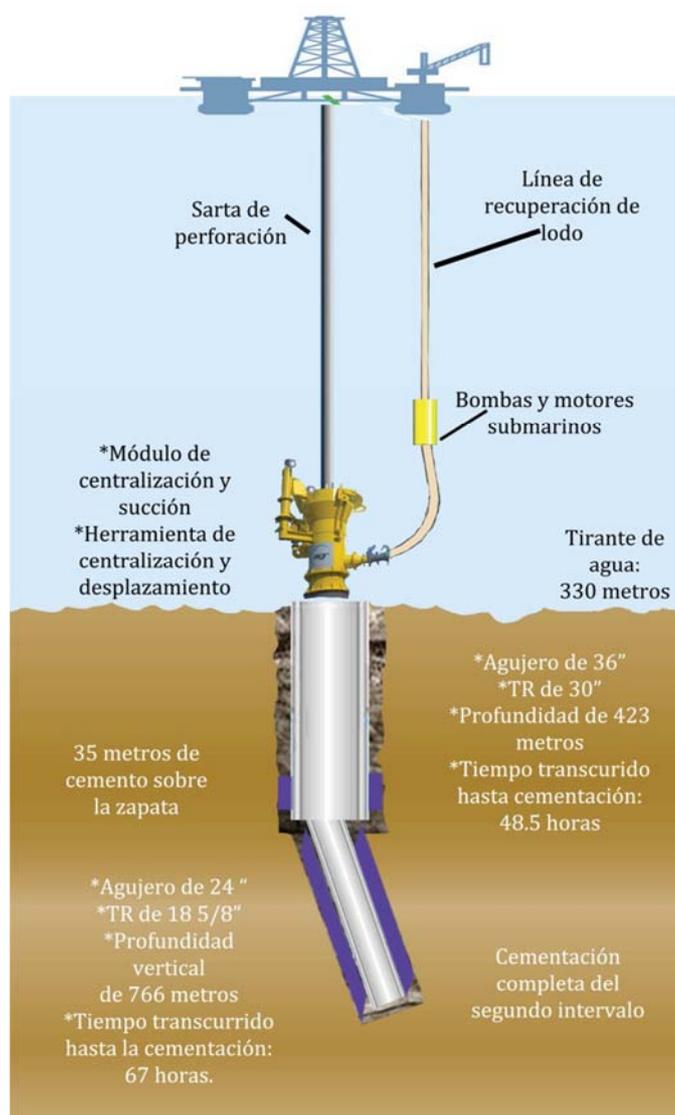


Figura 51: Segunda etapa de perforación del pozo piloto.

### 6.4. Pozo 31/2-15

Se localiza en la Provincia de Aceite Troll del Oeste, a 4.9 kilómetros al oeste del pozo 31/2-6, 5.5 kilómetros hacia el sureste del pozo 31/2-8 y 7.1 kilómetros al noreste del pozo 31/2-9, Figura 52.



## 6. Casos prácticos

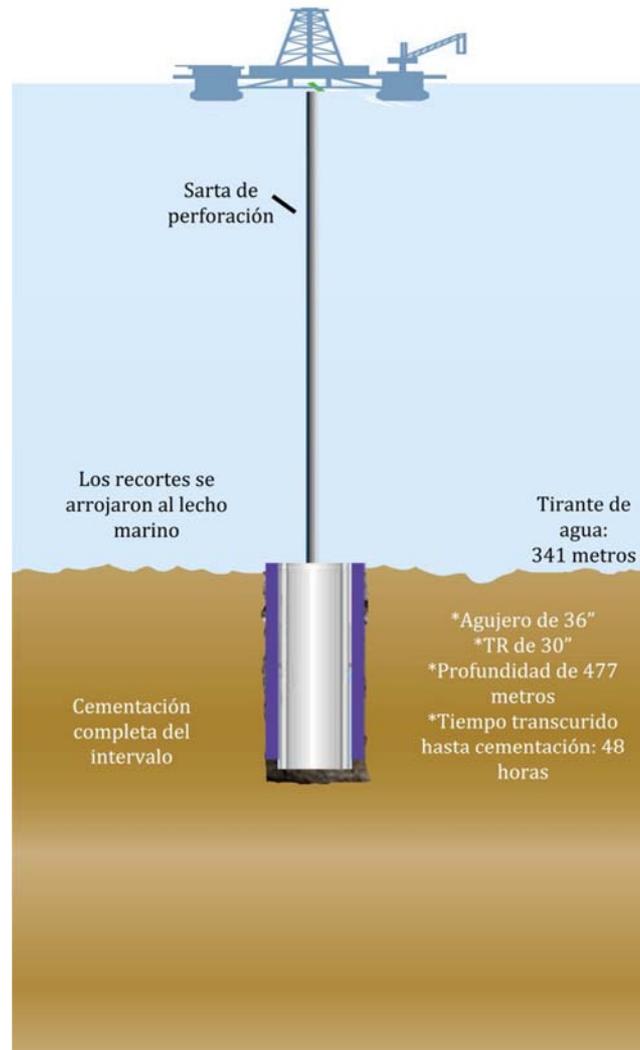


Figura 53: Primer etapa de perforación del pozo 31/2-15.

Antes de colocar la tubería de 30", se llenó el agujero con lodo de perforación viscoso. La siguiente sección se perforó usando riser marino, lodo de perforación de 1.35 S.G. y barrena de 14 3/4" con ampliador de agujero de 26" hasta llegar a la profundidad de 810 metros", Figura 54.

## 6. Casos prácticos

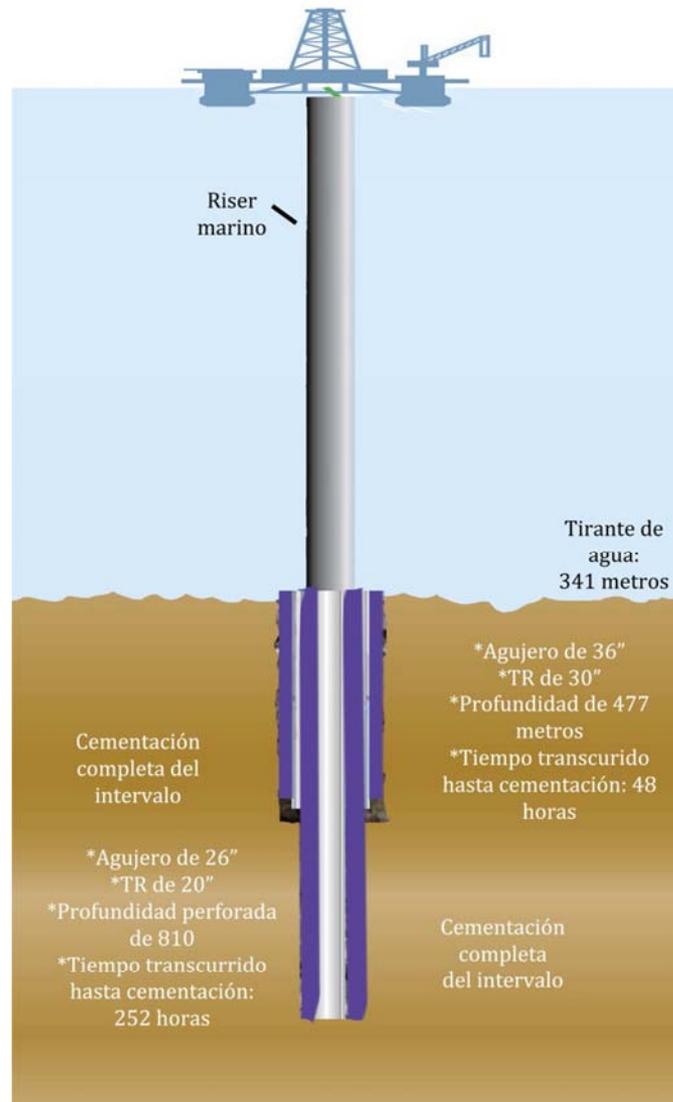


Figura 54: Segunda etapa de perforación del pozo 31/2-15.

La penúltima sección se perforó con barrena de 17 ½" hasta la profundidad de 1460 metros, usando al inicio lodo de perforación de 1.26 S.G. hasta terminar con 1.38 S.G.

El último intervalo se perforó con barrena de 12 ¼" hasta la profundidad de 1677.

**6.5. Comparación entre los pozos.**

La Tabla 6, presenta varios aspectos de comparación entre pozos, como son: tirante de agua, tiempos de perforación, profundidades alcanzadas, etc.

Operación	Pozos	
	Piloto	31/2-15
Tirante de agua	330 metros	341 metros
Tiempo de perforación y cementación del primer intervalo	48.5 horas	48 horas
Diámetro del agujero del primer intervalo	36"	36"
Densidad del lodo de perforación del primer intervalo	Agua de mar/1.25 S.G.	Agua de mar/ 1.35 S.G.
Diámetro externo de la TR del primer intervalo	30"	30"
Profundidad total del primer intervalo	423 metros	477 metros
Tiempo de perforación y cementación del segundo intervalo.	67 horas	252 horas
Diámetro del agujero del segundo intervalo	24"	26"
Densidad del lodo de perforación del segundo intervalo	1.40 S.G.	1.35 S.G.
Diámetro externo de la TR del segundo intervalo	18 5/8"	20"
Profundidad total del segundo intervalo	766 metros	810 metros
Profundidad total del pozo	Desconocida	1677 metros

*Tabla 6: Comparación de pozos.*

## 6. Casos prácticos

El pozo 31/2-15 fue perforado en el año de 1984 y tardó 69 días y 30 minutos concluirlo. 30 años después se perforó la primer sección del pozo piloto, donde se probaba la tecnología *Riserless Mud Recovery*, la cual es una variación de la Tecnología de *Riserless Drilling*. Dicha tecnología está diseñada para trabajar en tirantes de agua de hasta 450 metros, ayudando a abatir por completo la presión que ejerce la columna de fluido en el *Riser*, y por ende, a prescindir del uso del mismo.

Si bien no se cuenta con la información de los costos de la perforación del pozo piloto, se infiere que, el poco tiempo que se requirió para perforarlo, la menor cantidad de lodo de perforación utilizado y la desaparición del uso del *Riser*, permitieron un ahorro sustancial en comparación con la tecnología de hace 30 años, dando pie a la evolución de los sistemas de perforación y su continua adaptación a las necesidades de hoy en día.

Se puede notar que los nuevos pozos en el campo Troll son horizontales, a diferencia de los perforados hace treinta años, esto con la intención de maximizar la producción y disminuir los costos.

### **Conclusiones.**

Un aspecto muy interesante que se puede observar, es el tiempo que se tardó en comenzar la producción del campo. El descubrimiento fue en 1979, las perforaciones comenzaron en 1984 y la producción hasta 1995. Este campo cuenta con más de 150 pozos que sirvieron para caracterizar el campo con gran detalle.

Gracias a la evolución de los sistemas de perforación, se han podido perforar pozos en tiempos record, requiriendo hasta una cuarta parte del tiempo requerido hace 30 años, lo que implica sustanciales ahorros.

Además, el margen de seguridad que proporciona la perforación con Doble Gradiente, permite implementar otras tecnologías de perforación no convencional como *Perforación Direccional* y *Multipozos*.

La actual necesidad de incrementar la tasa de restitución de hidrocarburos de México ha obligado a contemplar las diferentes fuentes de obtención de los mismos con las cuales contamos, entre ellos, los que se encuentran en el Golfo Profundo.

Si bien, los resultados obtenidos hasta la fecha no han aclarado el panorama del Golfo Profundo, hoy contamos con una amplia gama de tecnologías con las cuales podemos contar en la exploración, perforación y producción de yacimientos en aguas profundas. Estas tecnologías han venido evolucionando desde hace más de treinta años y permiten que los proyectos puedan desarrollarse con índices de rentabilidad bastante amplios.

El desarrollo de los sistemas de perforación con presión controlada ha permitido la creación de varios métodos de perforación con doble gradiente, acorde a las necesidades del proyecto. Por si fuera poco, estos métodos han propiciado, a su vez, la evolución de los equipos y sistemas empleados en la exploración y perforación costa afuera, dándoles gran versatilidad y eficiencia. Con todos estos cambios, los nuevos sistemas sólo requieren modificaciones menores para poder encarar cualquier reto técnico, reduciendo tiempos, mejorando la seguridad y alcanzando todos los objetivos propuestos.

Además, con la implementación de sistemas de perforación de Doble Gradiente se elimina la columna de lodo de perforación equivalente al tirante de agua del sitio a perforar, que también permite reducir el número de tuberías de revestimiento usadas en los pozos, esto se ve reflejado en ahorros de tiempo en viajes para meter las tuberías y operaciones de cementación, sin mencionar la menor inversión en estos suministros. Sumado a esto, con esta tecnología se logra

## Conclusiones

alcanzar una mejor integridad del pozo al igual que un incremento en la seguridad durante el proceso de perforación.

Finalmente, la gran variedad de tecnología podría confundirnos y escoger la incorrecta para su implementación y desarrollo de un proyecto, resultaría en mucho tiempo y dinero perdido, por ello es necesario una correcta planeación y determinación de objetivos.

**Bibliografía**

1. Petróleos Mexicanos, Primer informe trimestral 2014, mayo 2014.
2. Schlumberger, Mexico Well Evaluation Conference, 2010.
3. PEMEX Exploración y Producción, “Deepwater project”, Febrero 2011.
4. PEMEX Exploración y Producción, “Las reservas de hidrocarburos de México”, 2014.
5. Rodrigo Figueroa Salazar, 2009. Perforación doble gradiente en aguas profundas. Tesis Ing. Petrolero. México, D.F., UNAM. 105 p.
6. Leffler, William L., Pattarozzi, Richard, Sterling, Gordon. “Deepwater Petroleum Exploration & Production; A Nontechnical Guide”. 2da Edición. Oklahoma, PennWell, 2011. 350p.
7. Leffler, William L., Pattarozzi, Richard, Sterling, Gordon. “Deepwater Petroleum Exploration & Production; A Nontechnical Guide”. 2da Edición. Oklahoma, PennWell, 2011. 350p.
8. Oyvind Breyholtz and Gerhard Nygaard, International Research Institute of Stavanger, Michael Nikolaou, “Advanced automatic control for dual-gradient drilling”, SPE 124631, University of Houston.
9. Castro Robles, Yovani, et al, 2013. Guía de diseño para el asentamiento de y diseño de tuberías de revestimiento. México, D.F., Instituto Politécnico Nacional. 72 p.
10. Yves Barriol, Karen Sullivan Glaser, Julian Pop, Sugar Land, Texas, EUA, Bob Bartman, Devon Energy, Houston, Texas, Ramona Corbiell, Nueva Orleans, Luisiana, EUA, Kare Otto Eriksen, Harald Laastad, Statoil, Stavanger, Noruega, James Laidlaw, Aberdeen, Escocia, Yves Manin, Clamart, Francia. Las presiones de las operaciones de perforación y producción. Oilfield Review, 26 – 47, Invierno de 2005/2006.
11. Robert Ziegler, Paul Ashley, Petronas; Roar Fredrik Malt, Roger Stave, Kjell Rune Toftevag, AGR EDS-ORS, “Successful application of deepwater dual gradient drilling”, IADC/SPE 164561.
12. R. Stave, AGR Subsea AS, R. Farestveit, Hydro Oil & Energy ASA, S. Hoyland, Statoil ASA, P.O., Rochman, Hydro Oil & Energy ASA, N.L. Rollan, AGR Subsea AS., “Demonstration and qualification of a riserless dual gradient system”, OTC 17665.

## Bibliografía

13. Roger Stave, AGR Enhanced Drilling, "Implementation of dual gradient drilling", OTC 25222 MS.
14. Andre J. Cantrell, SPE, Cherokee Offshore Engineering, and Minggin Duan, SPE, Chevron, "Casing Design for Dual Gradient Wells", SPE/IADC 163455.
15. Schlumberger Oilfield Glossary. Leak Off. Consultado el 21 de Febrero de 2015, de [http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/l/leak\\_off.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/l/leak_off.aspx)
16. Khan A., "Riserless Drilling" (Managed Pressure Drilling)", University of Stavanger, Master's Thesis, 2012.
17. Bård A.V.; "Parameter Estimation and Control of a Dual Gradient Managed Pressure Drilling System" Tesis M.S., Norwegian University of Science and Technology Department of Engineering Cybernetics, Norway, 2009.
18. William C.M., Colin R., Greg D., "Joint-Industry Partnership to Develop a Hollow Sphere Dual-Gradient Drilling System", 2003.
19. UGOCHUKWU N.O.; 2007. "Evaluation of Liquid Lift Approach to Dual Gradient Drilling" M.S. Tesis, Texas A&M University, Texas, 2007.
20. Øyvind B., Gerhard N., Michael N.; "Advanced Automatic Control for Dual-Gradient Drilling", paper SPE 124631 presentado en 2009 en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, USA, 4-7 de octubre de 2009.
21. Cameron C., "Controlling Shallow Water Flows In Deep water", OMC, Ravenna, Italia, 2005
22. Clovis A.L., Adam T.B., "The Dual Density Riser Solution", International Association of Drilling Contractors & Society of Petroleum Engineers, Amsterdam, The Netherlands, 1997.
23. Riley G., "MudLift Drilling System Operations", Offshore Technology Conference, Texas, USA, 1996.
24. J. D.D., S. J., V. G.; "Liquid Lift Dual Gradient Drilling in Deep Water: Early Kick Detection and Control", Society of Petroleum Engineers, California, 2013.
25. Jerome J.S.; "Subsea MudLift Drilling: from JIP to the classroom", American Society for Engineering Education, Texas A&M University, 2001.

## Bibliografía

26. André T., "Dual Gradient Drilling-Simulations during connection operations" Tesis M.S., University of Stavanger, 2014.
27. Mikolaj S., "Analysis of Alternative Well Control Methods For Dual Density Deepwater Drilling" Tesis M.S., Louisiana State University, Louisiana, (2005).
28. Rodrigo Figueroa Salazar, 2009. Perforación doble gradiente en aguas profundas. Tesis Ing. Petrolero. México, D.F., UNAM. 105 p.
29. Rubén Ávalos Milla, 2014. Efecto de la perforación con doble gradiente en la selección de puntos de asentamiento y el diseño de tuberías de revestimiento para pozos en aguas profundas. Tesis Ing. Petrolero- México, D.F., UNAM. 136 p.
30. Stave, R., Borre fossli, Cato Endressen, Ramzy Hussein Rezk, Geir Inge Tingvoll and Martin Thorkildsen; AGR Enhanced Drilling, "Exploration Drilling with Riserless Dual Gradient Technology in Arctic Waters", Offshore Technology Conference, Texas, 2014.
31. Norske Shell, "NSEP 245 Well Resume 31/215", 1985.
32. Steve R., Farestveit R., Høyland S., Rochmann P.O., Rolland N.L., "Demonstration and Qualification of a Riserless Dual Gradient System", Offshore Technology Conference, 2005.
33. Leiknes S., Osvoll I., "Success Factors in Troll Geosteering", Offshore Technology Conference, Texas, 2005.
34. Ichron, "North Viking Graben and Horda Platform Stratigraphic Database".