



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**EFFECTO 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

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

RUBÉN ÁVALOS MILLA

DIRECTOR DE TESIS

ING. HERMILO MONTES SAN CRISTOBAL



MÉXICO, D. F., OCTUBRE DE 2014

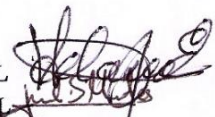
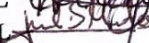


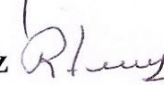


UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

- Presidente: **ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL** 
- Vocal: **ING. HERMILO MONTES SAN CRISTOBAL** 
- Secretario: **ING. ISRAEL CASTRO HERRERA** 
- 1er. Suplente: **ING. ALBERTO ARIAS PAZ** 
- 2do. Suplente: **DR. RAFAEL DE LOS ANGELES HERRERA GOMEZ** 

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: AVALOS MILLA RUBEN, registrado con número de cuenta 410057168 en la carrera de INGENIERÍA PETROLÍFICA; quien ha concluido el desarrollo del tema que se fue autorizado.

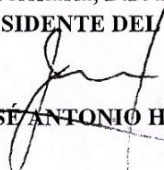
Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación mediante la firma en el oficio FEX-2 en el plazo indicado a continuación.

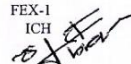
Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 02 de Junio de 2014.
EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ



FEX-1
ICH


Agradecimientos

A Dios

Por todo.

A mis padres

Porque este logro les pertenece más que a mí y me han hecho partícipe de él.

A mis hermanos

Por ser fuente de inspiración, motivación y ayuda. También porque gracias a ustedes la vida jamás ha sido aburrida.

A toda mi familia

Por las mil maneras en que me ayudaron, no las olvido; por todos los momentos que nos unieron aún más y por todo lo bueno que me han enseñado.

A las instituciones que me hicieron profesionista

Por convertirse en mi segunda casa y acogerme tan generosamente alimentándome académicamente.

A mi director de tesis

Por el apoyo que me ha brindado en tantos aspectos.

A mis profesores

Porque los conocimientos que generosamente han compartido, se ven reflejados hoy, en este gran paso en mi vida.

A mis profesores amigos

Por enseñarme más que solo cuestiones académicas, por ser grandes ejemplos y, sin querer o queriendo, ser una de las principales motivaciones en mi vida como estudiante.

A mis amigos

Por estar conmigo en tantos momentos que, grandes o pequeños, han hecho más fácil y divertido este camino.

A mis más que amigos

Por ese "más" que bien han sabido ganarse.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	vi
RESUMEN	vii
CAPITULO 1 GENERALIDADES Y CONSIDERACIONES DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	1
• Desarrollo histórico de la perforación en aguas profundas	1
• Estructuras empleadas en las operaciones costa afuera	7
• Equipo submarino empleado en la perforación en aguas profundas	11
• Retos en la perforación de pozos en aguas profundas	20
• Nomenclatura	32
• Referencias del capítulo 1	32
CAPITULO 2 PERFORACIÓN CON DOBLE GRADIENTE	33
• Causas del desarrollo de la perforación con doble gradiente	33
• Descripción general del proceso de Perforación con Doble Gradiente	37
• Desarrollo de la Perforación con Doble Gradiente	41
• Equipo empleado en la Perforación con Doble Gradiente	45
• Procedimiento de control de pozos para Perforación con Doble Gradiente	55
• Nomenclatura	66
• Referencias del capítulo 2	67
CAPÍTULO 3 SELECCIÓN DE PUNTOS DE ASENTAMIENTO PARA POZOS PERFORADOS CON DOBLE GRADIENTE	68
• Tipos de tuberías de revestimiento	68
• Factores que influyen en la selección de puntos de asentamiento	71
• Procedimiento para la selección de puntos de asentamiento de TR	72
• Nomenclatura	105
• Referencias del capítulo 3	106

CAPÍTULO 4 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO PARA POZOS PERFORADOS CON DOBLE GRADIENTE	107
• Consideraciones necesarias para el diseño de tuberías de revestimiento empleando perforación con doble gradiente	108
• Perfiles de presión para perforación con doble gradiente	110
• Perfiles de presión interna para el análisis del estallido	111
• Perfiles de presión externa para el análisis del estallido	113
• Perfiles de presión interna para el análisis del colapso	114
• Perfiles de presión externa para el colapso	117
• Casos específicos para el diseño de tuberías de revestimiento con perforación con doble gradiente	118
• Selección de la tubería de revestimiento adecuada	129
• Nomenclatura	132
• Referencias del capítulo 4	132
CONCLUSIONES	133
BIBLIOGRAFÍA	135

INTRODUCCIÓN

En la actualidad una gran cantidad de los recursos prospectivos, a nivel mundial, se encuentran en áreas comprendidas dentro de aguas profundas por ello la importancia del desarrollo de nuevas tecnologías para la explotación de los hidrocarburos en estas zonas, en la cuales existen complicaciones que no se encuentran durante las operaciones de perforación convencional.

Desde 1890, cuando se perforó el primer pozo petrolero en aguas del océano pacífico, hasta la actualidad, las condiciones técnicas han evolucionado de tal forma que ha sido posible explotar los hidrocarburos de zonas donde los retos son cada vez mayores, tanto así que actualmente se puede perforar en tirantes de agua mayores a los 2500 metros, en zonas donde las condiciones climatológicas son muy adversas, incrementando no solo los retos técnicos sino también los retos gerenciales o de logística.

Las herramientas que años atrás funcionaron para superar los retos que la época asignaba, no funcionarán en la actualidad pues las condiciones ahora son diferentes, lo mismo ocurre con las tecnologías de perforación. Actualmente, para perforar en zonas con tirantes de agua tan grandes, se está empleando una tecnología muy reciente llamada Perforación con Doble Gradiente, de la cual la descripción de las herramientas y los mecanismos de operación empleados, enfocados a la selección de la profundidad de asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento son el objetivo de este trabajo.

En la perforación de pozos es indispensable mantener en todo momento, el control, la estabilidad y la integridad del pozo, pues el error en cualquiera de estos parámetros conlleva la posibilidad de perder el pozo, arriesgando la rentabilidad del proyecto o más importante aún, arriesgando vidas humanas. El cumplimiento de estas condiciones está estrechamente relacionado con la selección de la profundidad de los puntos de asentamiento y con el diseño de la tubería de revestimiento. Con la perforación de pozos en zonas con tirantes de agua cada vez mayores y el uso de nuevas tecnologías como Perforación con Doble Gradiente han modificado los procedimientos para selección de puntos de asentamiento y el diseño de TR, cambios que se explicarán a lo largo de este trabajo.

El surgimiento de nuevas tecnologías como la Perforación con Doble Gradiente, es la respuesta ante las condiciones de la actualidad y el conocimiento de éstas es de vital importancia para el desarrollo de la industria y así cumplir la demanda de hidrocarburos a nivel mundial.

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo es describir procedimientos y herramientas empleadas para la Perforación con Doble Gradiente enfocado en la determinación de los puntos de asentamiento y el diseño de tuberías de revestimiento. La Perforación con Doble Gradiente surgió como una solución a condiciones adversas de la perforación en aguas profundas, condiciones como lo es la poca resistencia de las formaciones someras a ser fracturadas o como una solución para reducir el número de secciones de tubería de revestimiento. El trabajo se ha dividido en cuatro capítulos para cumplir con el objetivo principal, abarcando desde el surgimiento de la perforación costa afuera hasta la descripción de los escenarios indispensables para el diseño de tuberías de revestimiento para pozos perforados con doble gradiente.

En el primer capítulo se mencionará cómo ha evolucionado la perforación de pozos en zonas marinas, sin pasar por alto la descripción de las estructuras flotantes empleadas en la explotación de campos en esta zona. Para poder profundizar un poco en la perforación con doble gradiente, se incluye también la descripción de las herramientas principales para pozos con cabezales submarinos proporcionando una idea general del sistema de perforación para pozos en aguas profundas, finalizando con los retos que se tienen actualmente.

El capítulo dos se enfoca en la Perforación con Doble Gradiente, las causas que propiciaron su desarrollo, las herramientas que componen el sistema para esta tecnología y una breve descripción de los procedimientos de control de pozos. Con esto el lector podrá identificar y entender el funcionamiento de los elementos del sistema así como su efecto, durante las diferentes operaciones, para el diseño de tuberías de revestimiento.

El procedimiento para selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento para pozos perforados con doble gradiente no varía mucho en comparación a la forma convencional, sin embargo no es totalmente igual por lo que vale la pena analizar esas diferencias, mismas que se redactan en el tercer capítulo.

El diseño de tuberías de revestimiento depende principalmente de los perfiles de presión para cada tipo de carga y en el capítulo cuatro se analizan las condiciones más críticas para cada caso, pues los procedimientos para las operaciones usando tecnología de doble gradiente generan perfiles de presión diferentes que con perforación convencional.

ABSTRACT

The main objective of this paper is to describe procedures and tools used for Dual Gradient Drilling focused on the determination of casing setting depths and casing design. Dual Gradient Drilling is as a solution to adverse conditions of deepwater drilling, conditions such as the low resistance of the shallow formations to be fractured or as a solution to reduce the number of sections of casing. The work has been divided into four chapters to accomplish the main objective, including from the beginning of offshore drilling to the description of the scenarios necessary to casing design for wells drilled with dual gradient.

The first chapter will be mentioned how it has evolved well drilling in marine areas, without neglecting the description of floating structures used in the field development in this area. Also includes the description of the main tools for subsea wellheads providing an overview of the system for drilling wells in deep waters, ending with the challenges they currently have.

Chapter two focuses on the Dual Gradient Drilling, the causes that led to its development, the tools that are part of the system for this technology and a brief description of procedures for well control. With this the reader can identify and understand the operation of the system elements and their effect in different operations to casing design.

The casing seat selection method for wells drilled with dual gradient does not change much compared to the conventional, however, is not completely the same so it is worth examining these differences, which are being mentioned in the third chapter.

The casing design depends primarily on the pressure profiles for each kind of load and in chapter four the most critical conditions for each case are analyzed as the procedures for operations using dual gradient technology generate different pressure profiles that with conventional drilling.

GENERALIDADES Y CONSIDERACIONES DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Desarrollo histórico de la perforación en aguas profundas

Definición de estructuras para operaciones costa afuera

Son los equipos que proveen del área necesaria para llevar a cabo operaciones de forma similar que en tierra, pero con menor disponibilidad de espacio. Es en estas estructuras donde se establecen el personal dedicado al desarrollo de los campos costa afuera y es también el lugar que soporta todos los equipos y herramientas empleadas en las actividades de la industria petrolera costa afuera. Las estructuras para desarrollo de campos costa afuera pueden encontrarse fijas al suelo marino o ser sistemas flotantes. Es posible encontrar los sistemas flotantes anclados al suelo marino, dinámicamente posicionados o con libertad de movimiento.

Desarrollo histórico

El primer pozo perforado en zona marina fue en aguas del Océano Pacífico, en las costas de Summerland, California en 1890, sin embargo, el arranque de la industria de la explotación de campos costa afuera es comúnmente considerada en 1947 cuando Kerr-McGee terminó, satisfactoriamente, un pozo con un tirante de agua de 4.6 metros en Lousiana.¹

Para 1975 el tirante de agua ya se había extendido hasta 144 metros. Dentro de los siguientes tres años las profundidades de aguas incremento sustancialmente con la instalación de la plataforma COGNA que fue instalada en una profundidad de 312 metros. Cinco estructuras fijas fueron instaladas en los años noventa, de estas, la instalada a mayor profundidad fue la Shell Bullwinkle a 412 metros en 1991 (Fig. 1). Para 1995 el 30% de la producción mundial de hidrocarburos provenía de campos marinos. En 2003, el 3% de la producción mundial de gas y aceite venia de aguas profundas. Se estima que en el futuro, la mayor parte de la producción de hidrocarburos provendrá de aguas profundas, de la zona conocida como el Triángulo de Oro, comprendido entre el Golfo de México, oeste de África y Brasil.

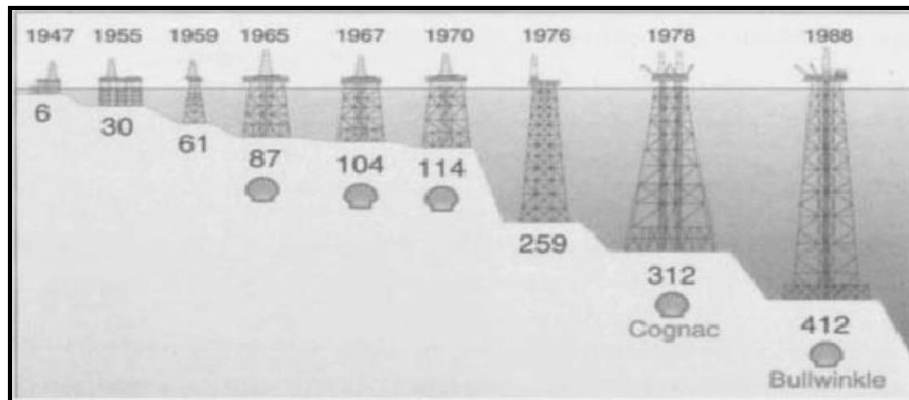


Fig. 1.1 Evolución de los equipos de perforación

Las plataformas fijas se han convertido en herramientas caras y difíciles de instalar a profundidades de agua cada vez mayores, sin embargo, una innovadora y barata alternativa de estructura fija, llamada, Lena, fue introducida en 1983. Esta plataforma fue instalada a 305 metros de profundidad. Otras dos torres fueron instaladas en el Golfo de México en 1998: Amerada Hess Balcpate a 502 metros y Chevron Texaco Petronius a 535 metros.¹

Existe otra variedad de estructuras fijas, las cuales son ancladas gracias a su propio peso pues están construidas de concreto. Históricamente se han construido algunas estructuras de este tipo, la más alta en existencia es Troll A. Fue instalada en Noruega en 1996, tiene una altura total de 369 m. y gracias a su propio peso penetró 36 m en el suelo marino únicamente por efecto gravitacional.¹

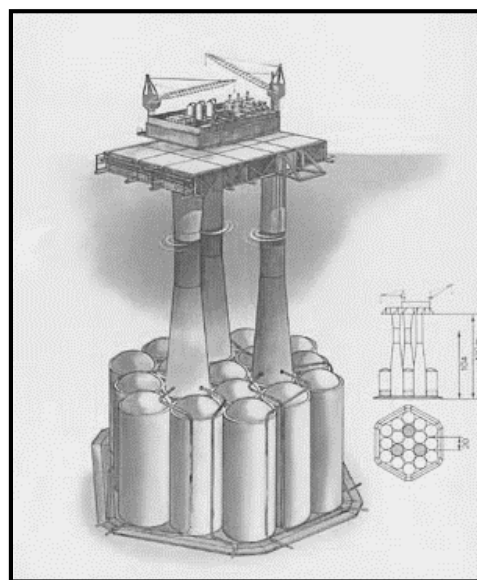


Fig. 1.2 Plataforma de concreto

Conforme se incrementaba la profundidad en los tirantes de agua se hizo notar la necesidad de nuevas estructuras que permitieran operar a mayor profundidad, así el primer sistema de producción flotante fue instalado en el Mar del Norte en 1975 y el primer sistema de producción y almacenamiento tipo barco fue instalado en 1977 por Shell International en el campo Casteilon, en las costas de España.¹

Historia de la selección de equipos para las operaciones en aguas profundas

La selección de los equipos de perforación se hace de acuerdo a las condiciones ambientales, logística y presupuesto entre otras, analizando, por ejemplo, la necesidad de utilizar árboles submarinos o secos. Ante esta diversidad de situaciones, presentes al momento de operar en aguas profundas, se han desarrollado varias estructuras flotantes que permitieran alcanzar los objetivos.

Las estructuras flotantes pueden clasificarse en aquellas que emplean cabezales submarinos y las que usan cabezales secos. Actualmente muchos campos en el Golfo de México están siendo desarrollados mediante la combinación de árboles secos y árboles húmedos. Los cabezales húmedos surgieron como una solución a los problemas ambientales (viento, oleaje, corrientes), sin embargo se presentaron ciertas limitantes al utilizarlos, limitantes que motivaron a los operadores a crear plataformas flotantes que soportaran el uso de árboles secos. El problema principal es que las plataformas flotantes tienen mucho movimiento durante tormentas extremas lo cual puede ocasionar daños en cabezales secos.

A principio de los años setentas un grupo de ingenieros de California inventaron un sistema flotante el cual podía ser atado al suelo oceánico. Este sistema fue llamado Plataforma de Piernas Atirantadas (TLP, Tension Leg Platform, Fig. 1.3). La primera aplicación comercial de este sistema fue Conoco Hutton TLP en el Mar del Norte en 1984.¹ Los árboles secos son posible en las plataformas de piernas atirantadas gracias a las restricciones de movimiento entre el riser y la plataforma, lo cual permite que las líneas sigan conectadas aun en condiciones de clima extremas.

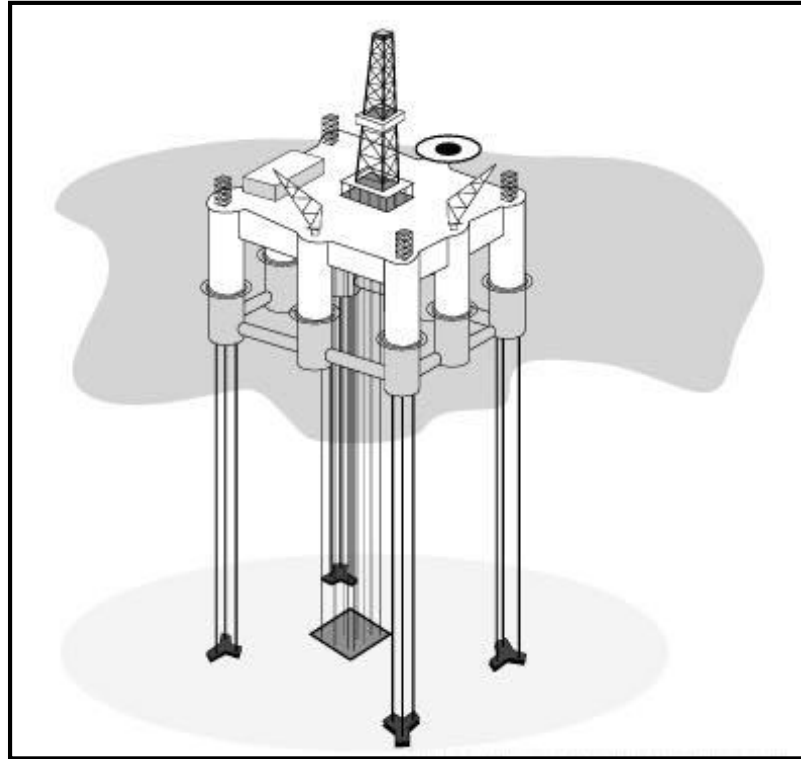


Fig. 1.3 Plataforma de piernas atirantadas

Si bien la perforación en aguas profundas representa un gran reto y puede llegar a representar el 50% del costo de un proyecto, no es posible desarrollar un campo sin las prácticas adecuadas de producción, para la cual, los equipos flotantes de producción difieren a los equipos de perforación, enfocándose los primeros en la parte de almacenamiento y transporte de los hidrocarburos. La mayoría de los sistemas de producción flotantes están concentrados en el “Triángulo de Oro”.

Existen diferentes tipos de estructuras flotantes para el desarrollo de campos en aguas profundas, los sistemas Spar, que son sistemas que operan bajo el principio de una boya, solo han sido instalados en el Golfo de México. Las Plataformas de Piernas Atirantadas en el Golfo de México, el oeste de Africa, el Mar del Norte e Indonesia. Los Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO, Floating Production Storage and Offloading), que son estructuras con forma de barco con facilidades para la producción y almacenamiento operan en casi todas las zonas costa afuera del mundo y las Semisumergibles operan principalmente en el Mar del Norte y Brasil, con la característica de que su sistema de flotación es a partir de pontones. De acuerdo con los registros disponibles los sistemas flotantes están incrementándose a ritmo de 30 equipos por año desde 2006, principalmente en aguas profundas.

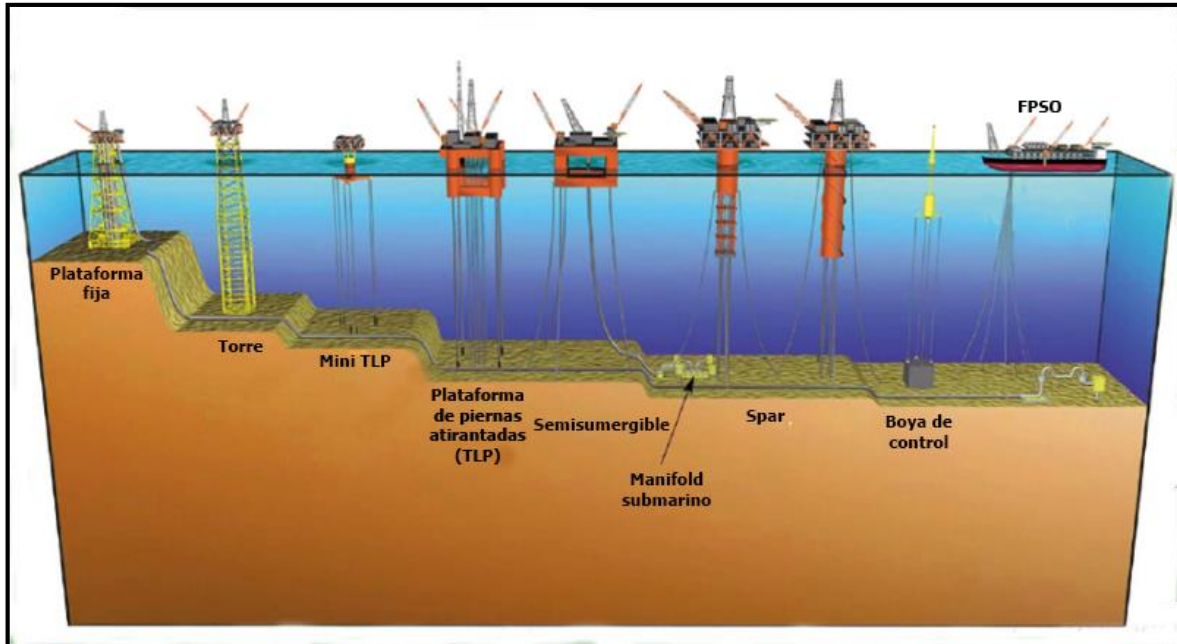


Fig. 1.4 Tipos de equipos para operaciones costa afuera

Desastres costa afuera

Para cualquier empresa, su principal objetivo es maximizar el valor de los activos y asegurar la integridad física del personal, prioridades que se ven frustradas cuando ocurren accidentes catastróficos como el hundimiento de una plataforma. En la historia de la perforación costa afuera han ocurrido varios desastres. Entre los años 1955 a 1968, cerca de dos docenas de unidades móviles de perforación fueron destruidas a causa de las condiciones ambientales. Dentro del periodo de dos años entre 1957 y 1959, únicamente los huracanes Hilda y Betsy provocaron pérdidas de cientos de millones de dólares en perforación, producción y servicios de tubería. Dos semisumergibles se volcaron y hundieron en los 1980s: Alexander Keilland, en el Mar del Norte de Noruega (1980) y Ocean Ranger en Hibernia, Canada (1982). El peor desastre ocurrido fue cuando la plataforma de producción de gas y aceite, la Piper Alpha se incendió en 1988. Se perdieron 167 vidas. En Marzo de 2001, el sistema de mayor tamaño en el mundo, la Petrobras P-36, se hundió en la cuenca Campos con un saldo de 10 vidas perdidas.

Retos en aguas profundas a través del tiempo

El desarrollo de campos en aguas profundas ha implicado grandes retos que se han ido superando con el paso de los años y el desarrollo de nuevas tecnologías. Un reto que ha existido desde que iniciaron las operaciones en aguas profundas es el espacio que hay, en cuanto a tiempos, entre la perforación del primer pozo descubridor y la puesta a producción de campo, por ejemplo el primer pozo perforado en aguas profundas tuvo un tirante de agua de 2000 ft en 1975 mientras que la puesta en producción se llevó a cabo en 1993, 18 años más tarde. Este margen de tiempo se ha visto reducido gracias a las nuevas tecnologías en sistemas de perforación costa afuera y siempre se buscará reducirlo al mínimo por lo cual reducir el tiempo de desarrollo de un campo será siempre un reto latente y de mucha importancia.¹

De acuerdo al desarrollo de las tecnologías, pueden llegar a modificarse conceptos y lo que anteriormente se consideraba difícil puede llegar a resultar cotidiano y otro de los grandes retos de todos los tiempos es perforar en zonas con tirantes de agua cada vez mayores, por ejemplo, en los sesenta las plataformas de producción para tirantes de agua de 100 metros eran consideradas estructuras para aguas profundas y unos cuantos años después, en los setenta, las plataformas eran instaladas en zonas con tirantes de agua cercanos a los 300 metros de profundidad, por ello puede afirmarse que con el paso del tiempo, será necesario enfrentar retos que ahora no están concebidos. Así los nuevos sistemas flotantes serán instalados cada vez a mayor profundidad para alcanzar nuevos objetivos, por citar un ejemplo, en 2005, el sistema de producción instalado a mayor profundidad fue el Nakika de Shell, unidad semisumergible que estaba ubicada a 2133 metros de tirante de agua.¹

Actualmente, en zonas de aguas profundas y ultraprofundas donde los tirantes de agua están por encima de los 500 metros, las estructuras fijas son totalmente imprácticas dando paso a los sistemas flotantes de producción. El incremento en la profundidad del mar trae consigo otros retos, en estas zonas, dado las profundidades en las cuales se opera, los sistemas de risers y anclaje requieren más tecnología, por ejemplo para el sistema de anclaje se requieren materiales con mejores características, por ejemplo, las cuerdas de fibra sintética, las cuales son más ligeras, resistentes y rentables, las cuales están reemplazando a las cuerdas de metal y los risers flexibles están frecuentemente limitados para profundidades de 1800 metros, mientras que los risers de catenaria de acero se están volviendo

cada vez más comunes en aguas profundas y ultraprofundas. Nuevos risers están siendo diseñados a partir de titanio con alta resistencia y características favorables en cuestión de fatiga.

Estructuras empleadas en las operaciones costa afuera

Las estructuras para ambientes marinos pueden definirse en base a dos parámetros independientes, función y la forma en que son instaladas en campo.

Estructuras según su función

La función de una plataforma se refiere al tipo de operaciones que pueden realizarse según el diseño de la misma, por ejemplo, una unidad de producción tiene múltiples funciones, procesamiento, perforación, mantenimiento y almacenamiento. A continuación se mencionan cuáles son los equipos empleados para determinadas funciones.

Estructuras para perforación exploratoria. Para estas operaciones se utilizan las llamadas Unidades de Perforación Móviles para operaciones costa afuera (MODU, Movil Offshore Drilling Unit) alojan grandes pesos en cargas debido a los distintos requerimientos de perforación en las diferentes zonas en las que se presente y son en general diseñadas para poder desplazarse relativamente rápido minimizando los costos. Las MODU cumplen bastante bien con las operaciones exploratorias y tres de las más comunes estructuras de este tipo son barcos perforadores, plataformas autoelevables y plataformas semisumergibles. Los barcos perforadores son autopropulsados y pueden alojar equipo de perforación en la borda. Poseen la ventaja de la capacidad para movilizarse entre estaciones y pueden instalarse y dejar estaciones rápidamente, especialmente si son dinámicamente posicionados. Sin embargo esto es una limitante en malas condiciones climáticas.

Las unidades móviles de perforación semisumergibles, consisten básicamente en cuatro o seis columnas conectadas por medio de pontones horizontales y soportados por una gran cubierta en superficie. La mayoría de estas estructuras no tienen propulsores o posicionamiento dinámico y son transportadas por medio de barcasas o barcos transportadores. Tienen buenas características de movimiento, al permanecer estables en ambientes con velocidades de viento muy grandes y altura del oleaje muy elevada además pueden estar en modo de perforación por mucho más tiempo que un típico barco perforador.



Fig. 1.5 Plataforma semisumergible

Las plataformas autoelevables son remolcadas hasta el sitio de instalación y una vez alcanzado este sitio, las patas autoelevables son bajadas hasta el suelo marino y la cubierta se eleva por encima de la superficie marina. Durante la perforación la plataforma tiene el mismo comportamiento y funcionalidad que una plataforma fija. Sin embargo estas plataformas se encuentran limitadas por la profundidad del tirante de agua, siendo el límite promedio 150 metros.

Sistemas de producción. Cuando se ha terminado de perforar los pozos necesarios para explotar un campo viene la etapa de producción, en aguas profundas la dificultad para instalar redes de recolección se incrementa drásticamente, es por ello que se emplean estructuras flotantes con características especiales de producción, como capacidad de almacenamiento. Estos equipos se encargan de proveer del espacio y las herramientas para hacer producir el campo y administrar esa producción. Así para desarrollar un campo, estos equipos resultan indispensables. Los sistemas flotantes de producción deben cumplir con ciertas características particulares, a diferencia de los sistemas de perforación, por ejemplo, un sistema de producción deberá permanecer en el campo por mucho más tiempo que los sistemas de perforación soportando todo tipo de inclemencias del clima.

Estructuras para almacenamiento. Durante la producción de los campos, en ocasiones se requiere, almacenar temporalmente el crudo antes de ser transportado a la zona continental y ser procesado. Durante los años 90 los FPSO se convirtieron en los sistemas de almacenamiento temporal más populares. Los FPSO son los sistemas flotantes de producción más prolíferos, para el 2002 había 91 instalaciones de este tipo.

Los tanques de almacenamiento pueden encontrarse a presión atmosférica o a una presión mayor, siendo más común la primera. En el tanque de almacenamiento, por segregación gravitacional, el agua se desplaza al fondo, sirviendo como separador básico.

Sistemas de exportación. Para cumplir con este objetivo, en el Golfo de México se ha trabajado para establecer una red de tuberías submarinas a través de las cuales se transportara el aceite producido y llevan la producción a la costa o a otras plataformas.

El problema surge en sitios remotos donde aplicar este método no es económicamente posible. Para esos casos se hace uso de tanques transportadores que generalmente se anclan a la estructura de producción para recibir los hidrocarburos.

Estructura según la forma en que son instaladas en campo

Una de las clasificaciones para las estructuras empleadas en el desarrollo de campos costa afuera es soportadas al fondo o fijas y flotantes. Fijas como las torres retenidas o torres sumisas, neutramente flotantes de como las semisumergibles, los FPSO y las Spar y positivamente flotantes como las TLP.

Estructuras sujetadas en el fondo. Son estructuras rígidas unidas directamente al lecho marino con menor grado de movimiento. A excepción de las estructuras cimentadas gravitacionalmente como lo son las plataformas de concreto, se encuentran unidas y fijadas al suelo marino por medio de la unión de tubos, los cuales soportan el peso de la estructura. Son llamadas fijas cuando su frecuencia natural o movimiento flexible está por encima de la frecuencia más alta de una ola significativa. Se comportan de manera rígida y pueden resistir grandes fuerzas causadas por las condiciones ambientales.

Estructuras flotantes. Las estructuras flotantes tienen varios grados de libertad. Las estructuras neutramente flotantes, como las semisumergibles, Spar y barcos perforadores no son dinámicamente restringidos y permiten la existencia de seis grados de libertad que dependen del tipo de movimiento que se genera sobre los equipos flotantes. Las estructuras positivamente flotantes como las TLP que están amarradas al suelo marino son estructuralmente rígidas, por lo cual se considera la inexistencia de grados de libertad. El tamaño de los equipos flotantes es dependiente de la flotación y la estabilidad.

El acoplamiento de movimientos entre plataforma, riser y sistema de anclaje adquiere mucha mayor importancia conforme la profundidad del tirante de agua se incrementa.

Estructuras flotantes vs estructuras fijas. Las plataformas son únicas en la forma en que son construidas, transportadas e instaladas, en cuanto a que tipo de fuerzas de excitación pueden soportar, cómo responde a este tipo de excitación y difieren también en la forma en que son desmanteladas y recicladas.

Las plataformas fijas soportan las cargas de la cubierta en el material de cimentación que se encuentra debajo, en el lecho marino. Mientras que las plataformas flotantes soportan las cargas en la cubierta gracias a las fuerzas de flotación soportadas por el casco de la estructura.

Tabla 1.1 Estructuras fija vs estructuras flotantes

Función	Fijas	Flotantes
Soporte de cargas	Capacidad de los cimientos	Fuerzas de flotación.
Acceso a pozo	Rígido, conductores hasta cabezales y controles superficiales.	Dinámico, risers submarinos, cabezales submarinos o controles superficiales.
Condiciones ambientales	Resistente por las fuerza de la estructura y cimientos.	Resistente por inercia y estabilidad de la embarcación y fuerza del anclaje.
Construcción	Estructura tubular, fabricadas en parques industriales.	Construidas verticalmente, a través de placas planas.
Instalación	A través de barcazas.	Transporte húmedo o seco, generalmente remolcado al sitio con conectores preinstalados al anclaje.
Regulaciones	Prácticas de la industria petrolera y regulaciones petroleras gubernamentales.	Prácticas de la industria petrolera, regulaciones petroleras gubernamentales, Regulaciones Marítimas de Guarda Costas e Internacionales.

En las estructuras fijas las operaciones en el pozo son muy similares a las operaciones en tierra, con la limitación del espacio, donde las tuberías conductoras son extendidas hasta la cubierta de la estructura. Los sistemas flotantes necesitan risers dinámicos para conectarse con los cabezales submarinos. Producción y perforación requieren un complemento en la línea de lodo para la tubería de revestimiento superficial. El sistema de control de pozos puede llegar a ser muy costoso debido a necesitar control submarino o la necesidad de embarcaciones con un movimiento bajo y controlado.

En el diseño, las estructuras fijas deberán ser capaces de soportar rígidamente las condiciones ambientales y generalmente se da un peso mayor al efecto de las olas para tal objetivo mientras que para las estructuras flotantes además de considerar las cargas gravitacionales en la cubierta y las condiciones ambientales, se deben tomar en cuenta las cargas inerciales debido a la aceleración de un cuerpo en movimiento, dado que los sistemas flotantes responden dinámicamente a los eventos ambientales.

Así, mientras las estructuras fijas diseñadas para aguas someras, aplican básicamente las leyes de la estática, la mayoría de las estructuras flotantes consideran, además, las leyes de la dinámica. El control del peso es más importante en el diseño de una estructura flotante que de una móvil. Los sistemas de anclaje son requerimientos únicos para sistemas flotantes.

Otra característica única de las estructuras flotantes es que típicamente pueden ser desconectadas de un sitio e instaladas en un nuevo lugar de trabajo. El desmantelamiento de las plataformas fijas implica removerla en parte o entera requiriendo el uso de equipo pesado de levantamiento. Resulta muy costoso reinstalar una plataforma fija en un nuevo sitio de perforación.

Equipo submarino empleado en la perforación en aguas profundas

En operaciones costa afuera se emplean dos tipos de árboles, secos y húmedos. Los árboles secos que son instalados en plataformas cuyo movimiento está restringido, estructuras como las TLP y Spar. Por otro lado los árboles húmedos se instalan en plataformas semisumergibles y barcos perforadores, dado que oponen menor resistencia al movimiento causado por el oleaje, el viento o las corrientes marinas.

En aguas profundas, si se tienen arboles superficiales, debido a la magnitud de los tirantes de agua y las condiciones ambientales, el movimiento de las plataformas puede resultar dañino para todo el equipo ya que este se moverá junto con la plataforma y no sería posible una desconexión rápida de la misma, una solución a este problema es el uso de árboles húmedos, los cuales son instalados y fijados al suelo marino para evitar su movimiento, impidiendo así que el oleaje, las corrientes marinas o el clima pongan en riesgo la integridad del pozo y la seguridad del personal. A continuación se describen los principales componentes submarinos empleados en la perforación.

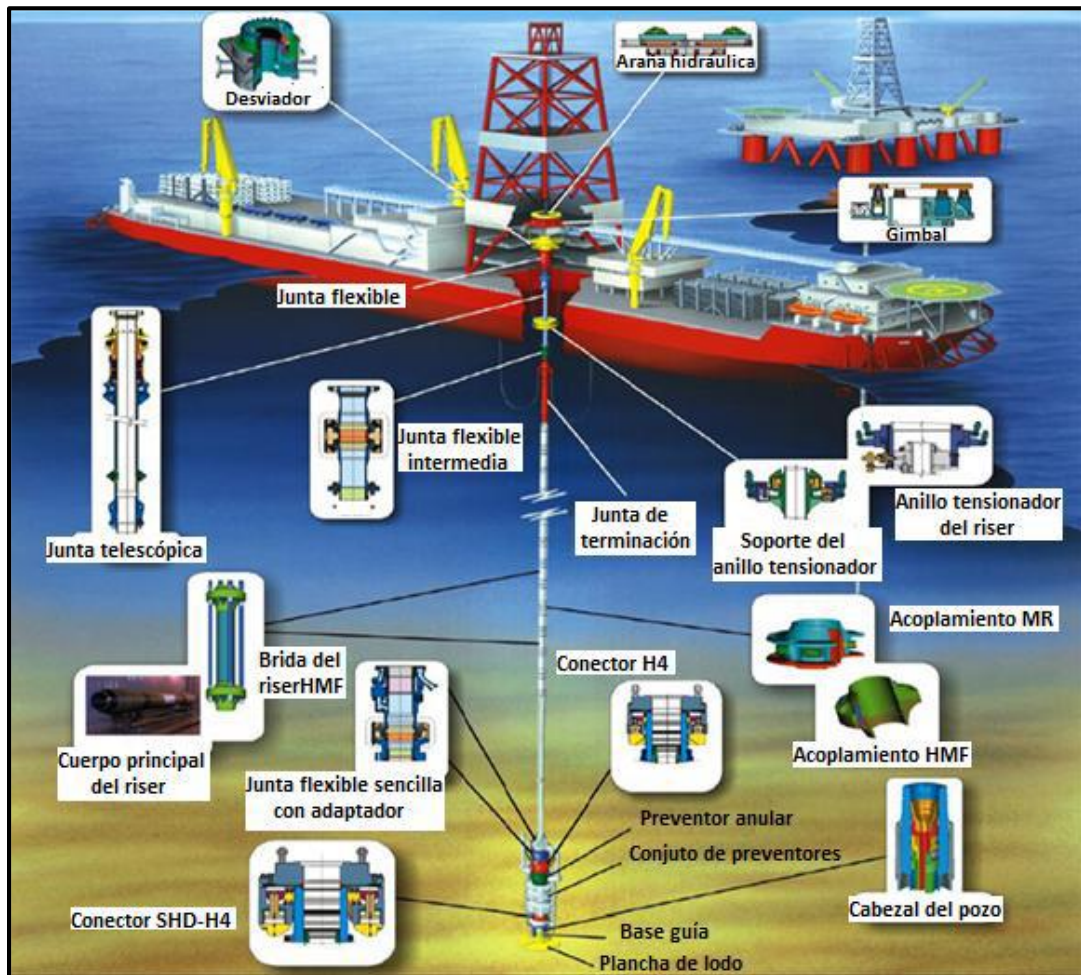


Fig. 1.6 Componentes del equipo para aguas profundas

Componentes en el suelo marino

Las herramientas que forman parte de este grupo tienen la función de proveer estabilidad, seguridad e integridad al pozo, así como permitir las operaciones necesarias durante la perforación. En

operaciones de perforación en aguas ultra profundas, es muy difícil instalar árboles secos debido a la inestabilidad de los equipos flotantes que pueden operar en tirantes de agua de tales magnitudes. Por tal motivo, bajo estas condiciones se usan árboles húmedos para la perforación. A continuación se presentan los elementos principales empleados como equipo submarino para las operaciones de perforación costa afuera y más adelante se presentan las distintas plataformas que operan a diferentes profundidades.

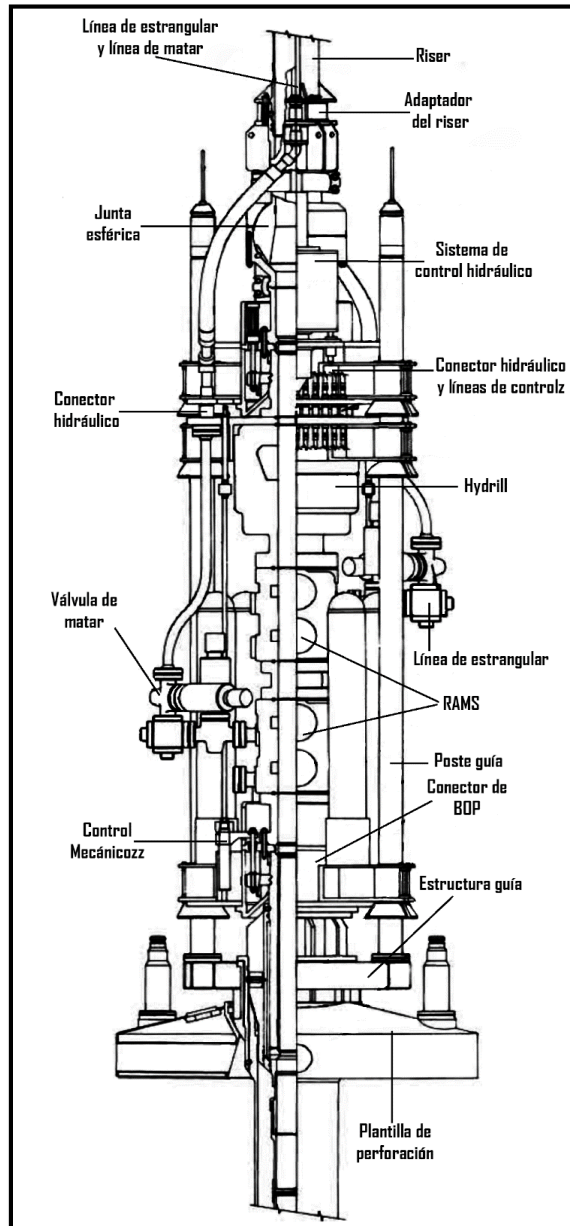


Fig. 1.15 Componentes del equipo submarino

Plantilla de perforación o base guía temporal (Drilling Template). Es la primera pieza del equipo bajada al suelo marino una vez que el equipo flotante de perforación es posicionado en la zona correspondiente. Esta herramienta es bajada con la tubería de perforación junto con tres o cuatro líneas guía. Funciona como ancla para las líneas guías y como cimiento para la base guía permanente. En el centro cuenta con una abertura a través de la cual pasa la barrena. Dado que el suelo oceánico no es compacto, esta pieza, proporciona un área de trabajo consolidada que da soporte estructural al resto del árbol.

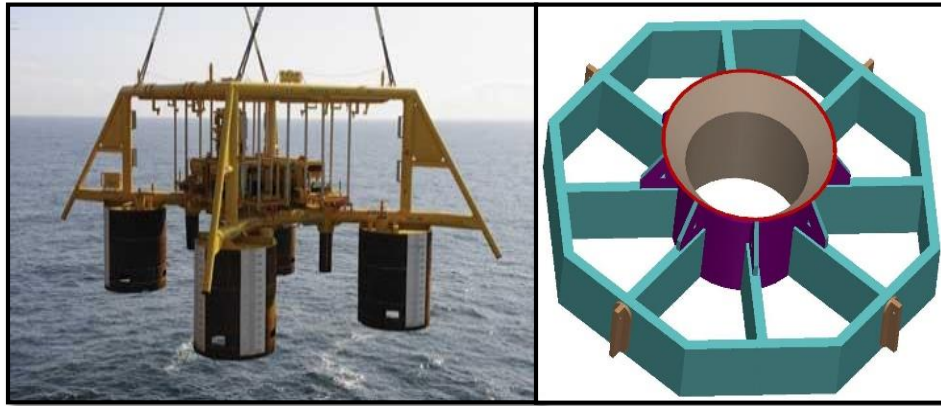


Fig 1.7 Plantilla de perforación

Estructura guía (Base guía permanente o Permanet Guide Base). Esta estructura es bajada con líneas guía y está unida a los postes guía. La base guía permanente es asentada sobre la plantilla de perforación (drilling template) y sirve como alojamiento del cabezal del pozo. Debido a que las líneas guías están unidas a esta estructura, otros equipos, como los preventores, pueden ser guiados hasta el cabezal del pozo. La estructura en cuestión está provista con cuatro postes relativamente flexible que son capaces de soportar cierto grado de impacto sin sufrir un daño permanente. La estructura guía está diseñada con un superficie esférica en el fondo, lo cual permite que esta encaje verticalmente cuando la plantilla de perforación se encuentre asentada con cierto ángulo de inclinación. Esta esfericidad permite también desviar las acumulaciones de cemento y regresarlas horizontalmente a través de tuberías en la plantilla de perforación.

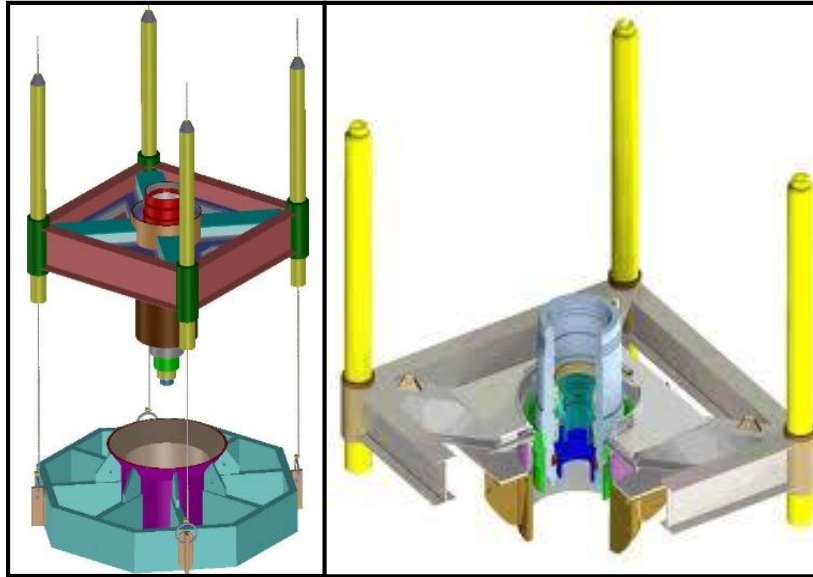


Fig 1.8 Base guía permanente

Cabezal de tubería de revestimiento. Son partes de la instalación que sirven para soportar las tuberías de revestimiento (TR) y proporcionar un sello entre las mismas, así como permitir la suspensión de la sarta de tubería de revestimiento y mantener el espacio anular cerrado. Los cabezales son provistos para alojar tres sarta de TR. El cabezal de TR es ensamblado mediante un conector hidráulico y es bajado gracias a un adaptador en la tubería de perforación.

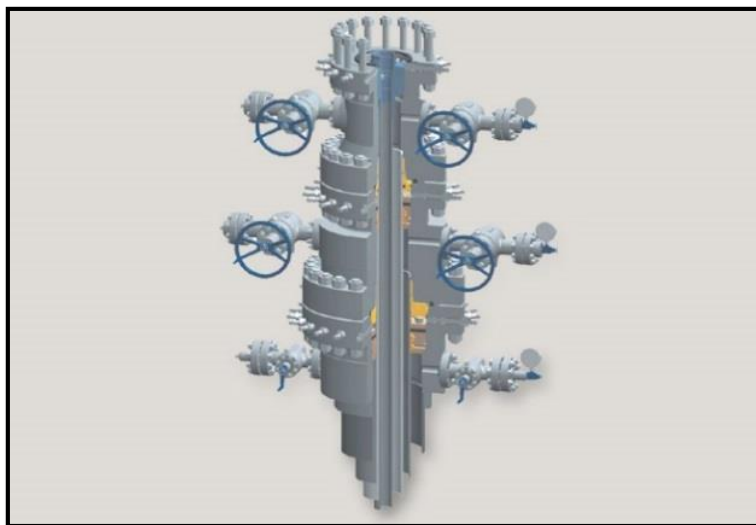


Fig. 1.9 Cabezal de tubería de revestimiento

Conjunto de preventores de brotes. Representan el conjunto de válvulas instaladas en el cabezal del pozo para prevenir el escape de fluidos en alta presión, a través del espacio entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación o el agujero descubierto durante las operaciones de

perforación o terminación. Estos son conectados al cabezal de TR mediante un conector operado hidráulicamente. Este conector está equipado con un sello primario de tipo metal-metal y por un sello elástico secundario activado de forma independiente. El sello secundario no es activado al menos que el sello metal-metal esté dañado. Los componentes de los preventores de brotes generalmente están compuestos por cuatro arietes y un preventor anular bajo condiciones normales de perforación. Tres arietes inferiores tienen diferentes diámetros de acción y el cuarto que se encuentra en la parte superior es un ariete ciego. Se encuentran presente también dos válvulas de matar entre dos arietes inferiores y dos válvulas de estrangular se colocan debajo del ariete ciego. Las cuatro válvulas pueden ser operadas independientemente a través de un sistema de control hidráulico. Cabe mencionar que lo planteado anteriormente es un arreglo típico, sin embargo en la industria existen variados tipos de arreglos que se adecúan a las condiciones presentes durante la perforación.

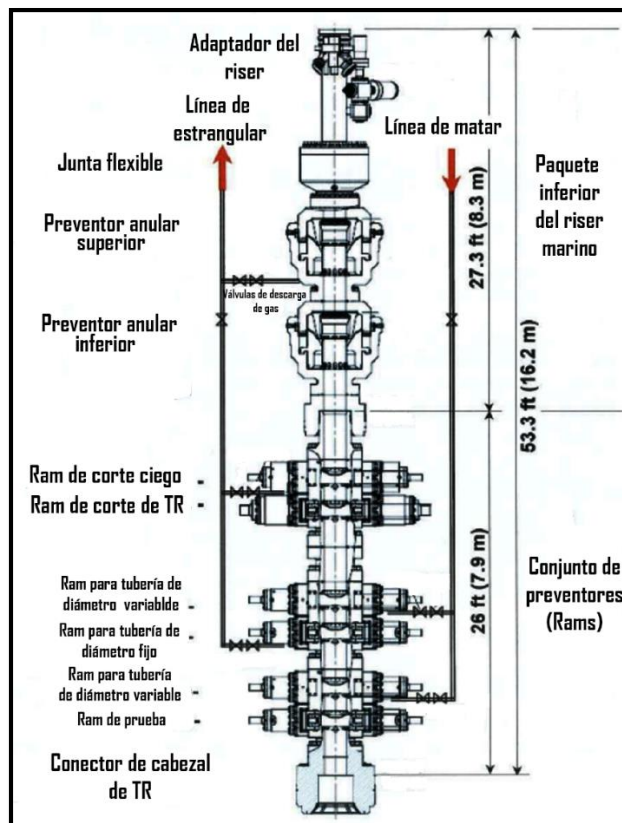


Fig. 1.10 Conjunto de preventores de brote

Conector del riser. El conector de riser es básicamente el componente que se encarga de unir al sistema de preventores con el riser y de igual manera une el riser con la superficie. Junto con el ensamble del conector del riser se ensamblan todas las líneas hidráulicas de control, las líneas de

estrangular y las líneas de matar. Todas las líneas de control recorren todo el riser, por lo que van desde el fondo marino hasta la superficie, de modo que se operan generalmente desde el equipo flotante de perforación.

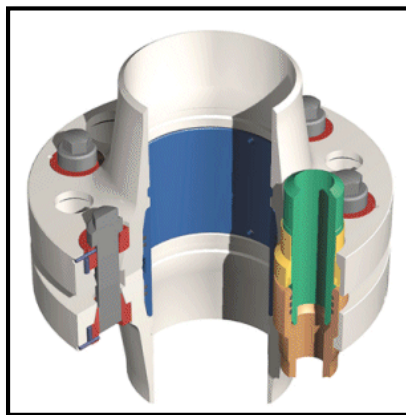


Fig. 1.11 Conector del riser

Junta esférica. Esta junta es montada sobre el conector del riser permitiendo un movimiento relativo entre el árbol submarino y el riser. Une de forma flexible el riser con el conjunto de preventores, favoreciendo con esto la resistencia del equipo submarino a los movimientos laterales causados por el oleaje y las corrientes. La junta esférica está balanceada a determinada presión por medio de un fluido suministrado desde superficie para contrarrestar las fuerzas de flotación que se encuentran actuando sobre la misma.

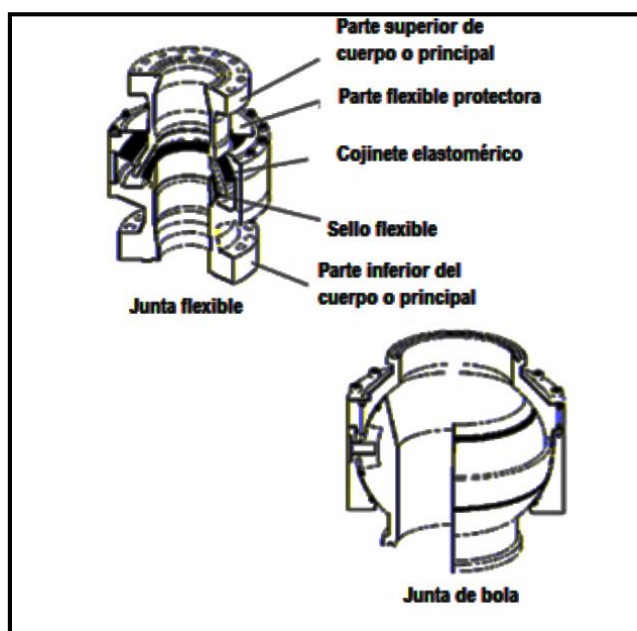


Fig. 1.12 Junta esférica

Sistema de riser

Cumple con la finalidad de llevar los fluidos del agujero a la plataforma, corresponde al grupo de componentes que impiden el contacto con el agua de mar y conectan la superficie con el fondo marino. Los componentes principales se mencionan a continuación.

Riser. El riser es un conjunto de secciones tubulares que va desde el fondo marino hasta la superficie. En superficie se conecta con el equipo flotante de perforación y en el fondo marino va conectado con el conjunto de preventores. Sirve como conducto del fluido de perforación y además en él van las líneas hidráulicas de control, las líneas de matar y las líneas de estrangular. Está equipado con aditamentos necesarios para evitar la ruptura a causa del oleaje como son la junta flexible y la junta telescópica. Las juntas del riser se conectan sencillamente mediante cuatro tornillos.

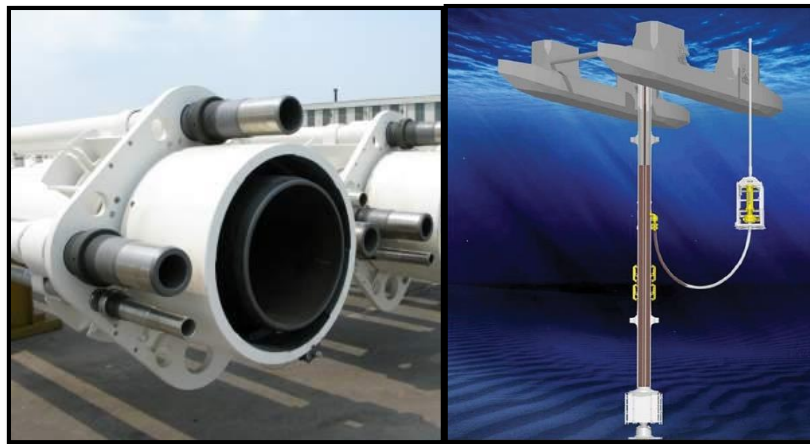


Fig. 1.13 Riser

Junta telescópica. Se emplea para amortiguar el movimiento vertical del equipo flotante, este movimiento puede ser causado por las olas, las corrientes o el viento. Se encuentra instalada en la parte superior de riser. Consiste en un barril interior unido al piso de la estructura flotante y un barril exterior unido al riser.

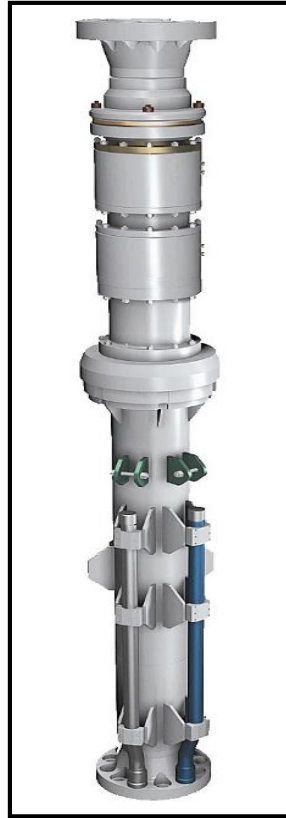


Fig. 1.14 Junta telescópica

Sistema guía

Es necesario para llevar los componentes del árbol submarino desde la plataforma hasta el suelo marino. Hay tres tipos básicos de sistemas guía: 1. Líneas guía; 2. Introducción de tubería a presión; y 3. Centralización. El sistema de líneas guías es el que se emplea con mayor frecuencia y está catalogada como la técnica probada más eficiente.

Para ello, cuatro líneas guías son sujetadas a la estructura guía y las líneas temporales van sujetadas a los postes situados en la base guía temporal.

Compuesto principalmente por los postes guías y las líneas guías. Estas líneas se encuentran unidas a la base guía temporal y a la base guía permanente, su función principal es ayudar en el posicionamiento exacto de los equipos empleados durante la perforación.

Equipo de emergencia

En todo tipo de operaciones de perforación se deben tomar las medidas adecuadas para mantener el control en situaciones de emergencia, que pueden ser provocadas por falla mecánicas o por errores humanos. En operaciones en aguas profundas es primordial mantener el control de los componentes que se encuentran en el suelo oceánico y cuando se ha presentado algún accidente es necesario poseer la capacidad de reestablecer el control. El factor que hace diferente la cuestión de seguridad en la perforación en aguas profundas es la redundancia, dada la complejidad del desarrollo de las operaciones en estas áreas es indispensable hacer énfasis en la seguridad principalmente a causa del difícil acceso a los sitios de perforación.

Sistema de control hidráulico. Como cualquier sistema de control debe ser redundante, posee, generalmente, dos líneas unidas a dos pods de control submarinos. Estos aparatos son utilizados para accionar los preventores. Cada pod de control puede ser recuperado o reemplazado sin afectar las operaciones de otros sistemas y sin la necesidad de detener las operaciones de perforación.

Conectores hidráulicos. Tanto los conectores del riser como los conectores de los preventores poseen dos sistemas independientes de desconexión. Además, los preventores poseen un sistema de desconexión mecánico manual capaz de ser accionado mediante herramientas ubicadas en el conector del riser.

Conector de emergencia hidráulico. En el caso de un fallo en ambos sistemas hidráulicos, un contenedor es colocado en el conector del riser para que una sonda pueda ser corrida en la tubería de perforación para reestablecer el control hidráulico. Este sistema es principalmente diseñado para una liberación de emergencia del conector del riser, pero también puede ser utilizado para cerrar los arietes ciegos o de tubería, dependiendo de las condiciones del pozo.

Retos en la perforación de pozos en aguas profundas

La perforación en aguas profundas presenta complicaciones diferentes a la perforación en tierra o en aguas someras, debidas principalmente a:

- Las características geológicas de las formaciones que se perforan, como son una estrecha ventana operativa y los influjos de agua someros.

- La complejidad del acceso a los sitios de perforación, dado que sus ubicaciones están muy alejadas del continente. Ocasionan principalmente la necesidad de un alto nivel de logística sin tiempo para planes espontáneos.
- La presencia de tirantes de agua tan grandes, que se traduce en la necesidad de nuevas tecnologías en estructuras flotantes que permitan las operaciones a tales profundidades, así como risers fabricados con materiales que le den mayor resistencia.
- Las condiciones ambientales que afectan principalmente a la plataforma de perforación y al riser.

Predicción de la presión de poro antes de la perforación

La mayoría de los problemas en la perforación están relacionados con el pozo y las geopresiones para lo cual es necesario utilizar estudios antes de la perforación, modelos y mediciones en tiempo real para mitigar eventos desfavorables.

La industria en algunas ocasiones tiene escasez de adecuados diseños de hidráulica de perforación y el manejo de la densidad equivalente de perforación, para pequeños márgenes de perforación, se encuentra en muchos de los casos de perforación en aguas profundas. La correcta predicción de geopresiones es sumamente importante.

Los costos relacionados con la tubería de revestimiento y la dependencia con la misma en caso de contingencia son reducidas puesto que se tienen mejores elementos para hacer diseños de TR con más exactitud, reduciendo el número de secciones de TR y empleando el grado de TR adecuado para las condiciones presentes sin tener que asignar tuberías con resistencia de sobra e innecesaria. Gracias a la predicción correcta de presión de poro, se puede llevar a cabo el adecuado diseño de la tubería de revestimiento, a consecuencia de esto es posible alcanzar las zonas objetivo con tamaños óptimos de agujero para maximizar la producción. Una exacta predicción de la presión de poro minimiza el tiempo de no-producción.

Las alternativas para obtener una predicción de la presión de poro antes de la perforación, incluyen, pruebas de campo y análisis de resultados. Los datos y parámetros de sísmica pueden ser empleados para identificar información de presión de poro lejanas después de que el sitio de perforación ha sido seleccionado. Si existen pozos cercanos, otra buena opción para predecir las presiones de poro es correlacionar estos pozos.

Otras tecnologías alternas incluyen estudios de ondas magnéticas y eléctricas, estudios y monitoreo de sismos, el estudio de las ondas P y S, investigaciones relacionadas con estudios de gradientes de fractura, etc.

Influjos de agua someros (IAS)

Los IAS se presentan a poca profundidad en zonas con presiones anormales, que surge con arenas altamente presurizadas y formaciones poco resistentes. La sobrepresión se da a causa del encapsulamiento del agua en los poros de las arenas, que no permite la liberación de presión en ningún momento y tal presión se ve incrementada a causa de la presión de sobrecarga. Si la presión de poro no es controlada entonces las formaciones de areniscas comenzaran a fluir. Esto puede conducir a derrumbes de la formación de areniscas, una mala cementación, daño a la tubería de revestimiento por corrosión, etc.

Dos de las formas de enfrentar el problema de los IAS son, sin riser, con un sistema desviador poniendo un conector en la tubería de perforación. La otra alternativa es con riser, utilizando una válvula de descarga en el riser para alcanzar la cima del lodo de perforación.

El método más común para el control de este problema es la perforación sobre balance que consiste en bombear lodo más pesado que el agua de mar a través del agujero.

Anclaje

Los sistemas de anclaje necesitan ser fácilmente instalados, confiable, recuperable y de un costo relativamente bajo. Los sistemas de anclaje se emplean, para soportar las condiciones ambientales (viento, oleaje, mareas) impuestas; con el propósito de mantener la plataforma marina lo más fija posible y así permitir las operaciones de la forma más adecuada posible.

La distinción entre los requerimientos de una unidad móvil de perforación costa afuera y las operaciones de producción serán factores importantes en el diseño del anclaje. El diseño del anclaje tiene que contemplar el correcto acoplamiento entre el sistema flotante de perforación y el riser en movimiento, y encontrar el punto débil del sistema. El análisis de posibles fallas tiene que incluir como ocurrirá dicha falla y bajo qué condiciones se esperan esos errores.

El sistema de anclaje en las plataformas en áreas propensas a sufrir eventos peligrosos en temporada de huracanes requiere una planeación cuidadosa para salvaguardar al personal y equipo.

Algunas de las estrategias para un correcto anclaje son las siguientes:

1. Anclas flotantes.
2. Empotramiento.
3. Anclas de pilotes.
4. Posicionamiento dinámico.
5. Materiales de anclaje.

El área de trabajo y la capacidad en un sistema flotante de perforación son limitantes para la implementación de sistemas de anclaje.

Predicción y monitoreo de la presión anular

Como resultado de los desarrollos en los modelos de monitoreo y predicción anular se puede obtener un incremento en la eficiencia y mejorar el control del pozo. El control de procesos asistidos por computadoras debe contar con sistemas para alertar a los perforadores acerca de datos de presión significativos en el espacio anular. Se establece un modelo que permitiría indicar cuando algún cambio de los parámetros de perforación en operaciones es necesario.

El modelo, el cual influenciaría los controles de procesos, dependerá de las mediciones de presión y temperatura, las velocidades de circulación, reología y densidad del lodo de perforación. La información debería ser obtenida de herramientas medidoras de presión mientras se perfora, en la zapata, en la superficie y en la línea de lodo. La predicción de la presión anular proporciona a los operadores la capacidad de hacer viajes, circular y resumir operaciones de forma oportuna y sin problemas.

Ante el evento de un influjo, la predicción de la presión anular permitiría al perforador controlar o matar el pozo sin experimentar un segundo influjo o pérdida de circulación. Esto es posible si el perforador tiene información exacta de la presión anular y es capaz de mantener un estrecho margen entre la presión y las pérdidas de circulación.

El sistema requiere de la automatización de las operaciones del malacate, bombas de lodo y estrangulación

Problemas ambientales y climatológicos

Los problemas ambientales han ocasionado más de un problema operativo en los últimos años. Las operaciones son fuertemente impactadas con corrientes que exceden velocidades de 2 nudos (2.704 kilómetros por hora). Por lo tanto es primordial tener un sistema de detección de corrientes que podrían dañar las operaciones.

Algunas plataformas dinámicamente posicionadas, se encuentran ensambladas a un riser móvil para permitir cierto grado de movimiento causado por las corrientes mediante la junta flexible. Mientras el riser se encuentre conectado al sistema flotante, estará expuesto al movimiento causado por el efecto de la corriente sobre la plataforma, de tal forma que la parte más inferior del riser estará sometido a un gran esfuerzo.

Una manera de prevenir el deterioro de los equipos causado por las corrientes marinas pueden ser empleados protectores para tubería de perforación no rotatorios. Estos protectores efectivamente expandidos, hacen que la tubería de perforación quede fijada a la tubería de revestimiento o riser impidiendo el movimiento del riser, de tal modo que la limitante en los trabajos con corrientes marinas se convierte en un sistema de anclaje y no en ángulos en la junta flexible.

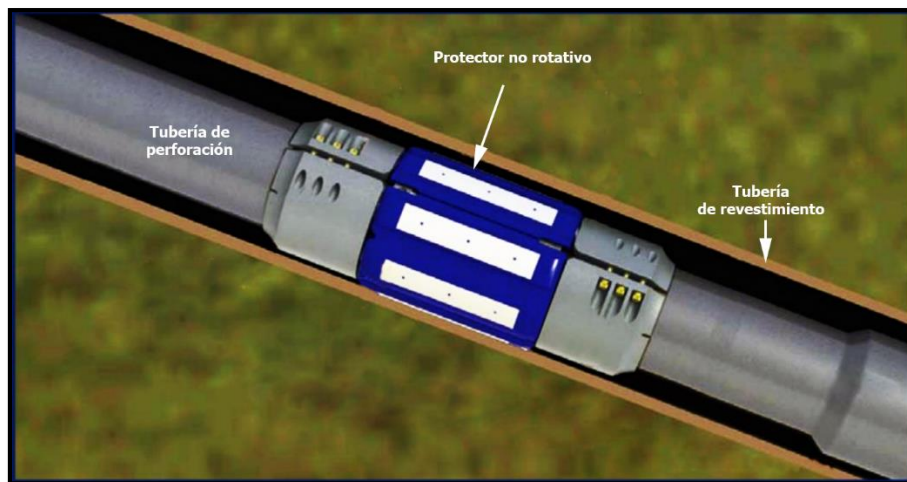


Fig. 1.16 Protectores de tubería de perforación no rotatorios

Algunos operadores emplean fairings para reducir el vórtice producido por la vibración y que también son capaces de reducir las fuerzas de arrastre causadas por las corrientes. Pueden considerarse como rompedores de corriente dada la forma que poseen. Estos son instalados generalmente en la zona de corrientes muy fuertes y continuas, no a lo largo de todo el riser.

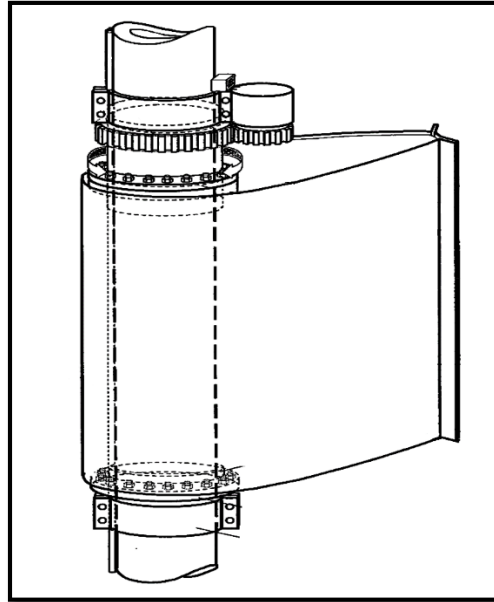


Fig. 1.17 Fairings

Un efecto más de las condiciones ambientales sobre las operaciones en aguas profundas se aprecia cuando los sistemas de anclaje de las plataformas fallan y éstas se desconectan. Eventos como tales han venido incrementándose en los años recientes, lo cual es un indicador de que los sistemas de anclaje de tiempos pasados ya no son aceptables bajo las condiciones ambientales presentes en los años recientes.

El movimiento de las plataformas a causa de las corrientes marinas, el oleaje y el viento es un reto constante en la perforación en aguas profundas, el cual es aún peor en presencia de huracanes y afecta principalmente a los sistemas neutralmente flotantes (semisumergibles, FPSO y Spar). Para restringir este movimiento y con ello evitar daños al equipo se emplea una tecnología que ha tomado mucha importancia en los últimos años, conocida como posicionamiento dinámico, lo cual deja ver que es una tecnología confiable y eficiente. El sistema consiste en propulsores y sensores que se encargan de poner al equipo de forma adecuada y en la ubicación correcta para las operaciones en las que debe trabajar. La ventaja más clara de estructuras con posicionamiento dinámico sobre estructuras fijas es la capacidad de dejar el sitio en caso de presentarse una emergencia que viene implícita en su capacidad de movilidad.

Problemas mecánicos

El sistema de manejo de tubería y top drive, son en ocasiones una fuente de inactividad en las plataformas. El sistema de manejo de tubería es automatizado, lo cual reduce el riesgo de la tripulación. Sin embargo, el manejo del top drive es computarizado. La gran variedad de factores que influyen en el manejo de estos equipos hace que la tarea se vuelva muy compleja, de tal manera que la computadora se convierte en el hombre crítico en la plataforma, de tal forma que al fallar los sistemas de cómputo, las operaciones prácticamente se detendrían.

Las reparaciones son otro factor importante, no siempre hay personal calificado para llevar a cabo una reparación, por lo cual se debe tener un plan en caso de necesitarla. En aguas profundas el tiempo de inactividad es demasiado costoso y a menudo conviene más cambiar una unidad que repararla.

El espacio en las plataformas disponible para las operaciones es limitado, por tanto es necesario que la planeación de la distribución de espacios este controlado. El almacenamiento innecesario no deberá existir en lugares donde un lugar puede hacer la diferencia entre pagar mucho por el transporte de tubería o poder mantenerla en la estructura flotante para emplearla en poco tiempo.

Conforme la profundidad total de los pozos perforados se ha incrementado, de igual manera el peso de la sarta de revestimiento. Por esto existe la necesidad latente de incrementar la capacidad de los asientos para sargas y la capacidad de dirigir el peso causado por derrumbes hacia esos equipos. De tal manera que los asientos para sarga se están convirtiendo también en una significativa porción del peso de la sarta en aguas profundas. Es de suma importancia considerar que los derrumbes pueden hacer fallar la tubería de perforación debido a los grandes esfuerzos a los cuales está se encuentra sometida.

Problemas de revestimiento

Se ha experimentado el fallo de la primera junta de TR bajo el cabezal submarino, la causa de ello aún no se entiende a la perfección pero se piensa que es debido a fatiga térmica. Una posible solución para ello es utilizar juntas de mayor espesor de pared pues esto ayudara a disipar el calor con mayor facilidad.

El incremento en el torque y el incremento en la velocidad de rotación de la tubería de perforación contribuyen al daño en la TR.

Es indispensables cuidar el colapso de la TR, este problema se puede presentar por factores tales como colapso en la base de sal, por presencia de brotes, al pasar por zonas de presiones anormales no previstas, la TR también ha colapsado cuando se abandona el pozo por condiciones ambientales. En general se presentan más situaciones de colapso de TR que en pozos perforados en aguas someras, por tanto correr TR con mayor resistencia es una medida relativamente menos costosa.

Problemas de la formación

La mayoría de los pozos perforados en aguas profundas tienen muy poco margen entre el peso requerido del lodo y el gradiente de fractura. Trabajar con márgenes tan cerrados puede ser un problema pero la tecnología hace posible que estas complicaciones se vean disminuidas, un ejemplo es la medición de la presión mientras se perfora que provee de una imagen de la presión presente en el agujero pudiendo con ello saber cuál es la densidad de lodo más adecuada, de la misma forma conocer la densidad equivalente de circulación y la densidad estática crean la posibilidad de trabajar cada vez con márgenes más cerrados.

La presencia de asfaltos en la formación también viene a ser un problema a la hora de revestir el agujero complicando la corrida de la TR debido al arrastre que se genera. Algunas posibles soluciones son correr una zapata abierta o cubrir la tubería con algún producto.

Un factor más a tomar en consideración es la presencia de sal, que puede generar problemas como vibraciones en la sarta de perforación, ensamble de perforación apretado por afluencia de sal, variaciones en la presión de poro en formaciones superiores o inferiores a la sal (zonas sobrepresionadas o con presiones anormales bajas). Con la experiencia se llegó, en algunas ocasiones, a considerar la sal como una ventaja al perforarla por la diferencia con el bajo gradiente de presión de las formaciones adyacentes. Por otra parte, las vibraciones pueden ser controladas con mejores diseños de barrenas u orientar las herramientas de perforación para hacer un agujero tan recto como sea posible.

La fluencia de sal se controla con el incremento del peso del lodo de perforación, las zonas subsalinas con presiones anormales son detectables con sísmica superficial. Otra forma es correr el máximo peso de lodo permisible, así aunque se encontrara una formación sobrepresionada el brote quedaría limitado.

Para pozos en aguas profundas, las herramientas de registro deben ser capaces de resistir condiciones de presión y temperatura diferentes a las que hay en pozos convencionales, condiciones que no corresponden al gradiente geotérmico dado que en el fondo marino la profundidad del agua genera bajas temperaturas y en el espacio anular el peso de la columna de fluidos desde la superficie hasta el fondo genera una presión al inicio de la perforación pudiendo llegar a fracturar la formación. Tales condiciones de presión y temperatura llegan a dañar el equipo empleado en la toma de datos para la evaluación de la formación. Por lo tanto se presentan nuevos problemas y oportunidades en el desarrollo de equipo para adquisición de datos que resistan tales condiciones.

Problema de riser y cementaciones

Conforme la profundidad en la perforación se incrementó, se incrementó la complejidad en las cementaciones. Las sartas de revestimiento muy grandes requieren tapones de limpieza más grandes, lo cual hace más difícil la eficiencia de perforación. Con frecuencia al desplazar el cemento se pierde gran parte del lodo de perforación pues la formación admite al lodo y esto se debe al hecho de trabajar tan cerca del gradiente de fractura. Una solución es dejar de usar tapones estándar y usar una tubería interior en tubería de perforación y por ella bombear el cemento así el volumen de lodo asociado con el cemento desplazado puede ser reducido en un 90%.

En el esfuerzo de minimizar el volumen de lodo perdido e incrementar la probabilidad de un trabajo de cementación exitoso, el uso de zapatas auto llenadas y herramientas de flujo cíclico se han vuelto ampliamente aceptables. Estas herramientas permiten a la TR y a la tubería de perforación ser llenadas desde abajo y con esto eliminar el efecto pistón de la corrida de la tubería.

Retos gerenciales y consideraciones en la gestión

Mientras los pozos y profundidades de tirante marino sigan incrementando, los requerimientos de estructuras flotantes de perforación deberán obtenerse. Para ello es necesario programas de plataformas entre compañías, contratos creativos con vendedores, diseños de pozo extremadamente detallados, selección de lodos aptos y programas de lodo así como comunicación entre todos los miembros del equipo. Tener planes de contingencia con otros operadores para prevenir retrasos en las agendas de las plataformas.

La solución a problemas potenciales deberá ser planeada estratégicamente como una contingencia y el tiempo de reacción debe ser minimizado.

Con el análisis adecuado de experiencias pasadas, es posible reducir el costo de los pozos, lo cual es vital para la supervivencia de la perforación en aguas profundas como industria y como una ventana comercialmente viable.

En la gestión de la logística en cuanto a la perforación de pozos en aguas profundas, uno de los parámetros a considerar es la intención de eliminar la existencia del tiempo no productivo. Debido a los elevados costos de la renta del equipo un día improductivo se convierte en grandes pérdidas. Por tanto, planear cada detalle es un trabajo muy riguroso y de vital importancia que debe cumplir con la finalidad de tener todas las herramientas necesarias, en el momento adecuado, para llevar a cabo la operación indicada bajo los estándares de calidad y seguridad que indican las normas establecidas.

Ingeniería de fluidos de perforación

Los fluidos de perforación son considerados uno de los factores más importante en la perforación de pozos exitosos en aguas profundas. El control del agujero desde el inicio de la perforación hasta el revestimiento del mismo, es primordial para la reducción del tiempo no productivo.

Siguiendo la filosofía de “pagar ahora o pagar después” se sabe que los fluidos de perforación deben ser implementados como medio preventivo y no como medio correctivo. Para mantener las propiedades reológicas y las concentraciones químicas además de controlar factores tales como la imbibición de lutitas se tienen que prevenir las pérdidas masivas de lodo, viajes de acondicionamiento reducidos y eliminación de problemas del agujero asociados con la evaluación del pozo. No existe un tipo de materiales definidos para la elaboración de los fluidos de perforación (fluidos base aceite, base agua o sintéticos), deben realizarse estudios de laboratorio y análisis de campo para emplear y mantener un fluido de perforación que sea capaz de generar los resultados deseados y minimizar los problemas de perforación. La selección de un fluido de perforación adecuado es crucial en aguas profundas dada la estrecha ventana operacional que se presenta. Donde de igual manera la restricciones ambientales juegan un papel de suma importancia.

Los fluidos de perforación base agua son también eficientes, sin embargo estos requieren ciertos productos para mantener algunas condiciones dentro del pozos, condiciones como evitar pérdidas de circulación y limpieza del agujero.

Debido a los extensivos programas de registros asociados a los pozos en aguas profundas los lodos sintéticos se usan en la perforación de los intervalos productores, además de que estos fluidos ayudan al control de pérdidas de circulación y reducen la invasión en las zonas productoras, al igual que en la obtención de núcleos de mayor calidad, también son fluidos útiles en situaciones extremas en operaciones de sobrebalance en pozos subsalinos.

Preocupaciones en cementaciones e hidráulica en aguas profundas

La mayoría de los problemas en la perforación costa afuera son relacionados con la presión (control de pozos, pérdidas de circulación, atascamiento de la tubería, estabilidad del agujero). Adicionalmente un pobre desplazamiento de cemento es un serio problema si no se considera la compresibilidad del lodo durante la cementación.

Los problemas de perforación asociados con las presiones en el pozo dejan considerables pérdidas de tiempo, lo cual es muy perjudicial en aguas profundas donde los costos pueden exceder los \$400,000 por día.

Deben hacerse las consideraciones necesarias y tener presente que en aguas profundas la temperatura en el lecho oceánico es muy baja y la línea de lodo puede cerrarse como consecuencia del congelamiento.

Otros retos técnicos

Muchos de los pozos perforados en aguas profundas atraviesan una sección gruesa de sal, esto provoca una zona geopresurizada sobre la sal seguida por una zona de reducción de presión bajo la sal.

La reducción del número de sargas de revestimiento sigue siendo un ámbito vigente. Se está implementando nuevas tecnologías como “Perforación con doble gradiente” o “Perforación con linner”.

El peso de la tubería de revestimiento en muchas ocasiones supera el millón de libras de peso, lo cual es una limitante para la mayoría de los equipos de perforación y generalmente por esta misma situación no existe un margen adecuado para el jalón en caso de pegadura durante las operaciones de corrida de tubería de revestimiento, creando una reducción en la hidráulica de la perforación.

La tubería de revestimiento y el riser deberían ser montados mientras se perfora así se ahorrará en tiempo perdido pero algunos equipos de perforación no están equipados para realizar estas actividades.

Los problemas con fallas en las tuberías son muy comunes (fallas en tuberías de revestimiento y cementación ocurren con frecuencia. Se requieren especialistas en materiales, expertos en mecánica de rocas, ingenieros en terminaciones y producción, todos deberían estar envueltos en la fase de diseño para la cementación y para las operaciones de revestimiento.

Los equipos de registros se encuentran limitados a estas profundidades.

Los volúmenes que se manejan en el pozo y en las presas, hacen que la logística en cuanto a los lodos de perforación se vea altamente más complicada teniendo que tomar en cuenta espacios y requerimientos en herramientas.

Algunas de las tecnologías que adquirirán un gran valor en el futuro cercano incluyen:

- Tubería expandible.
- Perforación con tubería de revestimiento y liner.
- Fortalecimiento del pozo.
- Mejoramiento de la predicción de geopresiones.

Nomenclatura

FPSO	Sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (Floating Production Storage and Offloading)
MODU	Unidades de perforación móviles (Movil Offshore Drilling Unit)
TLP	Plataforma de piernas atirantadas (Tension Leg Platform)
TR	Tubería de revestimiento.

Referencias del capítulo 1

1. Chakrabarti, S. (Ed.), Halkyard, J. y Capanoglu, C. (2005). Historical Development of Offshore Structures. En S. Chakrabarti (Ed.), *Handbook of Offshore Engineering, Vol. 1* (pp. 1-38). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
2. Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson G., Plumb, D., Sayers, C., Denyer, G., et al. (2000). Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas. *Oilfield Review*, 23(4), 1-19.
3. Shaughnessy, J. M., Daugherty, W. T., Graff, R. L. y Durkee, T. (2007). More Ultra-Deepwater Drilling Problems [versión electrónica]. Paper SPE-105792-MS. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers.
4. Sparkman, G. W., Smith, T. (1996). Deep Water Drilling- Identifying the Technical Challenges [versión electrónica]. Paper OTC-8748-MS. Houston, Texas: Offshore Technology Conference.
5. University of Texas. Petroleum Extension Service. (1997). *A Dictionary for the Petroleum Industry*. (2a ed.). Austin, Texas: Autor.
6. Watkins, B. J. (1969). Deep-Water Drilling Operations an Integrated Subsea System [versión electrónica]. Paper API-69-190. Washington, D.C.: American Petroleum Institute.
7. Watson, P. A., Iyoho, A. W., Meize, R. A. y Kunning, J. R. (2005). Management Issues and Technical Experience in Deepwater and Ultra-Deepwater Drilling [versión electrónica]. Paper OTC-17119-MS. Houston, Texas: Offshore Technology Conference.

PERFORACIÓN CON DOBLE GRADIENTE

Causas del desarrollo de la perforación con doble gradiente

El desarrollo de la industria petrolera ha llevado a incursionar en ambientes cada vez más difíciles de explotar, dentro de los cuales se encuentran las zonas de aguas profundas, sin embargo, aun dentro de las operaciones en aguas profundas, conforme transcurre el tiempo y evoluciona la industria los tirantes de agua son cada vez mayores y las complicaciones propias de esta situación se hacen notar. Existen múltiples complicaciones en las operaciones en aguas profundas y ultraprofundas, de las cuales las principales se han descrito en el Capítulo 1, pero hay una complicación en particular que dio pie al surgimiento de la tecnología de la Perforación con Doble Gradiente, este reto es la estrecha ventana operativa común en operaciones en esos ambientes. Por si fuera poco, esta característica viene acompañada de la presencia de Influjos Someros de agua (SWF, Shallow Water Flow) o gas, el cual complica todavía más y principalmente, la etapa inicial de la perforación.

Causas que originan una ventana operativa estrecha

En los ambientes en aguas profundas existe una tasa de deposición muy alta lo cual ocasiona generación de formaciones relativamente rápida, motivo por el cual (además de otros), las formaciones someras en estas zonas no se encuentran consolidadas totalmente y presentan menor resistencia a la fractura que formaciones en otros ambientes, siendo así que el gradiente de fractura en las etapas someras en aguas profundas es menor que el que se encontrara en tierra por ejemplo.

Por otro lado, esta elevada tasa de deposición existente, sumada al encapsulamiento de agua por la presencia de capas impermeables, impide el alivio de presión por migración del agua y generan zonas de presiones anormales que además del gradiente hidrostático de agua de mar se encuentran compuestas por la presión de sobrecarga causada por los sedimentos depositados en la parte superior. Así la presión de poro en zonas de aguas profundas se ve incrementada en comparación con otras zonas. En tanto que en una gráfica de gradiente de presión contra profundidad los valores de gradiente de presión de poro sufrirán cambios repentinos a la profundidad de las zonas de presión anormal y al momento estar perforando estas zonas se deberá tener especial cuidado pues la presión no corresponderá a un gradiente de presión normal. De tal manera que la predicción de la presión de

poro y el monitoreo de la presión anular son factores fundamentales en la perforación de pozos en zonas con estas características.

La figura 2.1 muestra el proceso de subcompactación de los sedimentos en aguas profundas. La primera figura muestra la deposición de los sedimentos mientras los fluidos de la formación tienen una ruta de escape. En la segunda figura, se aprecia el efecto de la sobrecarga cuando los fluidos tienen una ruta de escape, la presión de los fluidos no cambia debido a que la energía de presión adicional por la presión de sobrecarga se ve aliviada gracias a la migración de los fluidos de la formación. En la tercera parte de la figura la ruta de evacuación no existe debido a un sello (que pueden ser domos salinos o lutitas por ejemplo), por lo cual los fluidos de la formación, además de la presión a causa de su propio peso, estarán soportando toda la presión de sobrecarga provocando con ello un incremento en la presión de poro y tal presión no corresponderá al gradiente de presión de los fluidos de la formación sino que será mayor.

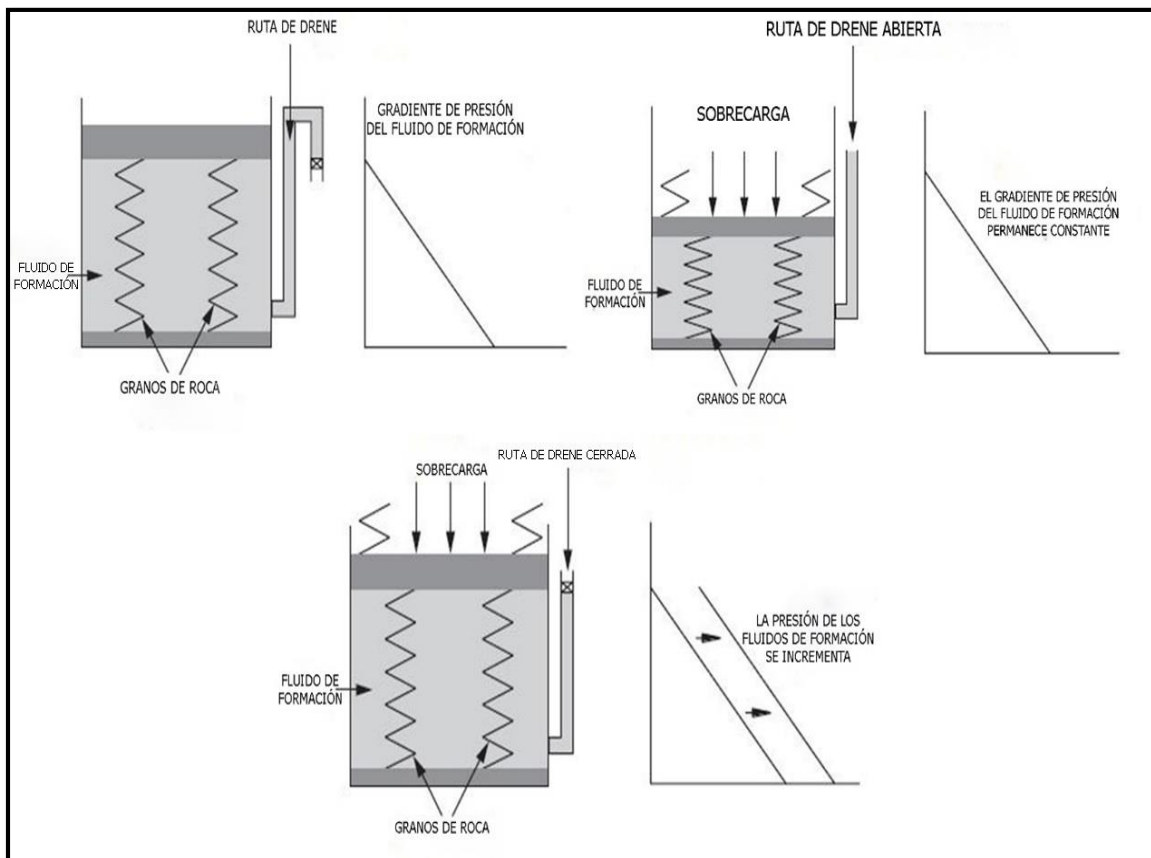


Fig. 2.1 Proceso de subcompactación y generación de sobrepresiones

Por tales motivos, ya que la presión de fractura es menor que en otras zonas y al incrementarse la presión de poro se genera una ventana operativa estrecha.

Al atravesar zonas de presiones anormales o sobrepresionadas, se presentan los influjos de agua someros, que descontrolados pueden generar enormes pérdidas monetarias y comprometer la rentabilidad y viabilidad de los proyectos en aguas profundas.

Las situaciones más complicadas se presentan en las formaciones someras principalmente, para pozos en aguas profundas. Para formaciones profundas el conflicto ocasionado por zonas frágiles y con presiones anormales se ve reducido significativamente, teniendo condiciones, en la ventana operativa, más favorables (ventana operativa menos estrecha).

Problemas generados por una ventana operativa estrecha

Durante las operaciones de perforación es primordial mantener las presiones en el agujero controladas, para evitar pérdidas de vidas humanas y pérdida de capital tanto en equipo como en tiempos improductivos. Para lograr este objetivo se necesita mantener una densidad de lodo por arriba del gradiente de presión de poro de tal manera que permita mantener, esta presión, controlada y con esto evitar influjos. Así también es necesario mantener la densidad de lodo en condiciones tales que no sobrepase el gradiente de fractura y con ello evitar pérdidas de lodo por filtración y mantener el agujero estable.

Con una ventana operativa estrecha, esto se complica pues los rangos entre los cuales puede moverse la densidad del lodo son muy reducidos, así con pequeñas variaciones podría presentarse el fracturamiento de la formación. Fracturar la formación además de restarle estabilidad al agujero, representa pérdidas de fluidos hacia la formación a través de las fracturas que se traduce en costos no contemplados.

Efecto del tirante de agua en la perforación

Además de la alta probabilidad de encontrar zonas sobrepresionadas y la baja resistencia a la fractura de las formaciones someras, existe un problema originado por la presencia del tirante de agua, en particular con la presión hidrostática generada por la columna de fluidos que va desde la superficie marina (equipo flotante) hasta el lecho marino, en el espacio anular entre riser y tubería de perforación. Esto significa que al inicio de la formación se tiene ya una presión hidrostática que, en operaciones en

tierra, no existe —en la perforación en tierra al comenzar a penetrar la formación se tiene prácticamente la presión atmosférica— esto quiere decir que las complicaciones aumentan, ya que por condiciones naturales, la formación tiene una resistencia menor a fracturarse y además, en condiciones someras (del lecho marino a la profundidad en que se encuentre la barrena), deberá soportar una presión mucho mayor a la que se presenta en otros ambientes que es causada por la columna hidrostática previamente descrita. En la figura 2.2 se observa que, con perforación convencional, la longitud del tirante de agua de mar será la altura de la columna hidrostática de lodo de perforación por lo cual en el lecho marino ya se tendrá una presión hidrostática equivalente al peso de la columna de fluido previamente descrita.

En el interior de la tubería de perforación no hay problema, pues los influjos y las zonas sobrepresionadas son controlados por el fluido de control que se encuentra en esta tubería. El problema se encuentra en el espacio anular —entre agujero descubierto y TP (tubería de perforación)— donde se corre el riesgo de fracturar la formación o desencadenar un influjo de gas o agua.

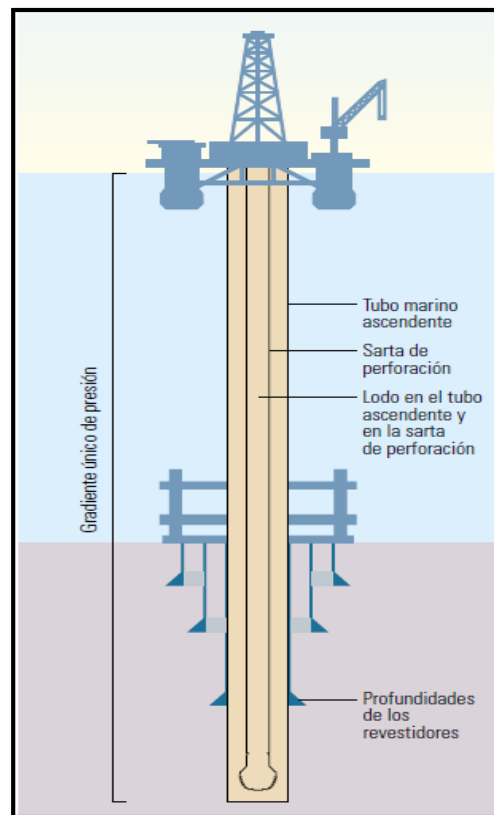


Fig. 2.2 Distribución del lodo durante la perforación convencional costa afuera

Por lo presentado hasta ahora, hace sentido pensar en alguna tecnología que permita controlar las presiones de poro en el interior de la tubería de perforación y que a la vez pueda reducir la presión en el espacio anular para evitar con esto fracturar la formación.

Soluciones para perforar zonas sobrepresionadas

Atravesar una zona con estas características implica densificar el fluido de control para evitar que el gradiente de presión de poro sea mayor que la densidad del fluido de control, tal medida trae consigo la presencia de lodo más denso en el espacio anular incrementándose la posibilidad de fracturar la formación.

Una solución usualmente empleada al detectar presiones anormales es revestir el intervalo perforado antes de la zona de presión anormal, con ello se asegura que no se fracture la formación pues el efecto del lodo de mayor densidad sobre las formaciones menos resistentes (formaciones someras) caerá sobre la tubería de revestimiento (TR). Esta solución, aunque simple, conlleva ciertos inconvenientes como son el uso de mayor número de TR —por tener que revestir intervalos más cortos—, se emplea más tiempo en las operaciones de revestimiento y el diámetro de la última tubería de revestimiento se ve muy reducido, ocasionando limitaciones técnicas de producción. La mayor cantidad de tuberías de revestimiento y el tiempo invertido en estas operaciones representan un incremento en los costos. Otra posible solución es la perforación sin riser en la etapa inicial para evitar la presión hidrostática causada por la columna de lodo.

Descripción general del proceso de Perforación con Doble Gradiente

Una tecnología capaz de solucionar los problemas planteados anteriormente es la tecnología de doble gradiente (DGD, Dual Gradient Drilling) que además de solucionar los inconveniente de estabilidad del agujero durante la perforación, presenta alternativas a limitantes técnicas como son el número de TR empleadas para alcanzar la profundidad total y el tiempo empleado para revestir el agujero.

La tecnología de perforación con doble gradiente, permite llevar a cabo las operaciones de perforación con riser y consiste en generar 2 gradientes de presión en el espacio anular, el primer gradiente —en el espacio anular entre tubería de perforación (TP) y riser— corresponde al gradiente generado por la el peso de la columna hidrostática de agua; el segundo gradiente —en el espacio anular entre TP y

agujero— corresponde al gradiente generado por el peso de la columna de lodo empleado en la perforación (ver figura 2.3). Para lograr esto se requieren algunos equipos especiales, como la línea de retorno del lodo, que se describirán posteriormente.

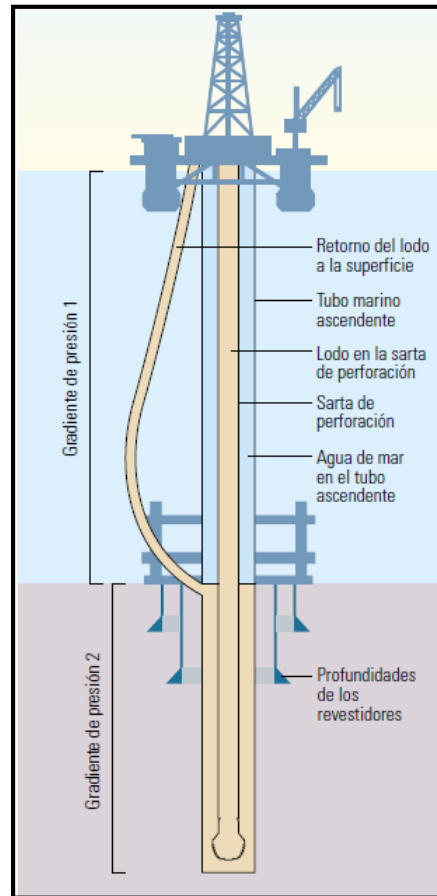


Fig. 2.3 Distribución del lodo durante la perforación con doble gradiente

Debido al hecho de emplear un fluido menos pesado (agua) desde la superficie hasta el lecho marino la presión a la cual estará sometida la formación será menor que si se empleara un gradiente único, así se consigue más libertad en cuanto a la densidad del lodo a emplear.

Esta tecnología implica el uso de equipo adicional durante la perforación, el cual difiere en funcionamiento e implementación con los equipos empleados comúnmente en estas actividades, más adelante se describe el equipo empleado y las funciones de cada una de estas herramientas.

Algunas de las ventajas que posee este sistema son:

- Menor tiempo invertido en operaciones de revestimiento.
- Menor cantidad de TR empleadas para llegar al objetivo.
- Reducción del riesgo de fracturar la formación y con ellos menos posibilidades de pérdidas de fluidos de perforación.
- Se alcanza el objetivo con un diámetro de TR mayor, brindando posibilidades de emplear un aparejo de producción de diámetro óptimo.
- Uso de equipos flotantes de perforación más pequeños.
- Menores requerimientos de presión del riser pues se encuentra lleno con agua de mar y el diferencial de presión dentro y fuera de este es prácticamente nulo.
- Existe la posibilidad de implementar perforación direccional u horizontal dependiendo del diámetro con el cual se alcanzó el objetivo.

Esta tecnología es posible gracias a dos componentes principales, el sistema rotativo submarino y el sistema de bombas submarinas de levantamiento de lodo, que son la clave para la generación del doble gradiente. El primero es el encargado de aislar los fluidos que van a generar el doble gradiente (agua y lodo de perforación), este elemento consiste en un equipo rotatorio que además redirige el lodo hacia la línea que lo llevará de vuelta a la superficie. Las bombas adicionan la energía de presión necesaria para que el fluido de control llegue a la superficie, entre sus funciones primordiales tiene evitar el efecto de la presión hidrostática causada por el lodo de perforación en el agujero.

En la figura 2.4 se representa una ventana operativa simple de un pozo perforado con DGD y se distinguen los dos gradientes de presión presentes en tal procedimiento. El cambio en la pendiente de la gráfica significa un cambio en el gradiente de presión. Generalmente a la profundidad a la cual se haga un cambio de peso de lodo de perforación existirá un punto de asentamiento de tubería de revestimiento. Ese cambio en el peso del lodo se manifiesta como un cambio en la pendiente de la gráfica de la presión hidrostática del lodo.

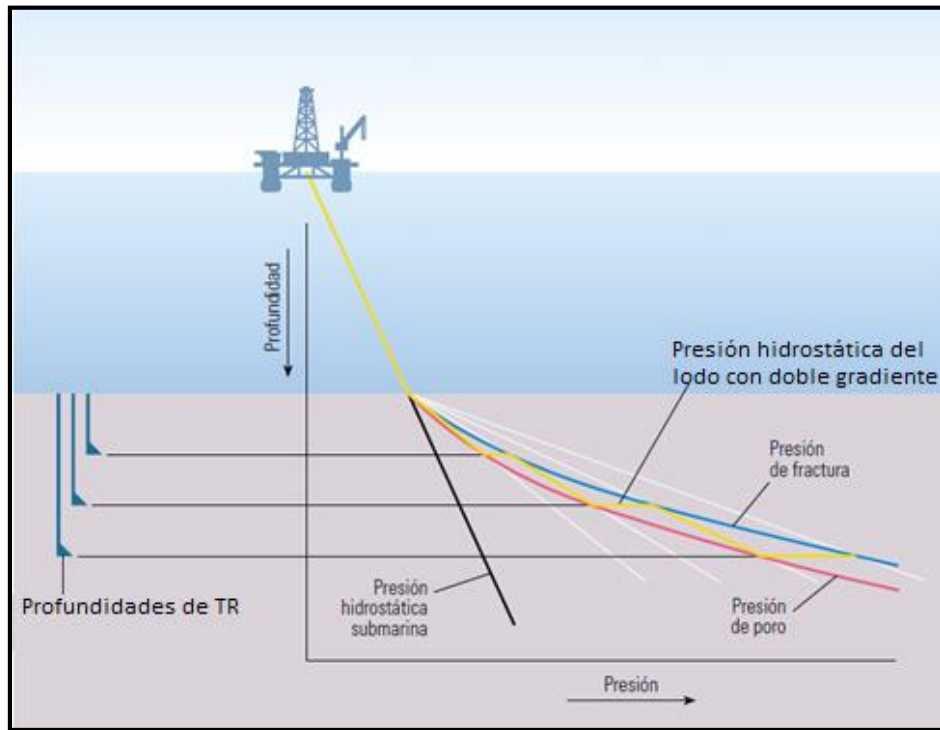


Fig. 2.4 Ventana operativa en las operaciones con DGD

Efecto de la presión y de la temperatura

Como se mencionó previamente con la tecnología DGD, se presentan dos gradientes de presión pero es indispensable mencionar que así mismo se tendrán dos gradientes de temperatura. El primero constituido desde la superficie del mar hasta el lecho marino donde la temperatura decrece y el segundo desde el fondo del mar hasta la profundidad del pozo donde la temperatura se incrementa de acuerdo al gradiente geotérmico. Por lo tanto, es inaceptable ignorar el efecto de estos gradientes sobre las propiedades reológicas del fluido de perforación.

Desde la superficie marina hasta el fondo marino la temperatura disminuirá hasta aproximadamente 40°F mientras que la presión se incrementará, estos cambios provocarán un incremento en la Densidad Equivalente de Circulación (ECD, Equivalent Circulating Density) a causa de los efectos de compresión que originan aumento en la densidad del lodo. Por otra parte, bajo el fondo marino, tanto la presión como la temperatura se incrementarán, por un lado el aumento en la temperatura causará expansión y por el otro el aumento en la presión compresión. Es importante reconocer que tales efectos no se anulan entre sí dado que los efectos de compresión no son tan grandes como los de

expansión y un error en el cálculo de la ECD puede causar problemas en el control del pozo entre muchos.¹

Además de esta, otras propiedades del lodo de perforación se ven afectadas por la presión y la temperatura, propiedades como la viscosidad plástica que aumenta con bajas temperaturas y el punto de cedencia, que disminuye con el aumento en la temperatura y que afectarán directamente a las pérdidas de presión por fricción y a parámetros de transporte de recortes como la mínima velocidad para el levantamiento de los recortes.¹

Desarrollo de la Perforación con Doble Gradiente

Durante los años 60, existió ya el interés por eliminar el efecto de del tirante de agua en la perforación que conlleva prevenir el fracturamiento de las formaciones en zonas someras, las cuales tienen bajas resistencias. Para ello se pensó en un sistema de perforación sin riser. El problema fue que en ese periodo existieron limitaciones tecnológicas y, hasta cierto punto, no resultaba urgente desarrollar este sistema. Por lo tanto se optó por perforar con las técnicas comunes de ese entonces. Fue a principios de 1996 que se iniciaron cuatro proyectos para desarrollar DGD. Estos proyectos son el Proyecto de Shell Oil Company, el Proyecto Industrial Conjunto de Levantamiento Sumbmarino de Lodo (SMD, SubSea MudLift Drilling Joint Industry Project) , el Proyecto de Deep Vision y el Proyecto de Esferas de Cristal Huecas de Maurer Technology's.⁴ En el Proyecto Industrial Conjunto de Levantamiento Submarino de Lodo un grupo de aproximadamente 22 compañías formaron una alianza, con la finalidad de eliminar los efectos del tirante de agua sobre los gradientes de presión. Para esto sería necesario desarrollar una nueva tecnología pasando por el estudio de factibilidad de varias opciones.

Fase 1 Ingeniería conceptual⁶

El proyecto se dividió en fases, durante las cuales se efectuaron diversas labores. La Fase 1 se denominó Ingeniería Conceptual y la dirección que tomó fue la de comprender la forma en que se debían abordar los problemas, resultó ser una fase organizativa. Durante esta fase se establecieron objetivos como acordar las bases del diseño de la nueva tecnología e investigar el impacto de la perforación con doble gradiente en las operaciones de perforación y los procedimientos de control.

También se establecieron los factores esenciales que determinarían el éxito de la Perforación con Doble Gradiente. Factores como emplear gran variedad de experiencias y perspectivas, entender completamente el modelo hidráulico del doble gradiente, mantener la mente abierta a nuevas posibilidades conservando el enfoque en la dirección del proyecto evitando desviarse de lo que realmente se busca.

Durante la ingeniería conceptual se analizaron varios sistemas de levantamiento submarinos y se concluyó que solo el diseño de una bomba de desplazamiento positivo cumpliría con los requerimientos necesarios para el desarrollo de la tecnología. No existía ninguna bomba que cumpliera con todos los criterios de diseño, así que resultó factible diseñar y construir una gran bomba de diafragma que podía ser adaptada para trabajar como un sistema integrado al riser. Se estudiaron numerosas configuraciones de riser y se pensó que el riser empleado para la perforación con doble gradiente debería estar constituido de manera tal que representaran una ventaja para plataformas pequeñas o antiguas que necesitaban cargar el riser.

Con la finalidad de implementar un sistema convencional y seguro se desarrollaron dos componentes adicionales; el primero una válvula de secuencia de perforación, ubicada en el aparejo de fondo (BHA, bottomhole assembly), cuya función es contrarrestar el efecto de tubo en U cuando las bombas superficiales no se encuentran operando; el segundo componente fue denominado dispositivo rotatorio submarino (SRD, subsea rotating device), ubicado justo sobre la bomba de levantamiento del lodo que cumpliría con la función de mantener el gas fuera del riser de perforación y proveer una barrera mecánica entre los fluidos de agujero y el agua de mar presente en el riser.

Todavía se necesitaba que la perforación con doble gradiente y las operaciones de control de pozo fueran factibles y seguras, esto constituyó la siguiente parte de la fase 1. Para ello se contrató a ingenieros de la universidad Texas A&M que desarrollaron un simulador que permitió entender el comportamiento del nuevo sistema.

De esta fase se obtuvieron conclusiones importantes, entre los cuales destacan:

- Los objetivos de diseño pueden ser satisfechos con una bomba de diafragma electro-hidráulica y tal equipo puede ser implementado en una gran variedad de plataformas.
- Es posible emplear dos configuraciones distintas para el riser una con la línea de retorno del lodo integrada en el riser y otra con un conducto aislado del riser para el retorno del fluido de perforación.

- Se puede desarrollar procedimientos de perforación segura y eficaz así como procedimientos de control de pozo confiables.
- La mayoría de los procedimientos de perforación y control de pozos serían seriamente modificados.
- Sería requerida una prueba de campo antes de que esta tecnología fuera aceptada por la industria.
- La principal necesidad para el uso de esta tecnología vendría del Golfo de México dada sus características geológicas y ambientales.

Fase 2. Prueba y diseño de los componentes, desarrollo del procedimiento⁶

Los objetivos de esta fase serían:

- Diseñar, construir y probar todos los componentes de la bomba submarina electro-hidráulica, con la finalidad de asegurarse de su funcionamiento en integridad por el equivalente a dos años de perforación.
- Crear todos los procedimientos, tanto de perforación como de control de pozos.
- Desarrollar estudios iniciales de integración de plataformas para asegurar que es sistema de bombeo submarino pudiera ser incorporado en una gran variedad de equipos flotantes de perforación.
- Comenzar a preparar a la industria para la llegada de la nueva tecnología.

Durante la Fase 2, la logística jugó un papel fundamental, siendo de vital importancia la cooperación de quienes intervinieron, mantener la concentración en los objetivos de la fase y mantener la motivación en el equipo de trabajo.

En el ámbito técnico se determinó que para mantener la integridad y seguridad del agujero se debe mantener una presión de fondo constante y, además, deben manejarse adecuadamente todos los sólidos asociados con las operaciones de perforación. Fue durante esta fase donde se llevó a cabo la construcción de los equipos que permitirían el desarrollo de la perforación con doble gradiente, mismos que se describirán más adelante.

Uno de los problemas sería fabricar y manipular una gran cantidad de cables para proveer la potencia requerida por la bomba y los sistemas hidráulicos. El equipo de diseño, ingeniosamente, planteo

accionar la bomba de levantamiento submarino con agua de mar bombeada desde superficie. Después de accionar la bomba, el agua de mar podría ser descargada al fondo del mar a través de la línea del lodo. Con la implementación de esta medida la parte submarina del sistema fue simplificada a gran escala, se redujo el peso del sistema, el cable accionador y la bomba hidráulica prototipos fueron eliminados, el daño ambiental fue reducido debido a la eliminación de la mayoría del aceite hidráulico del sistema, se extendió la capacidad de perforación con tirantes de agua mayores y el proyecto se aceleró al menos un año manteniendo el costo original del proyecto.

Una vez alcanzado el entendimiento hidráulico del sistema, comenzaron los procesos de examinación de las operaciones de perforación con doble gradiente orientando todos los aspectos a obtener un pozo exitoso. Estos procedimientos debieron ser lo más parecido posible a las operaciones de perforación convencional para lograr que los trabajadores estuvieran, de cierta forma, familiarizados y les resultara menos complicado de comprender. En cuanto a control de pozos, todos los procedimientos comúnmente necesitados para el control de pozos convencionales fueron desarrollados nuevamente

Durante la Fase 2 del proyecto una cosa quedó claro, las operaciones de perforación y control de pozos con tecnología de doble gradiente serían diferentes por lo cual se debían desarrollar nuevos programas de entrenamiento. Al término esta fase, se tenía claro varios aspectos de mucha importancia, que todos los componentes del sistema de bombeo cumplirían satisfactoriamente su función para de levantar los recortes y el gas libre, la configuración de riser seleccionada fue que el sistema de levantamiento submarino se encontraría integrado al riser existente modificado para contener la línea de retorno del lodo a superficie y que se requerirían nuevos programas especializados de entrenamiento.

Fase 3. Diseño, fabricación y prueba del sistema⁶

Fue la parte más costosa, confidencial, desgastante física y económicamente hablando. Los objetivos de la prueba fueron:

- Probar el sitio de perforación y la estructura flotante.
- Integrar todos los componentes al sistema de levantamiento submarino.
- Probar el sistema.

- Incluir todos los procedimientos de control de pozos y perforación dentro del programa de entrenamiento.
- Desarrollar procedimientos de prueba de campo.
- Incorporar lo aprendido dentro del diseño del equipo o procedimientos.

En esta fase en cuanto al ámbito técnico se incluyó:

- Diseño y fabricación del sistema de levantamiento submarino para una plataforma específica.
- Diseño y fabricación de todo el equipo auxiliar e integrarlos en superficie.
- Movilizarlos e instalarlos en la plataforma de perforación.
- Perforar un pozo, probar el equipo y los procedimientos en un ambiente de perforación.

El equipo fue construido y se hicieron las pruebas de fabricación en marzo de 2001, mismo año en el cual comenzó a perforar en un campo proporcionado por Texaco en el Gran Cañon a 910 pies de tirante de agua en la plataforma llamada *New Era*.

Así, en diciembre de 2001 concluyo el proyecto, teniendo como resultado una nueva tecnología probada y lista para ser implementada a mayor escala.²

Equipo empleado en la Perforación con Doble Gradiente

Los componentes diseñados para lograr el desarrollo de esta tecnología debían ser probados y, como se mencionó anteriormente, el sistema flotante seleccionado fue la plataforma *New Era*. El éxito de las pruebas del equipo en esta plataforma de segunda generación permitiría poder llevar la tecnología a proyectos más ambiciosos que representarían un reto mayor. Cada componente debería ser acoplado a la plataforma y fue probado en la misma o independientemente.

Entre los componentes del sistema que se probaron se encuentran la bomba de levantamiento submarino (MLP, mudlift pump), la unidad de procesamiento de sólidos (SPU, solids processing unit), la válvula de retención de lodo en la sarta de perforación (DSV, drillstring valve) entre muchos, mismos que serán descritos a continuación así como las modificaciones implementadas en el riser, todo con la finalidad de proveer una tecnología alternativa para la perforación de pozos en aguas profundas. En

la figura 2.5 se muestran la configuración general de cada uno de los dispositivos que intervienen en DGD, mismos que serán descritos a continuación.

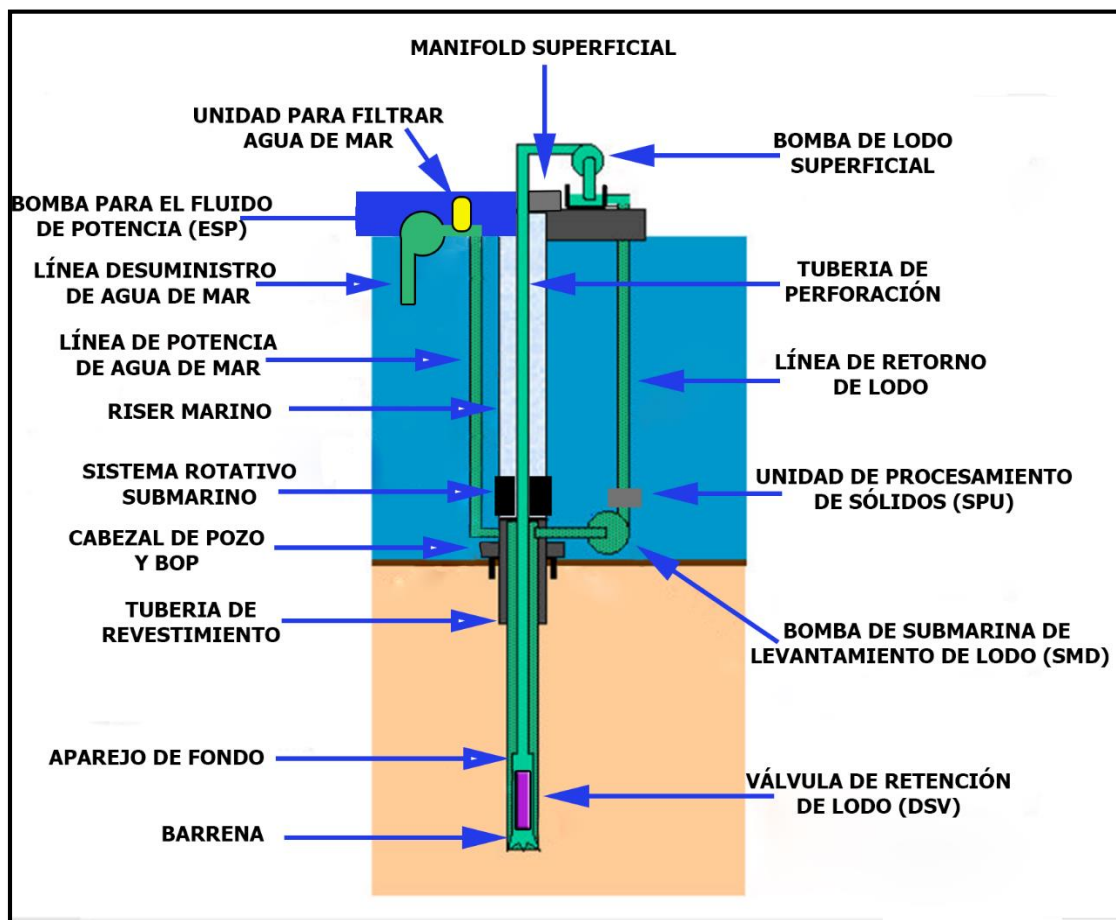


Fig. 2.5 Equipo empleado en DGD

Bomba submarina de levntamiento de lodo (MLP)

Al principio del proyecto se establecieron muchas opciones para el levntamiento submarino del lodo que iban desde levntamiento con gas hasta bombas 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. Las bombas empleadas para el levntamiento submarino del lodo operan de manera similar a las bombas de desplazamiento positivo, la potencia del fluido hidráulico actúa en un lado del diafragma y el lodo de perforación actúa por el otro. La función de esta bomba es proporcionar energía al lodo de perforación para llevarlo desde el lecho marino hasta la superficie a través de la línea de retorno del lodo.

La bomba es accionada hidráulicamente en su totalidad, siendo el fluido hidráulico el agua de mar, la cual, es bombeada a través de una línea aislada. La figura 2.6 muestra un sistema de bombas submarinas de levantamiento de lodo.

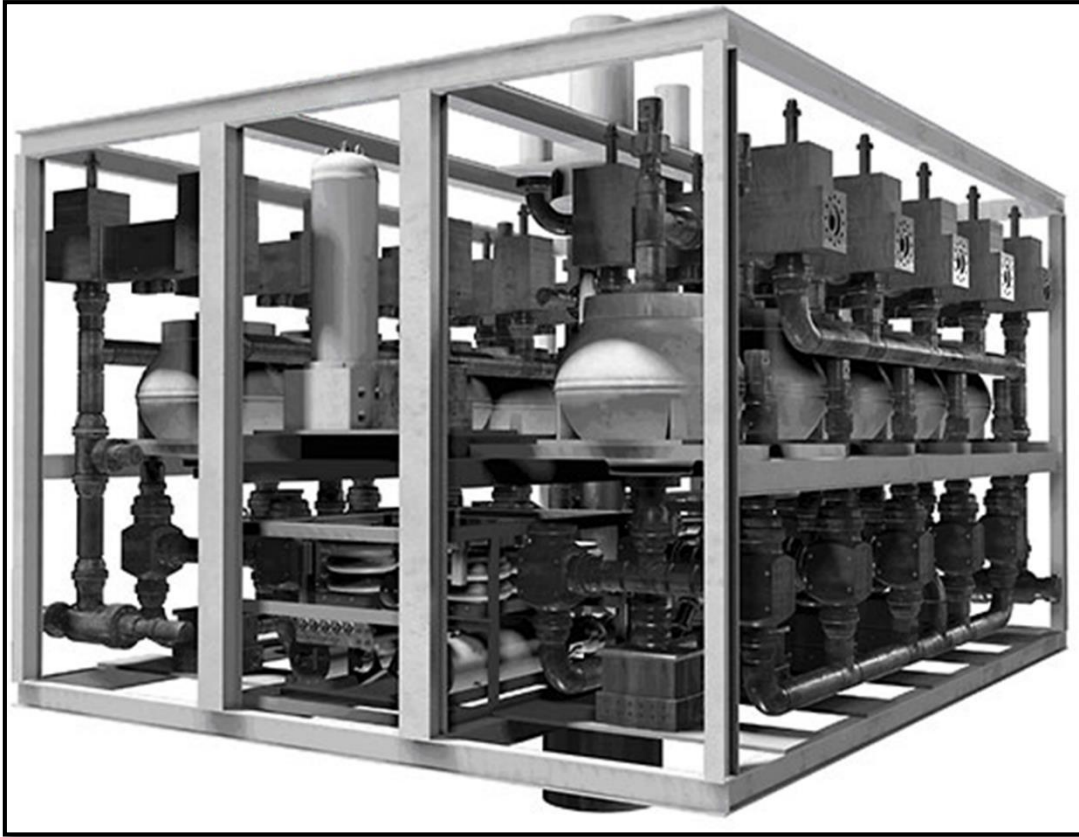


Fig. 2.6 Bomba submarina para levantamiento de lodo

Válvula de lodo

Durante las operaciones de Perforación con Doble Gradiente, cuando la bomba superficial se detiene, dado que en el espacio anular —entre riser y tubería de perforación— hay agua de mar, el lodo de perforación que se encuentra en la sarta de perforación busca el equilibrio, pues la presión en el espacio anular a nivel del lecho marino corresponde a la presión hidrostática del agua de mar en el riser, lo que genera que el nivel del lodo de perforación dentro la sarta disminuya, esto es conocido como “Efecto de tubo en U”. Para contrarrestar este efecto la válvula de retención de lodo en la sarta de perforación (DSV), está diseñada para soportar la columna de lodo dentro de la sarta de perforación cuando la circulación se detiene (ver figura 2.7). Debido a la ausencia de disponibilidad comercial de esta válvula, se tuvieron que realizar los diseños pertinentes para generar una válvula que cumpliera con las funciones requeridas. Las especificaciones críticas que debe cumplir este componente es la necesidad de permitir el paso de sólidos de tamaño razonable a través del sistema. La válvula en cuestión está basada en un estrangulador diseñado por Hydrill, permite al lodo fluir a través del agujero únicamente cuando la bomba de lodo superficial está operando a determinado valor de presión, requerido para abrir la válvula, la cual fue calibrada previamente. Para que la válvula abra la presión tiene que ser mayor a la presión hidrostática del lodo de perforación. Por lo cual, cuando la circulación se detiene la válvula se cierra, contrarrestando el efecto de tubo en U y manteniendo la columna de lodo completa dentro de la sarta de perforación. La calibración de la válvula se hace en base a la experiencia y considerando el máximo peso del lodo en intervalos profundos. La válvula es ajustada en superficie y puede ser modificada cuando se hace un viaje fuera del agujero, típicamente se encuentra ubicada cerca de la barrena

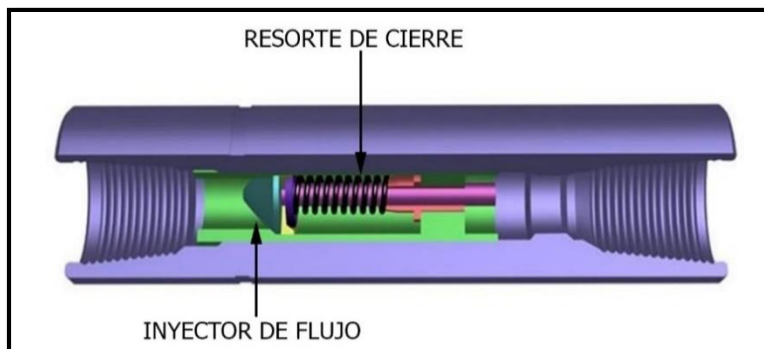


Fig. 2.7 Válvula de retención de lodo en la sarta de perforación (DSV)

Sistema rotativo submarino (SRD, subsea rotating device)

Es el encargado de generar la barrera mecánica entre el lodo de perforación que se encuentra en el agujero del pozo y el agua de mar que se encuentra en el riser. Es corrido a través del riser marino en la sarta de perforación y puesto en la línea de lodo, ubicado debajo del riser marino de perforación casi a la altura del lecho marino.

Para lograr operaciones efectivas, el sistema rotativo deberá mantener un sello alrededor de la tubería de perforación para evitar que el lodo entre en el riser o el agua de mar invada el agujero.

Los componentes típicos de un sistema rotativo estándar incluyen un ensamble de apoyo o ensamble de rodamientos, un limpiador dentro del ensamble de cojinete, un tazón que funciona como alojamiento del desviador de flujo y abrazaderas hidráulicas o mecánicas para asegurar el ensamble de rodamientos con el desviador de flujo (figura 2.8). Algunas de las especificaciones a considerar en términos generales son condiciones de presión entre 500 y 2000 psi, así como velocidades angulares máximas recomendadas de 200 revoluciones por minuto.

También es necesario colocar una herramienta especial para instalar, remover e inspeccionar el sistema rotativo submarino durante los viajes. El sistema rotativo submarino es similar a un BOP rotativo pero no está considerado como parte del sistema de control.

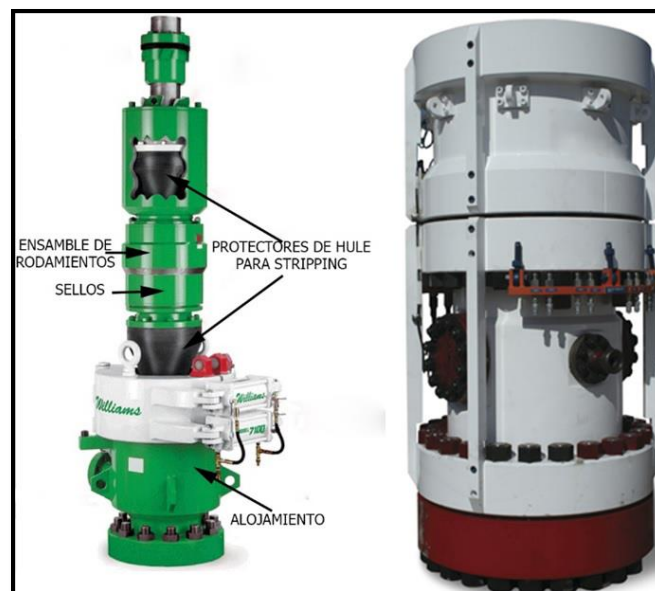


Fig. 2.8 Sistema rotativo submarino (SRD)

Unidad de procesamiento de sólidos

Conocida como SPU (Solids Processing Unit) contiene un artefacto denominado “excluser” en forma de rejilla que tiene la finalidad de impedir el paso de sólidos demasiados grandes. Este artefacto fue ubicado en la línea de retorno del lodo. La unidad de procesamiento de lodo se instala justo aguas arriba, después de la bomba de levantamiento submarino (figura 2.9) y reduce el tamaño de los recortes a aproximadamente 2 pulgadas de diámetro máximo, pero permite el paso de pequeños recortes para beneficiar el análisis de lodo. La unidad de procesamiento de sólidos puede ser operada tanto por lodos base agua como sintéticos, sin que las propiedades del lodo se vean afectadas por la acción de esta unidad. Está equipada con puertos de flujo de tal forma que podría ser descargada en cualquier momento para introducir lodo limpio por medio de una línea desde superficie.



Fig. 2.9 Equipo de filtración siendo probado en superficie

Software controlador principal

El nervio central de la tecnología de perforación con doble gradiente es llamado SMDnet. A través de él se controlan las válvulas y sensores localizados en el sistema de potencia submarino. Las interfaces de registros de lodo le permiten a este software adquirir datos convencionales de perforación.

Líneas superficiales

Se le denomina así al conjunto de elementos que desde superficie cumplen con una función para con el sistema de perforación en cuanto al transporte de fluidos. A continuación se describen dichos elementos.

Línea de retorno de lodo. Permite para el flujo anular el retorno del lodo a través de la bomba de levantamiento submarino. Es necesario poner una válvula a mitad de camino en la línea de flujo para permitir la circulación de agua en un lado (desde el riser) y la circulación de lodo por otro (desde el fondo marino). El agua de mar en el riser regresa desde esta válvula a través de una manguera de salida. Existe otra línea, de menor diámetro generalmente, que va de la línea de retorno del lodo hacia el múltiple de estrangular 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 agua. Esta línea es la encargada de transportar el agua de mar que accionará las bombas desde las bombas sumergibles eléctricas (ESP, electric submersible pump) hasta el dispositivo de filtración de agua de mar y posteriormente el agua de mar es bombeada a través del manifold superficial a la bomba de levantamiento submarino.

Línea de potencia de agua de mar. Es la línea a través de la cual será bombeada el agua que accionará a la bomba de levantamiento submarino (MLP), esta línea pasa por todo el riser hasta llegar a dicha bomba. A diferencia de la línea de retorno del lodo, la línea de potencia de agua de mar va cubierta para proteger contra los efectos de la corrosión. Así mismo, se encuentra unida a los múltiples de estrangular y matar, así, en el caso de que la bomba superficial fallará (la cual bombea agua de mar para accionar las bombas de levantamiento submarino), la unidad de cementación podría emplearse para accionar la bomba de levantamiento submarino hasta que las primeras sean reparadas.

Panel de control de válvulas. Dicho panel, provee, principalmente al perforador, la facilidad de operar remotamente todas las válvulas añadidas para la perforación con doble gradiente y que en la perforación convencional no se tenían y de esta forma maniobrarlas para que cumplan con funciones específicas con la finalidad de controlar el pozo o con fines particulares según la situación presente.

Tanques de viaje doble

Dado que la perforación con doble gradiente se basa en el uso de dos fluidos en el sistema (agua de mar en el riser y lodo en el agujero), es necesario utilizar dos sistemas de circulación independientes instalados en el manifold superficial (figura 2.10).

Tanque para llenado de riser. Para monitorear el riser, el tanque de viaje del agua de mar es instalado como parte del manifold superficial. La unidad de tanque de viaje es equipada con bombas y tanques de viaje, así el agua de mar es provista por efectos de la gravedad desde lo más alto del riser y bombeada de regreso por una de las bombas, teniendo cada tanque equipado con un monitor de nivel. El operador monitorea el llenado del riser a través de una pantalla de control táctil en el piso de perforación.

Tanque de viaje del lodo. Se encuentra incluido en el manifold superficial y su bomba le permite mantener lleno el agujero bajo el dispositivo rotativo submarino durante las operaciones de viaje o en el evento de pérdida de circulación.

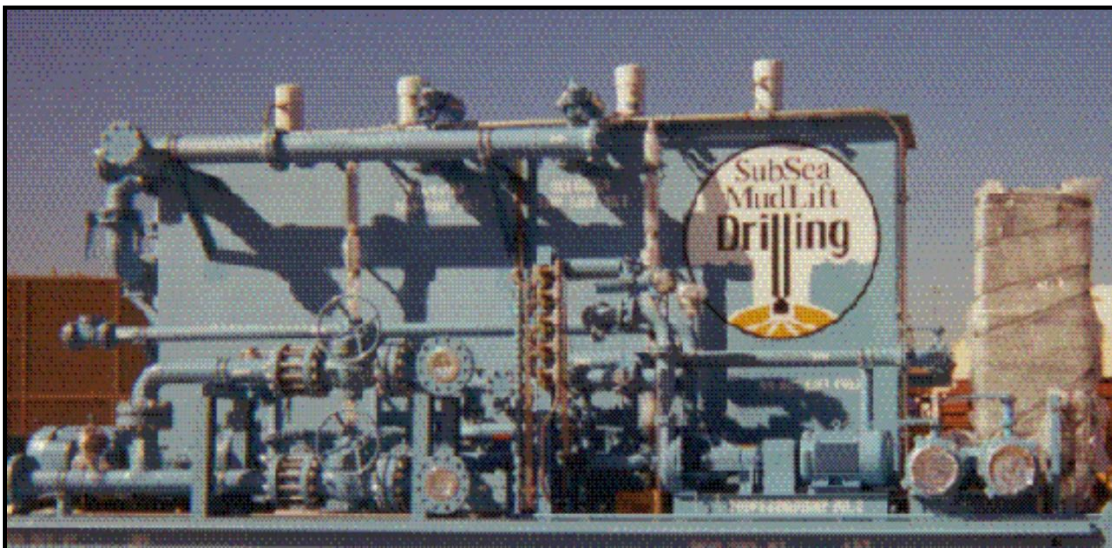


Fig. 2.10 Tanque de viaje de agua de mar y manifold superficial

Unidad para filtración del agua de mar

La filtración del agua del mar se hace con el objetivo de evitar daños a las válvulas, a las líneas que la transporta y la bomba, daños que pueden ser causados por la erosión o deposición de sólidos. Para

evitar estos problemas el sistema de Perforación con Doble Gradiente incluye tanques de filtrado en plataforma.

El agua es tomada directamente del mar y es bombeada a la cubierta principal, donde se encuentran los dispositivos de filtración, por alguna Bomba Electro Sumergible (ESP, Electric Submersible Pump). El agua de mar que llega a la cubierta para ser filtrada pasa por una rejilla de filtración tipo cesto, donde quedan los sólidos para posteriormente ser removidos.

El filtro se encuentra equipado con sensores de presión que automáticamente detectan algún incremento en la caída de presión e inicia automáticamente las operaciones de limpieza con la finalidad de reducir dichas caídas de presión.

En la figura 2.11 se muestra la unidad para filtración de agua de mar y se pueden observar sus componentes fundamentales que son las bombas centrífugas y el panel de control.

Después de pasar por el filtro, a partir de la línea de descarga de este, el agua de mar es impulsada por la bomba superficial a la línea de potencia de agua de mar para accionar la bomba de levantamiento submarino. Los tanques operan con un nivel elevado de agua de manera que se pueda disponer del agua de mar por un periodo de tiempo determinado (aproximadamente siete minutos) de manera constante. Esto genera un margen mínimo ante alguna interrupción en el suministro de agua. El tiempo de suministro constante de agua, proporciona al personal tiempo suficiente para detener las bombas de lodo superficial y submarina antes de que las bombas de levantamiento submarino de detengan por falta de la potencia hidráulica proporcionada por el agua de mar.



Fig. 2.11 Unidad para filtración de agua de mar

Modificaciones al riser

Las modificaciones del riser fueron minimizadas al poner dos líneas exteriores (línea de retorno de lodo y línea de potencia de agua) en vez de incorporar dos líneas adicionales en el riser (figura 2.12). Las líneas de retorno de lodo y de potencia de agua son corridas después que el conjunto de preventores de brotes (BOP, Blow Out Preventer) ha sido instalado y probado en el cabezal submarino del pozo. Las líneas van sujetas a abrazaderas ubicadas a lo largo de todo el riser. En la superficie cada línea es soportada por un tensor y un sujetador proporciona el soporte para las líneas en caso de que los tensores fallen.

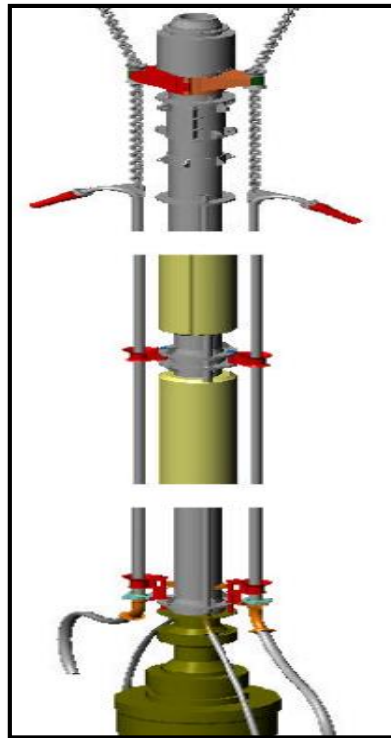


Fig. 2.12 Riser con línea de retorno de lodo y línea de potencia de agua de mar

Bombas para fluido de potencia

Para accionar la bomba submarina de levantamiento de lodo se requiere agua de mar como fluido motriz, y los elementos encargados para llevar el agua de mar hasta las bombas submarinas son las bombas superficiales para el agua de mar, siendo dicho fluido el generador de potencia. La máxima potencia de las bombas superficiales requerida deberá ser calculada para un sistema que use un lodo

de la máxima densidad estimada para determinado pozo el cual sería perforado en el tirante de agua más grande que se pudiera encontrar para tal proyecto en desarrollo.

Generador eléctrico

Para el desarrollo de la tecnología de Perforación con Doble Gradiente, muchos componentes fueron añadidos a los sistemas de perforación convencional, de los cuales mucho requieren energía eléctrica para operar, componentes tales como las bombas sumergibles eléctricas, la cabina de control y la cabina de supervisión por mencionar algunos. Para abastecer el suministro de energía eléctrica sin afectar la plataforma misma, estos elementos son abastecidos de energía por un generador a diésel extra, sin embargo estos componentes se mantienen conectados a la plataforma en caso de algún incidente.

Procedimiento de control de pozos para Perforación con Doble Gradiente

Tras el desarrollo de esta tecnología, muchos factores cambiaron en las operaciones de perforación de pozos en aguas profundas, al tener dos fluidos generando dos gradientes de presión hace sentido pensar en que las formas convencionales de controlar un pozo dejan de ser válidas para estas operaciones, a esto se le añade la presencia de nuevos elementos como el sistema rotativo para separación del agua de mar y el lodo de perforación, y por supuesto la presencia de las bombas de levantamiento submarino.

Un ejemplo claro de medida implementada para evitar algún descontrol es la válvula de lodo, encargada de evitar el efecto de tubo en U (evita que el nivel del fluido de control en la tubería de perforación disminuya), ya que debido al balance natural de las presiones, dicho efecto provocaría una reducción en la altura de la columna de lodo en el interior de la tubería de perforación y dicha disminución en la columna origina menor presión para contrarrestar la presión de poro. Así esta válvula es una importante diferencia en el control de pozos con un sistema de perforación convencional.

Problemas asociados con los sistemas de perforación convencional con riser

A continuación se mencionan algunos problemas generados en la perforación convencional con riser:

- Limitaciones de espacio en la cubierta debido al gran tamaño del riser.

- Enormes cargas en la cubierta debido al peso de riser y del lodo contenido dentro del riser.
- Problemas con el mantenimiento del sistema por fuerzas ejercidas sobre el riser por las corrientes marinas.
- Costo del lodo para llenar el riser.
- Gran número de tuberías de revestimiento necesarias para alcanzar el objetivo geológico.

Las ventajas de la perforación con doble gradiente incluyen:

- Menos lodo de perforación requerido.
- Plataformas pequeñas de 2.^a y 3.^a generación pueden ser actualizadas para perforar en aguas profundas, incrementando la disponibilidad de plataformas.
- Reduce el tiempo de perforación.

Para DGD se han desarrollado y se siguen desarrollando múltiples procedimientos de control de pozos, los cuales, para ser apropiados deben englobar todas las fases de la perforación, desde la planeación inicial hasta la terminación y abandono. El objetivo básico del control de pozos es prevenir influjos a través de la correcta predicción de la presión de poro y el gradiente de fractura, de igual manera la detección a tiempo de un brote es de suma importancia.

Detección del brote

La temprana detección del brote es de imperativa para tener un manejo seguro del mismo mientras no es un problema serio. Para detectar posibles influjos se emplean tanto alarmas auditivas como visuales, de las cuales algunos indicadores son:

- Aumento en la velocidad de penetración.
- Incremento del flujo.
- Incremento en el nivel de las presas.
- Reducción de la presión de circulación e incremento en la velocidad de bombeo en las bombas superficiales.
- Flujo en el pozo cuando las bombas se encuentran apagadas.
- Incremento en el torque, arrastre y llenado de pozo.
- Incremento en el peso de la sarta de perforación.

Todos estos factores son aplicables también para la perforación convencional, pero el incremento en el flujo y la reducción en la presión de circulación es fácilmente detectable para DGD ya que se tienen medidores con mayor sensibilidad. Así, dado que el efecto de tubo en U permite bajas presiones de circulación para las bombas, es posible detectar con mayor facilidad pequeños cambios en la presión.

Cuando se presenta un brote, la velocidad de flujo en el espacio anular se incrementa en igual medida a la velocidad de flujo del brote, de tal manera que si se mantiene bombeando a velocidad constante, un incremento en la velocidad es visto como una manifestación del brote.

La mayoría de los brotes ocurren cuando se está efectuando un viaje de tubería (metiendo o sacando). La forma más rápida de saber si existe un influjo, cuando se está sacando la tubería, es midiendo el volumen de lodo necesario para llenar el agujero, si el volumen es menor que el volumen del acero retirado significa que posiblemente haya presencia de brote.

Procedimientos de cierre

Una vez detectado el brote, debe ser detenido rápidamente para prevenir altas presiones actuando en la TR o que el brote llegue a la superficie convirtiéndose en un reventón. El cierre del pozo generalmente se logra con el conjunto de preventores. El procedimiento de cierre que se llevará a cabo es determinado por la operación que se esté desarrollando al momento del brote (perforación o viaje) y la disponibilidad de equipo principalmente.

Hay ocasiones en las cuales el influjo es detenido y circulado sin cerrar el pozo, tales situaciones se dan cuando se siguen los siguientes pasos:

1. Reducir la velocidad de las bombas a la velocidad antes influjo.
2. Permitir que la presión en la tubería de perforación se estabilice y registrar esta presión y velocidad de circulación.
3. Continuar circulando a la presión de TP y velocidad registrada en el paso 2, hasta que los fluidos del influjo sean circulados fuera del agujero.
4. La presión en TP es mantenida constante ajustando la presión de entrada de la bomba submarina de forma similar como se ajusta la presión en la TR ajustando el estrangulador.
5. Después de que el influjo ha sido evacuado del pozo, se circula un fluido de alta densidad para incrementar la presión hidrostática y con ello mantener el control del pozo.

La presencia de la DSV permite cerrar el pozo inmediatamente después de la detección del brote y llevar a cabo los procedimientos convencionales de control de pozos.

Medición de la intensidad del brote

La intensidad de un brote se mide generalmente en base a cuatro criterios:

- Presión de cierre en la TP.
- Presión de cierre en TR.
- Incremento en el nivel de las presas.
- Densidad del brote.

La presión de cierre en TP y TR son la diferencia entre la presión de fondo de pozo y la presión hidrostática en la sarta de perforación y el espacio anular respectivamente. Dado que el fluido en el espacio anular puede estar mezclado con fluidos de la formación la presión de cierre en TR no es muy válida, por lo cual se emplea mayormente la presión de cierre en TP, esta presión es convertida a peso de lodo, el cual corresponderá al peso que se tiene que añadir al lodo para controlar el pozo. La densidad del brote es el incremento requerido en el peso del lodo para igualar la presión de formación. El incremento en el nivel de las presas es debido a la presencia del fluido del brote en el lodo de control.

En la perforación convencional con riser, estos parámetros pueden ser medidos fácilmente con medidores colocados en el tubo vertical (standpipe) y en el medidor de presión del espacio anular, mientras que el equipo de PVT determina la ganancia en el nivel de las presas, sin embargo con DGD se dificulta.

Si no hay instalada una DSV, la ganancia en presas se mide antes y después del efecto de tubo en U, para la medición después del efecto de tubo en U, el volumen teórico del tubo en U se resta de la ganancia final en presas para determinar el volumen del influjo. Con una DSV instalada la medición del nivel en presas se hace de la forma convencional.

La medición de la presión de cierre en la TR es fácilmente reemplazada midiendo la presión de entrada en la bomba submarina, pero para la presión de cierre en TP esto se complica. Se sabe que la DSV es calibrada para abrirse cuando en superficie se bombea a cierta presión, así cuando hay un brote, la presión necesaria para abrir la DSV se incrementa. Entonces, después de que el brote es detectado

y el pozo cerrado se empieza a incrementar la presión de bombeo superficial poco a poco hasta que la DSV abre y se registra esta presión. La presión de cierre en TP será igual a la diferencia entre la presión a la cual se abrió la DSV después del brote y la presión a la cual fue calibrada para abrir en condiciones normales.

Cálculo del peso de lodo para matar

Una vez que la presión de cierre en la sarta de perforación es medida. Para pozos perforados con sistemas marinos convencionales se calcula de la siguiente forma:

$$KWM = \frac{SIDPP}{0.052 \times TVD} + OWM \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

KWM es el peso de lodo para matar, ppg.

SIDPP es la presión de cierre en TP, psi.

TVD es la profundidad vertical verdadera, ft.

OWM es el peso original de lodo, ppg.

Para pozos con DGD, el peso del lodo deberá calcularse con respecto al lecho marino, no con respecto al piso de perforación.

$$KMW = \frac{SIDPP}{0.052 \times (TVD - WD)} + OWM \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

KMW es el peso de lodo para matar, ppg.

SIDPP es la presión de cierre en TP, psi.

TVD es la profundidad vertical verdadera, ft.

WD es la profundidad del tirante de agua, ft.

OWM es el peso original de lodo, ppg.

Medición la presión de circulación del brote

Durante las operaciones de matar, generalmente se circula a una velocidad reducida permitiendo mejor control de las presiones de circulación y manteniendo las propiedades del lodo en los valores deseados. En estas operaciones es necesario conocer las pérdidas de presión por fricción dentro de la sarta de perforación, pues esta será la presión necesaria en la bomba de lodo superficial para hacer circular el brote, a esta presión se le conoce como presión de circulación del brote (KCP, Kick Circulating Pressure). Las pérdidas de presión por fricción pueden ser medidas a partir de la disminución en la velocidad de flujo antes de la aparición del influjo. Durante las operaciones de matar la tasa de circulación debe permanecer constante si el cálculo de las pérdidas de presión por fricción fue correcto. La KCP es la pérdida de presión total del sistema, pero solo la pérdida en la sarta de perforación es significativa, a bajas velocidades las pérdidas por fricción en el espacio anular son mínimas y pueden ser ignoradas. Debido a que la presión por fricción depende de varios factores como peso del lodo, profundidad, velocidad de la bomba, tamaño de presas, diámetro de tubería y tamaño de las toberas, si alguno de estos factores cambia, se tendría un nuevo valor de KCP. Por ello es común medirlo:

- Cada turno por cada perforador.
- Cuando las bombas son reparadas.
- Cuando se modifican las propiedades del lodo.
- Por cada 500 pies de agujero perforado.
- Cuando se cambia el aparejo de fondo (BHA, Bottom Hole Assembly).

Para las operaciones con DGD la medición de la KCP es similar con algunas pequeñas variaciones. Sin DSV la velocidad de circulación a la cual la KCP será medida deberá ser mayor que la velocidad de caída libre del lodo para tener una presión de circulación positiva. La velocidad que podría resultar en el espacio anular no es insignificante pero no causa graves problemas. Con una DSV, la velocidad de matado puede ser una velocidad reducida como en la perforación convencional, pero la presión registrada también incluye la presión de apertura de la DSV.

Plan de declinación en la presión en la tubería de perforación

Al momento de matar el pozo, la presión de circulación en la TP tiene que ser monitoreado, con la finalidad de mantener una presión de fondo de pozo igual o ligeramente mayor a la presión de

formación para prevenir la aparición de un influjo adicional. También se monitorea para tener una mínima presión impuesta en cualquier lugar de la formación y así evitar fracturar la formación. Al principio de la operación de matado se tiene el pozo cerrado y en superficie se tiene la presión de cierre de TP, en el pozo se tiene lodo con peso original, conforme se desarrolla la operación de matado se va bombeando el lodo con peso para matar dentro de la sarta de perforación, este al ser más pesado provoca que los requerimientos de presión en superficie sean menores. Al fin de mantener estable la presión de fondo, se elabora un plan de declinación de la presión de circulación en TP y así la presión es mantenida igual o ligeramente mayor a la presión de formación durante todo el proceso de matado.

Mientras se circula con el peso original del lodo, la presión de circulación en TP (presión en superficie) será igual la presión de cierre en TP mas la presión de circulación del brote. A esta presión se le conoce como presión de circulación inicial (ICP, Inicial Circulation Pressure) y es la presión en superficie necesaria para mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la presión de formación mientras se bombea el lodo con peso original.

Después de que el lodo con densidad para matar alcanza la barrena, la presión en superficie necesaria para mantener una presión en el fondo igual a la presión de formación, es igual a la presión que se perdió por efectos de la fricción con el lodo de alta densidad. Esta densidad mayor causa que las pérdidas de presión por fricción dentro de la sarta de perforación aumenten y la presión de circulación en TP con el fluido de alta densidad no sea igual a la KCP (ya que esta fue calculada de acuerdo a las pérdidas de presión por fricción medidas con el lodo de peso original). La presión de circulación cuando se tiene ya el lodo de alta densidad se conoce como "presión final de circulación" (FCP, Final Circulating Pressure) y se calcula:

$$FPC = KCP \times KWM / OWM \qquad \text{Ec 2.3}$$

Donde:

FPC es la presión de circulación final, psi.

KCP es la presión de circulación del brote, psi.

KWM es el peso de lodo para matar, ppg.

OWM es el peso original del lodo, ppg.

En el periodo de tiempo en el cual el lodo con peso para matar va desde la superficie a la barrena, la presión de circulación en TP oscila desde ICP hasta FCP, después la FCP deberá ser mantenida hasta que el lodo con peso para matar llene el espacio anular y alcance la superficie.

Para operaciones en DGD, sin una DSV, la declinación de la presión de ICP hasta FCP es idéntica a operaciones convencionales, asumiendo que la velocidad de circulación es mayor que la velocidad en caída libre del lodo. La presión de apertura positiva de una DSV hace más compleja la construcción del plan de declinación de la presión de circulación en TP.

El diseño de una DSV es tal que la presión de apertura puede ser puesta para que sea mayor que la diferencia entre la presión hidrostática de lodo en la sarta de perforación y la presión hidrostática del agua de mar en la línea del lodo más un margen adicional para permitir el incremento en el peso del lodo. Cada vez que la presión a la velocidad del brote (Kick Rate Pressure) es medida también se debe medir la presión de apertura de la DSV. Cuando una DSV se usa la ICP se mide igual que en la perforación convencional con riser. Sin embargo la medición de la FCP debe tomar en consideración el cambio en la presión de apertura de la DSV debido a la presencia del lodo más pesado (lodo con peso para matar). Cuando se tiene instalada una DSV, la FCP se calcula como sigue:

$$FCP = (\Delta P_{dp_bu} - AFP) \times \frac{KWM}{OWM} - DSV_{set} + AFP \quad \text{Ec. 2.4}$$

Donde:

- ΔP_{dp_bu} es igual a las pérdidas de presión por fricción en la sarta de perforación más la caída de presión en la barrena, psi.
- AFP es la caída de presión en el espacio anular, psi.
- KWM es el peso de lodo para matar, ppg.
- OWM es el peso original del lodo, ppg.
- DSV_{set} es la diferencia en presión hidrostática entre el KWM y el agua de mar en la línea de lodo, psi.

Métodos para matar el pozo.

Cuando el brote ha sido identificado, el influjo detenido y el peso de lodo para matar determinado, el influjo deberá ser desplazado del pozo y el lodo de peso original tendrá que ser reemplazado por el

lodo con peso para matar. La forma más común, segura y eficiente es circular el influjo manteniendo la presión de fondo constante e igual o ligeramente mayor a la presión de formación, lo cual permite hacer el cambio de la densidad del lodo sin tener algún influjo adicional.

Método del perforador. Mediante este método es necesario hacer dos circulaciones completas para matar el pozo. Una vez detectado el brote, el pozo se cierra el tiempo suficiente para medir la SIDPP, SICP y la ganancia en presas, después los fluidos del brote son circulados fuera del pozo con el peso original del lodo. La presión de circulación en TP es mantenida como presión inicial de circulación mientras los fluidos del brote son circulados fuera del agujero, después de lo cual el pozo es nuevamente cerrado. El lodo en las presas es densificado hasta alcanzar el peso para matar y circulado en el pozo a la velocidad para matar siguiendo el plan de declinación de la presión de circulación en TP. Una vez que el lodo con peso para matar alcanza la barrena, se mantiene la presión final de circulación hasta que el pozo es llenado con el KWM.

Para DGD, se modificó el método del perforador. Mientras los fluidos del influjo son circulados, el lodo en una de las presas es densificado hasta alcanzar la densidad para matar. Cuando los fluidos del brote fueron circulados, la bomba de succión superficial es cambiada a la presa con KWM y el OWM es circulado del pozo siguiendo el plan de declinación de presión de circulación en TP. Esta modificación elimina el daño por algún influjo adicional durante el efecto de tubo en U.

El uso de una DSV permite un cierre seguro del pozo cuando se ha detectado un influjo, así el método del perforador es usado sin modificación, excepto para la determinación del plan de declinación de la presión de circulación en TP. Una forma de monitorear la presión de circulación en TP durante todo el proceso de matado se logra con el siguiente procedimiento.

1. Circular fuera del pozo los fluidos del influjo manteniendo la ICP en la presión de TP.
2. Cerrar el pozo, registrando la presión de entrada de la bomba de levantamiento submarina y densificando el lodo hasta que tenga el peso de lodo para matar.
3. En la segunda circulación, mantener la presión de entrada de la bomba submarina en el valor registrado en el paso 2 mientras se circula el KMW hasta la barrena.

4. Cuando el KMW alcanza la barrena, registrar la presión de circulación en TP y mantener constante esta presión y velocidad hasta que KMW, es circulado de regreso a superficie.

Método de espera y pesa. Este método, teóricamente matará el pozo en una sola circulación. Cuando se detecta el brote, el pozo es cerrado y se registran las SIDPP y SICP estabilizadas así como la ganancia en presas. SIDPP es empleada para calcular KWM y el lodo en superficie, en las presas, es densificado para poder matar el pozo. El pozo se mantiene cerrado durante el proceso de densificación del lodo. Tan pronto como el lodo se encuentra con densidad para matar, se circula siguiendo el plan de declinación de presión de circulación en TP. Cuando el KMW alcanza la barrena, se mantiene la presión final de circulación hasta que el pozo es llenado por completo con el KMW. Este método no presenta cambios para DGD con una DSV, excepto por el plan de declinación de la presión. Si no se emplea una DSV, este método no es recomendable debido a los problemas del efecto de tubo en U y la falta de medición de la presión en TP cuando la sarta se llena de nuevo cuando la circulación comienza otra vez.

Método volumétrico. Se emplea cuando se presenta migración de gas en un pozo cerrado, cuando no se tiene la capacidad de circular por ciertas razones como el taponamiento de la sarta de perforación o que la tubería se encuentra afuera del agujero. Con el método volumétrico se permite la migración del gas por la expansión de la burbuja para evitar excesos en la presión superficial asociadas a la migración del gas. Esto se logra permitiendo que la presión de cierre se incremente a determinado nivel y entonces se extrae una pequeña cantidad de lodo del espacio anular. La extracción del lodo del espacio anular deja que la burbuja se expanda disminuyendo la presión a la cual está sometida. Hay que tener especial cuidado, para que la cantidad de lodo extraído no sea excesiva para evitar influjos adicionales.

Lubricación. Si se encuentran altas presiones y gas en superficie, se puede emplear un método de lubricar y purgar para tener una presión en superficie menor y deshacerse del gas. Durante este proceso, el fluido para matar es bombeado dentro del pozo hasta que un volumen predeterminado sea bombeado o la presión superficial preestablecida sea alcanzada, las bombas se detienen y se cierra el pozo por varios minutos hasta que el gas migra a través del

fluido. El gas es entonces purgado hasta que el fluido que fue bombeado comienza a fluir o hasta que se alcanza en superficie la presión preestablecida.

Usualmente este procedimiento se emplea cuando la presión de cierre es muy parecida a la presión del equipo en la cabeza del pozo o si el gas ha migrado a la superficie mientras el pozo era cerrado. Este procedimiento es igual para DGD, con la excepción que la bomba de levantamiento submarina es usada en vez del estrangulador.

Procedimientos de introducción o extracción de la tubería de perforación con el pozo cerrado (con presión en superficie). Son los procedimientos donde se viaja la sarta de perforación dentro o fuera del pozo, siendo más común viajar dentro del pozo cuando ocurre un brote sin barrena en el fondo. Cuando ocurre un influjo sin la barrena en el fondo, generalmente se requiere poner la barrena bajo el influjo para circular el influjo fuera del agujero y matar el pozo. Antes de comenzar las operaciones, se instala una válvula de seguridad en la sarta de perforación. Después, la sarta de perforación es bajada dentro del pozo con el preventor anular cerrado, mientras la sarta es bajada, se purga lodo, a través del estrangulador, en igual cantidad al volumen desplazado por la TP más la capacidad interior de la tubería. Esto se hace para prevenir que el pozo se sobrepresurice. Para DGD no hay muchas diferencias excepto que el lodo es bombeado de regreso a través de las líneas de retorno del lodo por las bombas de levantamiento submarino y no a través del estrangulador.

Nomenclatura

BHA	Aparejo de fondo (Bottomhole Assembly)
BOP	Preventor de brotes (Blow Out Preventer)
DGD	Perforación con Doble Gradiente (Dual Gradient Drilling)
DSV	Válvula de retención de lodo en la sarta de perforación; válvula de lodo; válvula de sarta de perforación (Drillstring Valve)
ESP	Bomba sumergible eléctrica (Electric Submersible Pump)
ECD	Densidad Equivalente de Circulación (Equivalent Circulating Density), ppg
FCP	Presión final de circulación (Final Circulating Pressure), psi
ICP	Presión inicial de circulación (Initial Circulating Pressure), psi
KCP	Presión de circulación del brote (Kick Circulating Pressure), psi
KWM	Peso del lodo para matar (Kill Weight Mud), ppg
MLP	Bomba de levantamiento de lodo; bomba submarina de levantamiento de lodo (mudlift pump)
OWM	Peso de lodo original (Original Mud Weight), ppg
SIDPP	Presión de cierre en la tubería de perforación (Shut-in Drillpipe Pressure), psi
SMD	Perforación con levantamiento submarino de lodo (Subsea MudLift Drilling)
SPU	Unidad de procesamiento de sólidos (solids processing unit)
SRD	Sistema rotativo submarino (subsea rotating diverter)
SWF	Influjos de agua someros (Shallow Water Flow)
TP	Tubería de perforación
TR	Tubería de revestimiento
TVD	Profundidad vertical verdadera (True Vertical Deep), ft
WD	Profundidad del tirante de agua (Water Deep), ft

Referencias del capítulo 2

1. Bonar Tua Halomoan Marbun y Hafiz Adi Kurnia (2012). The Effect of High Pressure and Temperature Variation to the Hydraulic of Dual Gradient Drilling Operation [version electronica]. Paper SPE-156373-MS. Tianjin, China: Society of Petroleum Engineer.
2. Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson G., Plumb, D., Sayers, C., Denyer, G., et al. (2000). Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas. *Oilfield Review*, 23(4), 1-19.
3. Eggemeyer J. C., Akins, M. E., Brainard, R. R., Judge, R. A., Peterman, C. P., Scavone, L. J., et al. (2001). SubSea MudLift Drilling: Design and Implementation of a Dual Gradient Drilling System [versión electronica]. Paper SPE-71359-MS. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers.
4. Forres, N., Bailey T. y Hannegan, D. (2001). Subsea Equipment for Deep Water Drilling Using Dual Gradient Mud System [versión electronica]. Paper SPE-67707-MS. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers.
5. Schubert, J. J., Juvkam-Wold, H. C. y Choe J. (2003). Well Control Procedures for Dual Gradient Drilling as Compared to Convencional Riser Drilling [versión electronica]. Paper SPE-99029-PA. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers.
6. Smith K. L., Gault A.D., Witt D. E. y Weddle C. E. (2001). SubSea MudLift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry [versión electronica]. Paper SPE-71357-MS. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers.

SELECCIÓN DE PUNTOS DE ASENTAMIENTO PARA POZOS PERFORADOS CON DOBLE GRADIENTE

Una de las primeras tareas en la preparación de un plan de perforación de un pozo es identificar las profundidades a las cuales se asentaran las tuberías de revestimiento (TR). De esto dependerá minimizar costos de operación durante la perforación, la optimización de los recursos y mantener el control del pozo así como proteger la formación de diversos factores tales como fracturamiento, además de ayudar a evitar eventos no deseados pérdida de circulación, influjos de gas y agua, y pegadura de tubería de perforación entre otros.

La determinación de estos puntos se hace en función los gradientes de presión de fractura, presión de poro y peso del lodo principalmente, es por esto que la predicción de la presión de formación y la estimación del gradiente de fractura es primordial, pero también es importante tomar en cuenta los problemas en el agujero que van surgiendo durante la perforación, las políticas internas de las operadoras y en algunas ocasiones regulaciones gubernamentales como las propias para la protección de acuíferos. Una vez determinados los puntos de asentamiento de TR se procede con el diseño de las mismas.

No se debe subestimar la importancia de la selección de puntos de asentamiento por parecer una tarea relativamente sencilla. Considerar profundidades de asentamiento muy someras o demasiado profundas puede llevar a errores que propiciarán complicaciones en la perforación (control de pozos o pérdida de fluido de control) o problemas con instituciones normativas como los causados por la contaminación de acuíferos.

Tipos de tuberías de revestimiento^{1,4}

Los tipos de tuberías de revestimiento empleados dependen las condiciones geológicas y técnicas que se presenten para perforar un pozo. A continuación se mencionan los tipos de TR comúnmente empleados:

- Tubería de revestimiento conductora.
- Tubería de revestimiento superficial.

- Tubería de revestimiento intermedia.
- Liner intermedio.
- Tubería de revestimiento de producción.
- Liner de producción.
- Tubería de revestimiento tie-back.

Tubería de revestimiento conductora¹

Empleada principalmente en áreas donde la formación es suave, como en las zonas costa afuera. Sus principales funciones son:

- Aislar capas no consolidadas bajo el lecho marino.
- Soportar la plantilla de perforación y el riser marino en estructuras flotantes y extender el pozo hasta la cubierta en las plataformas fijas.
- Soportar la TR superficial y el cabezal del pozo.
- Tiene suficiente diámetro interno para acomodar la tubería superficial y proveer un desplazamiento eficiente de cemento.
- Deberá estar lo suficientemente profundo y ser lo suficientemente fuerte para generar un manejo seguro de inlfujos de gas si se planea usar un sistema desviador de inlfujos.

Tubería de revestimiento superficial¹

Las razones para utilizar esta tubería incluyen:

- Aislar formaciones débiles hasta la profundidad donde la integridad de la formación es suficiente para asegurar el apropiado control de formaciones anormalmente presurizadas en la siguiente sección del agujero.
- Soportar el cabezal de pozos y el sistema de preventores.
- Aislar formaciones anteriores a cualquier zona potencial con inlfujo de gas o aislar tales formaciones para establecer la integridad en las operaciones siguientes de perforación.

Tubería de revestimiento intermedia¹

Generalmente al mencionar el uso de esta tubería se infiere el manejo de presiones anormales y uso de lodos de perforación con altas densidades. Esta tubería cumple principalmente con las siguientes funciones:

- Aislar todas las formaciones, ubicadas después de la zapata de la tubería de revestimiento superficial para que la siguiente sección del agujero pueda ser perforada con seguridad.
- A causa de las formaciones anormalmente presurizadas y zonas deleznable, se puede necesitar más de una TR intermedia.
- Proveer de integridad mecánica al agujero para perforar zonas con aporte de fluidos o con presiones anormales en respuesta a los requerimientos del programa de perforación.

Liner intermedio¹

Los liners son tuberías que no llegan hasta superficie, son ancladas a las paredes de una TR cementada anterior a él, esta TR puede ser de cualquier tipo. Los liners cumplen con las funciones de una tubería intermedia con la ventaja del ahorro en costos de tubería. Cuando se emplea un liner la tubería que soportará presiones en la parte superior (en muchos casos la tubería intermedia) deberá ser evaluada para soportar todos los esfuerzos a los que será sometida (tensión, colapso y estallido) cuando se perfora la sección de agujero después del liner.

Tubería de revestimiento de producción¹

Es la tubería de revestimiento que entra en contacto con la formación productora y sirve para:

- Aislar zonas productoras.
- Asegurar la apropiada cementación en el espacio anular a través de las zonas productoras y con ello evitar que los fluidos de la formación migren a lo largo del agujero.
- Resistir el deterioro químico y mecánico causado por los fluidos de la formación y los fluidos de terminación de tal manera que no se afecte el tiempo de vida planeado del pozo.
- Deberá ser diseñada para mantener la integridad del pozo durante todos los periodos de producción y de reparación del pozo.

- Si el programa de perforación lo especifica deberá ser diseñada para permitir perforar a mayor profundidad o sea seguir perforando en caso de existir otra formación productora.

Liner de producción¹

Se refiere al mismo concepto de liner intermedio con la diferencia de que este se encontrará en contacto con la formación productora y cumple además con lo siguiente:

- Aísla zonas productivas si no se usa TR de producción o si esta solo alcanza la cima del yacimiento.
- Todas las tuberías de revestimiento y liners expuestos a las actividades de producción deberán cumplir con los requerimientos de producción con respecto a la integridad del pozo durante todas las fases de la vida productiva del pozo.

Complemento de tubería de revestimiento (tie-back)⁴

Es una tubería que se corre desde la parte superior de liner hasta un punto en particular que puede llegar a la superficie complementado el liner de producción. Se emplea comúnmente cuando los hidrocarburos producidos se encuentran detrás del liner, para incrementar la integridad por presión del pozo o para incrementar la resistencia a la corrosión por gases en el pozo.

Factores que influyen en la selección de puntos de asentamiento¹

La selección de los puntos de asentamiento se hace en base a varios elementos presentes durante la perforación y que determinan la profundidad adecuada para revestir una TR. En ocasiones se hace con la finalidad de aislar zonas con pérdidas de circulación, para evitar pegadura diferencial y principalmente en base al control de las geopresiones presentes en el agujero. A continuación se listan los elementos que deben evaluarse de acuerdo a los parámetros que desean controlarse.

Estabilidad del agujero. Formaciones no consolidadas, arcillas hinchables, formaciones fracturadas, desgaste, pérdida de fluido en la formación, formaciones plásticas, subsidencia, aislación de zonas.

Integridad y presión de formación. Formaciones con alta presión, formaciones altamente permeables y contaminación de acuíferos.

Fluidos de perforación, limpieza del agujero, cuidados en la cementación. Pérdidas de presión, densidad de circulación, rendimiento de la bomba, capacidad de limpieza del agujero, cementación de intervalos permeables, temperatura de la formación, tolerancias físicas y químicas del sistema de lodos y daño e invasión a la formación.

Curvatura del agujero. Puntos de inflexión (kick-off points, drop-off points), inclinación del agujero, severidad de la pata de perro.

Equipo mecánico. Capacidad rotativa de la plataforma, resistencia de la TR a la tensión, el colapso y el estallido, equipo disponible, capacidad de perforación de la sarta de perforación y el ensamble de fondo.

Factores económicos. Costo del equipo, velocidad de penetración, tiempo contra perfil de profundidad, probabilidades y consecuencias de problemas en el agujero, objetivos geológicos primarios y secundarios, evaluación de la formación e indicadores geológicos.

Procedimiento para la selección de puntos de asentamiento de TR¹

Los pasos esenciales para la evaluación de los puntos de asentamiento de TR son los siguientes:

- Determinar los objetivos principales y secundarios del pozo.
- Identificar los factores que requerirán énfasis especial.
- Determinar los requerimientos de cementación.
- Si el agujero no puede ser perforado con los diámetros estándar de TR, se puede instalar un liner intermedio o un liner de producción extra.
- Si el liner mencionado en el punto anterior no resuelve el problema, entonces se deberá considerar un programa de revestimiento no convencional.
- Llevar a cabo el diseño.
- Si los resultados del diseño resultan con cualidades de revestimiento no favorables, entonces se evalúan nuevamente los puntos de asentamiento previos hasta confirmar que las características sean las requeridas.

La selección de puntos de asentamiento se hace principalmente en función del peso de lodo y el control de las geopresiones, así en base a esto hay siete factores principales que deben mantenerse

controlados, los cuales son: efecto de pistoneo (swabbing effect), surgencia (surge efecto), un factor de seguridad, margen para el influjo de gas, margen de ganancia, máxima presión diferencial permisible en la zona de transición (de presión normal a presión anormal), máxima presión diferencial permisible para presión anormal. Tales factores se analizan representándolos como valores de densidad equivalente (ppg) de tal manera que los eventos a los que corresponden serán considerados en el diseño como parte de los gradientes de presión presentes en el sistema.

El efecto de pistoneo (swab) ocurre al momento de sacar la tubería de perforación (TP) del agujero, lo que provoca una succión de los fluidos de la formación ya que al sacar la TP se reduce la presión hidrostática bajo la barrena, dicho efecto se maximiza al sacar rápidamente la sarta de perforación y si se incrementa desconsideradamente puede ocurrir un brote.

La surgencia resulta opuesto al efecto de pistoneo, ocurre cuando la sarta de perforación es bajada rápidamente o la bomba de lodos es acelerada rápidamente después de conectarla y provoca un incremento en la presión del pozo.

El factor de seguridad se toma en cuenta en caso de algún imprevisto, siendo redundantes y evitando así tener mayor confianza en el diseño; tal factor es función de las condiciones geológicas y las experiencias de la compañía operadora.

El margen para el influjo de gas se hace en prevención de la presencia de gas en el pozo. Cuando se presenta un influjo de gas, la presión en la cima del gas será casi la misma que la presión en el fondo del pozo (dado las propiedades de los gases, la presión en cualquier punto tenderá a ser igual y así mismo también origina que en una gráfica de profundidad contra temperatura, la línea de gradiente de gas sea casi vertical) por lo tanto cuando el gas llegue a algún punto superior en el pozo, la presión en ese punto no corresponderá a una presión de formación normal y la presión del lodo necesaria para contrarrestar la presión del gas requerirá ser mayor por consiguiente el lodo necesario va a ser más pesado.

Si el fluido de control se mezcla con gas de la formación su densidad disminuirá dado que la densidad del gas es menor por lo cual se entiende que se tiene una ganancia en volumen de gas y una reducción en el peso del lodo. Para equiparar este descenso en el peso de lodo que se encuentra en el pozo y mantener el control del pozo, se densificará el fluido de control y por ello se tiene que considerar el

margen de ganancia debido al peso adicionado al lodo para contrarrestar la presencia del gas en solución.

La presión diferencial es la diferencia que existe entre la presión en el interior de la tubería (presión generada por el lodo de perforación) y la formación (presión de poro), si la presión diferencial sobrepasa los límites de seguridad se producen pegaduras de tubería de revestimiento. La pegadura de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema puede variar de una inconveniencia menor que puede causar un ligero aumento de los costos, a complicaciones graves que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de la pega de tubería, llamada pescado, y que se perfora de nuevo el intervalo. Una de las causas de las pegaduras es la presión diferencial y por lo tanto suelen ocurrir en los puntos donde se encuentra la máxima presión diferencial que usualmente es la zona de transición de presión normal a presión anormal.

El valor de la presión diferencial máxima para evitar pegaduras se ha determinado en base a las experiencias obtenidas en el campo durante la perforación de pozos. La máxima presión diferencial para la zona de transición corresponde al límite de presión cuando la TR esté en la zona de transición y la máxima presión diferencial para zonas de presión anormal es para las zonas anormalmente presurizadas, generalmente se trata del liner. Si la presión diferencial presente en el pozo supera la presión máxima permisible será necesario hacer las modificaciones pertinentes que se analizarán más adelante.

Procedimiento convencional para la selección de puntos de asentamiento

En el proceso de selección de puntos de asentamiento se inicia por determinar la profundidad de la tubería intermedia y liner, sucesivamente se determina el punto de asentamiento de la tubería superficial. Este procedimiento se hace de abajo hacia arriba para simplificarlo y evitar consumo de tiempo por procesos iterativos. A continuación se describirá el proceso elemental para determinar los puntos de asentamiento en función a los criterios previamente descritos y posteriormente se incluirán criterios que modifican el procedimiento de acuerdo a las condiciones presentes en agua profundas.³

El objetivo es antes que nada correr la menor cantidad de TR en el pozo para ahorrar costos, teniendo claro este objetivo se buscara la posibilidad de correr una sola TR hasta el objetivo geológico, por

tanto el gradiente del lodo de perforación deberá ser mayor al gradiente de presión de poro más grande presente durante todo el pozo y asegurar así, en todo momento, el control del pozo durante la perforación. Es necesario aclarar que todos los parámetros se manejan en términos de gradiente de presión (tanto los siete criterios descritos anteriormente, como la presión de poro y la presión de fractura).

Selección de la profundidad de asentamiento de la TR intermedia

Paso 1. Consiste en obtener el gradiente de fractura de diseño. Al peso de lodo equivalente que corresponde al máximo gradiente de presión de formación presente en el pozo se le denomina máximo gradiente de presión de poro anticipado, a ese peso de lodo se le suma el margen por efecto de pistoneo obteniendo un nuevo valor de gradiente de presión conocido como mínimo peso de lodo al cual se suma el gradiente de presión que representa el margen por efecto de surgencia, el resultado se denomina mínimo gradiente de fractura, a continuación es necesario agregar el factor de seguridad y el gradiente obtenido es el gradiente de fractura de diseño.

Paso 2. Con el valor del gradiente de fractura de diseño se traza una línea recta vertical, desde la profundidad máxima del pozo hasta la intersección con la curva que represente el gradiente de presión de fractura y este punto será considerado como el punto de asentamiento tentativo de la tubería intermedia o en el caso de existir pegaduras será la mínima profundidad de asentamiento del liner.

Al sumar estas magnitudes, se asegura que en todo momento, ante la presencia simultánea de los eventos que propicien un incremento en la presión ejercida sobre la formación, se mantenga el control del pozo y se evite fracturar la formación.

Paso 3. Este paso consiste en considerar el margen para el influjo de gas, este paso puede resultar muy complicado, sin embargo, existe una ecuación que permite considerar este efecto de manera sencilla y que ha mostrado dar buenos resultados, la ecuación es la siguiente:

$$\sum EMW = EMW_{brote} + EMW_{ganancia} \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$EMW_{brote} = MW + \frac{\text{profundidad_del_brote}}{\text{profundidad_de_TR}} (\Delta M) \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

$\sum EMW$ es el peso de lodo equivalente total, ppg.

$EMW_{ganancia}$ es el margen de ganancia, ppg.

EMW_{brote} es el peso equivalente del lodo de perforación a causa de la presencia del brote, ppg.

MW es el peso del lodo con el cual se está perforando (mínimo peso del lodo), ppg.

ΔM es el incremento del peso del lodo por incremento del brote (tamaño del brote o margen para el influjo de gas), ppg.

profundidad _del _brote es la profundidad a la cual se encuentra el brote, ft.

profundidad _de _TR la profundidad tentativa de asentamiento de TR, ft.

Al valor obtenido del peso equivalente del lodo se le suma el valor de la ganancia dando como resultado la sumatoria del peso equivalente del lodo ($\sum EMW$), tal valor deberá ser menor al valor del gradiente de fractura a la profundidad de asentamiento de la TR para no fracturar la formación, de no ser así, de forma iterativa, se aplicará la misma ecuación para distintos valores de *profundidad _de _TR* y donde la sumatoria del peso equivalente del lodo ($\sum EMW$) se encuentre más próxima al gradiente de presión de fractura será la profundidad de asentamiento de TR.

Paso 4. Determinar si durante el viaje de la TR existirá alguna pegadura de tubería. El potencial de pegadura se evalúa en la zona más profunda de presión normal (zona de transición) y el límite de diferencial de presión es la diferencial de presión máxima permisible para zonas de transición, en zonas de presión anormal se tiene el propio límite de presión diferencial, el cálculo se hace mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P = (MW - PP) \times 0.052 \times D \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

ΔP es la máxima diferencial de presión permisible, psi.

MW es el peso del lodo con el que se está perforando (mínimo peso del lodo), ppg.

PP es la presión de poro a la profundidad donde se presenta la máxima presión diferencial, ppg.

D es la profundidad de la zona donde se tiene la máxima presión diferencial, ft.

Para el cálculo del punto de asentamiento para la TR intermedia (que pase por la zona de transición), la zona donde se presentará la máxima presión diferencial será la zona de transición, para el caso de un liner (que únicamente tenga contacto con las zonas de presión anormal) será la zona que se encuentre a la altura de la parte superior del liner y de las TR que únicamente tengan contacto con zonas de presión normal será la parte más profunda de presión normal. Una vez verificado que no existe riesgo de pegadura se tiene el punto de asentamiento de la TR intermedia.

Paso 5. Si la presión diferencial sobrepasa los límites permisibles, entonces la profundidad establecida pasará a ser la profundidad más somera de asentamiento del liner y para determinar la profundidad de asentamiento de la TR intermedia se empleará una modificación de la ecuación 3.3 en vista de que lo requerido ahora es una profundidad a la cual no se sobrepasen los límites permisibles de presión diferencial, tal ecuación es la siguiente:

$$MW = \frac{\Delta P}{0.052 * D} + PP \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

ΔP es la máxima diferencial de presión permisible, psi.

MW es el peso del lodo con el que se está perforando (mínimo peso del lodo), ppg.

PP es la presión de poro a la profundidad donde se presenta la máxima presión diferencial, ppg.

D es la profundidad de la zona donde se tiene la máxima presión diferencial, ft.

Conociendo ese valor de MW y realizando el procedimiento en sentido inverso restando a este el valor del margen por efecto de pistoneo, se obtendrá un valor de gradiente de presión (puede considerarse como el máximo anticipado). En la gráfica de gradiente de presión de formación se buscará la profundidad a la cual se tenga dicho gradiente y este punto será la profundidad de asentamiento de la TR intermedia.

Selección de profundidad de asentamiento del liner

Paso 1. Leer cuál es el valor del gradiente de fractura a la profundidad de asentamiento de TR intermedia, este valor corresponde al gradiente de fractura de diseño para la etapa de la perforación de la sección donde será cementado el liner (ver figura 3.1). Al valor leído de gradiente de fractura de

diseño se le ha de restar el factor de seguridad, el margen por efecto de surgencia y el margen por efecto de pistoneo, lo que se obtiene de este procedimiento es la máxima presión de poro anticipada. En la curva de presión de poro se busca la profundidad a la cual existe un gradiente de presión de poro igual a la máxima presión de poro anticipada determinada previamente y esta profundidad será la máxima profundidad de asentamiento del liner (ver figura 3.1).

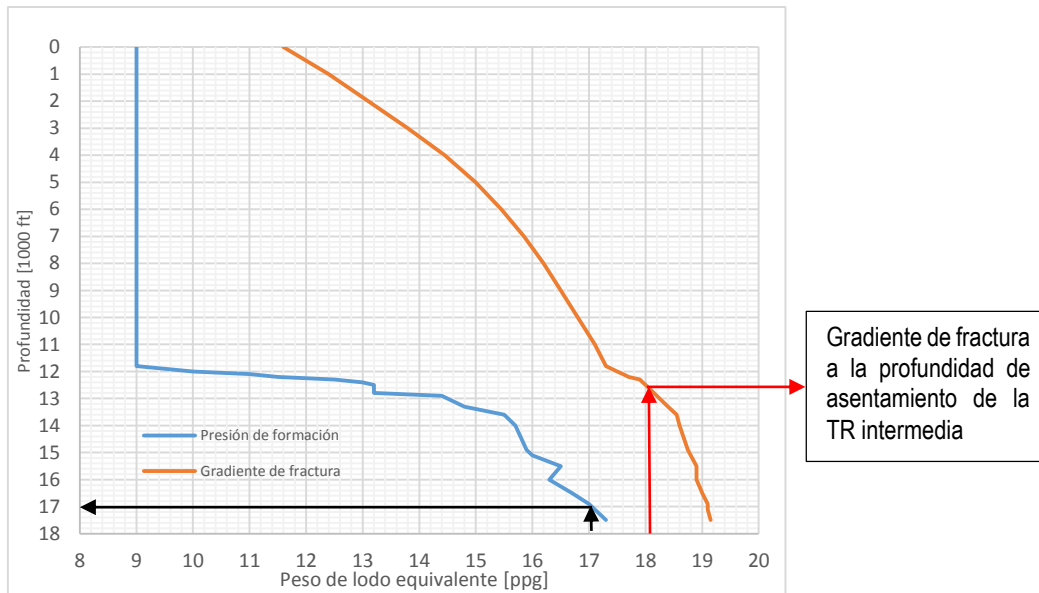


Fig. 3.1 Determinación de la máxima profundidad de asentamiento del liner

Paso 2. Se tiene que verificar que no existan pegaduras cuando se esté corriendo el liner. Por lo general el liner es corrido en zonas de presiones anormales (significa que todo el liner nunca tiene contacto directo con las zonas de presión normal), por lo tanto el diferencial de presión no debe superar el límite permisible para zonas de presión anormal. El diferencial de presión para zonas de presión anormal (por lo tanto para el liner) se calcula con la siguiente ecuación y haciendo las consideraciones que se indican:

$$\Delta P = (MW - PP) * 0.052 * D \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

ΔP es la máxima diferencial de presión permisible, en este caso para zonas de presión anormal, psi.

MW es el peso del lodo con el que se está perforando (mínimo peso del lodo), ppg.

- PP* es la presión de poro a la profundidad donde se presenta la máxima presión diferencial, en este caso, el gradiente de presión de formación presente en la parte superior de liner, ppg.
- D* es la profundidad de la zona donde se tiene la máxima presión diferencial, en este caso, la el gradiente de presión de formación presente en la parte superior de liner, ft.

De no existir riesgo de pegaduras, se ha conseguido determinar la máxima profundidad para el asentamiento del liner.

El punto de asentamiento de la TR de producción se determina a menudo por criterios del yacimiento, por ejemplo, asentar la TR, en la capa de roca superior al yacimiento.

Selección de la profundidad de asentamiento de la TR superficial

Ahora sabemos que es posible perforar desde el punto de asentamiento de la TR intermedia hasta el objetivo geológico pero se desconoce si será posible perforar desde la superficie del agujero hasta el siguiente punto de asentamiento de la TR. Para ello se usa el mismo procedimiento que para la selección de la profundidad de asentamiento de la TR intermedia pero en esta ocasión se considera la profundidad de asentamiento de la TR siguiente (en este caso TR intermedia) como la profundidad máxima (profundidad a la cual se tiene que mantener controlada la presión de formación con el peso del lodo de perforación).

En la determinación del punto de asentamiento de la TR superficial es muy poco probable encontrarse con riesgos de pegadura diferencial y no existe la opción de poner un liner por debajo de esta pues ya se tiene la TR intermedia. En el caso de la presencia de pegadura por presión diferencial lo pertinente será cementar la TR superficial a una profundidad más somera (la máxima presión diferencial para las zonas de presión normal se encuentra en la parte más profunda con gradiente de presión normal).

La TR superficial es, con mayor frecuencia que la TR intermedia, sometida a mayores esfuerzos de presión causados por los brotes originados durante la perforación de zonas más profundas. Ese motivo causa que la selección de la profundidad de asentamiento de la TR superficial esté mayormente determinada por los criterios que involucran el margen de ganancia y el margen para el influjo de gas.

Ejemplo 1

Para el caso mostrado en la figura 3.2 determinar la profundidad para los puntos de asentamiento de tubería de revestimiento.

Factores de diseño para la selección de los puntos de asentamiento de las tuberías:

- Consideración por efecto de pistoneo = 0.3 ppg
- Consideración por efecto de surgencia = 0.3 ppg
- Factor de seguridad = 0.2 ppg
- Margen para un influjo = 0.5 ppg
- Margen de ganancia = 0.2 ppg
- Máxima presión diferencial permisible por presión normal-anormal = 2,400 psi
- Máxima presión diferencial permisible por presión anormal = 3,100 psi

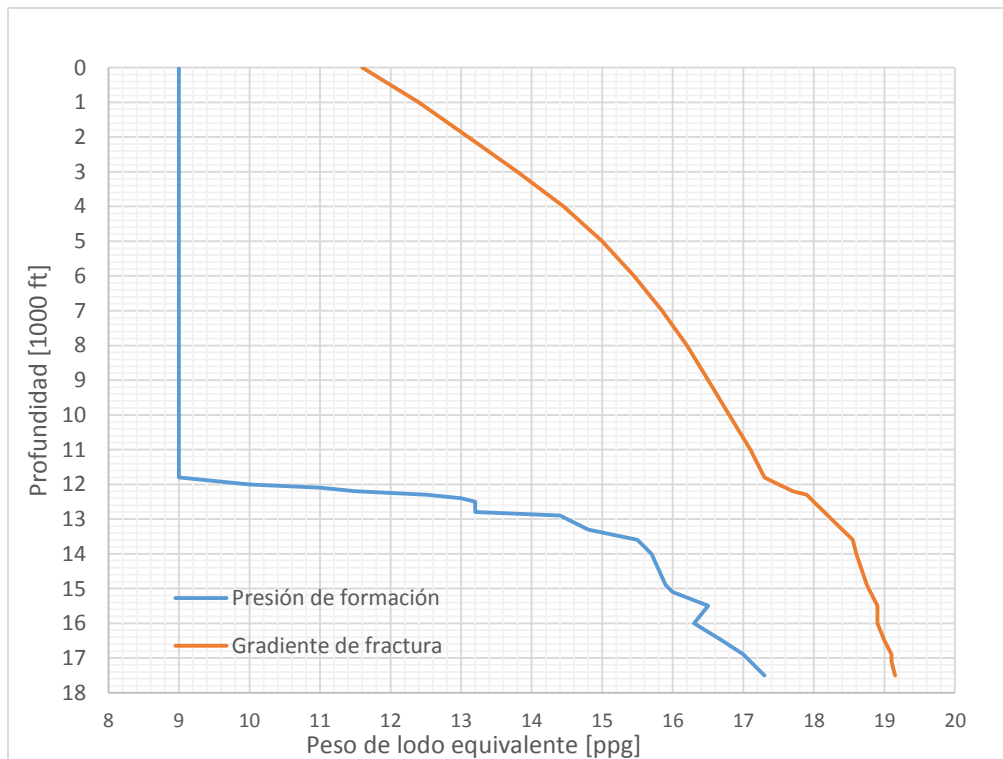


Fig. 3.2 Ventana operativa para determinar puntos de asentamiento

Sección de TR intermedia

El primer paso es determinar el gradiente de fractura de diseño, lo cual se realiza considerando los criterios de diseño de la siguiente manera.

Tabla 3.1 Determinación del gradiente de fractura de diseño

Máximo gradiente de presión de poro anticipado (leído en la curva de presión de poro a 17500 ft)	17.3 [ppg]
Consideración por efecto de pistoneo	+ 0.3 [ppg]
Mínimo peso de lodo	= 17.6 [ppg]
Consideración por efecto de surgencia	+ 0.3 [ppg]
Mínimo gradiente de fractura	= 17.9 [ppg]
Factor de seguridad	+ 0.2 [ppg]
Gradiente de fractura de diseño	= 18.1 [ppg]

Con este valor de gradiente de fractura se traza una línea vertical desde la máxima profundidad (17500 ft) hasta que se intercepte con la curva de gradiente de fractura. La profundidad de asentamiento tentativa es 12700 [ft] (ver curva en figura 3.3).

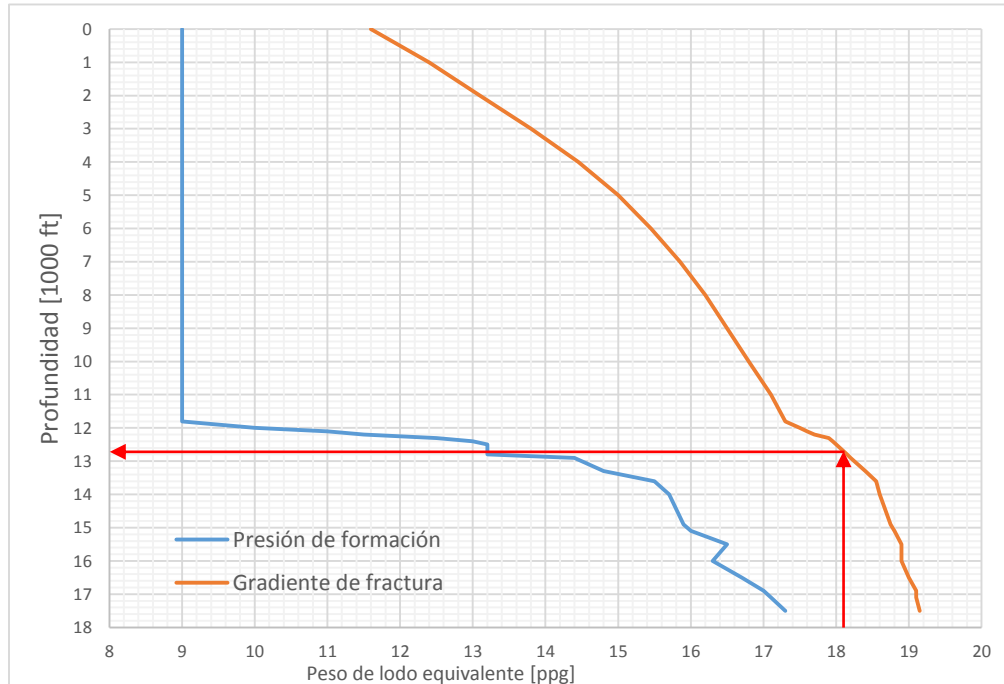


Fig. 3.3 Determinación del primer punto de asentamiento tentativo

A continuación se tiene que verificar que ante la presencia de un brote el pozo siga estando bajo control, para lo cual usamos la ecuación 3.2:

$$EMW = 17.6 + \frac{17500}{12700}(0.5) = 18.289 \text{ [ppg]}$$

Sumando el margen de ganancia se tiene una sumatoria de peso de lodo equivalente igual a 18.489 [ppg]. Puesto que este valor supera al gradiente de fractura de diseño significa que en algún momento ante la presencia de un brote es posible fracturar la formación si se asienta la TR a 12700 ft. Por consiguiente es necesario aplicar esta misma fórmula para distintas profundidades y obtener un valor de profundidad a la cual la sumatoria del peso de lodo equivalente no supere el gradiente de fractura a tal profundidad. Esto se traduce en proponer profundidades de asentamiento por debajo de la actual.

Tabla 3.2 Cálculo del peso de lodo equivalente

Profundidad [ft]	$\sum EMW$ [ppg]	Gradiente de fractura [ppg]
12700	18.41	18.1
13000	18.47	18.3
13200	18.46	18.4
13400	18.45	18.45
13600	18.44	18.55
13800	18.43	18.6
14000	18.43	18.6

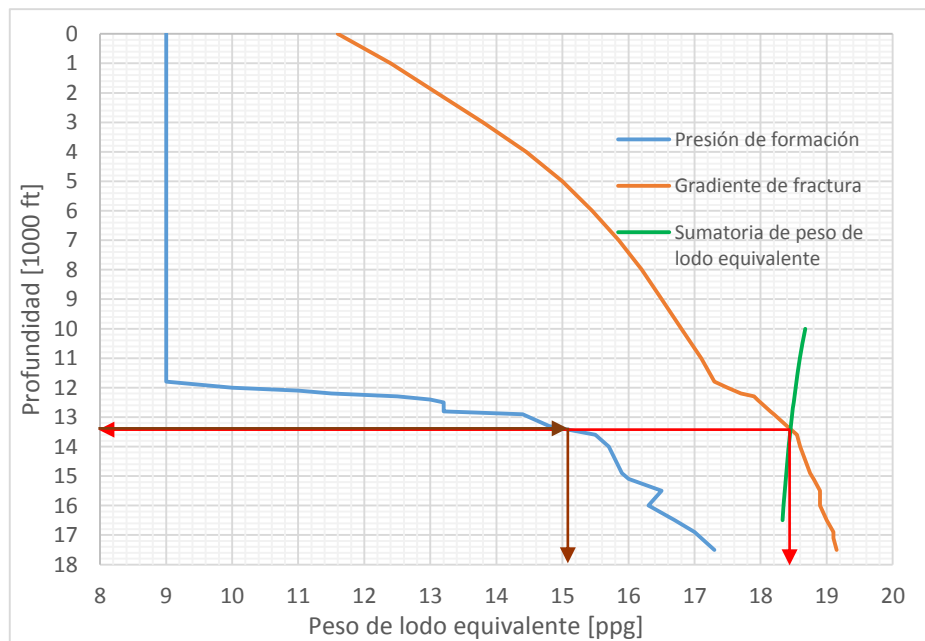


Fig. 3.4 Determinación de la profundidad de asentamiento

Se ha seleccionado la profundidad de 13400 ft como el mejor punto de asentamiento para la TR pues si se asienta a menor profundidad se corre el riesgo de fracturar la formación en caso de presencia de un brote. El comportamiento del peso de lodo equivalente de acuerdo al cambio en el punto de asentamiento de la TR se ilustra en la figura 3.4 (curva verde). Como se describió en el procedimiento se seleccionó la profundidad a la cual el peso de lodo equivalente es más cercano al gradiente de fractura correspondiente a la misma profundidad.

A continuación es necesario verificar que no existan pegaduras, mediante la ecuación 3.3. Cabe recordar que debido que al momento de correr la TR, esta estará en contacto con la zona de transición, esta será la profundidad a la cual se presentará la máxima presión diferencial y por lo mismo es la profundidad a la cual se evaluará (la zona más profunda de presión normal).

$$\Delta P = (15.1 - 9) \times 0.052 \times 11800 = 3742.96 \text{ [psi]}$$

Como se observa la presión diferencial es de 3742.96 [psi] y la máxima permisible para zona de transición es de 2400 [psi], así se concluye que durante la corrida de la TR existirá pegadura. Por lo tanto hay que encontrar la profundidad de asentamiento de la TR intermedia y posteriormente la máxima profundidad de asentamiento del liner. Para calcular la profundidad de asentamiento de la TR intermedia se usa la ecuación 3.4:

$$MW = \frac{2400}{0.052 * 11800} + 9 = 12.91 \text{ [ppg]}$$

El valor de 12.91 [ppg] es la densidad máxima de lodo con el cual se podría perforar para que en la zona de transición no exista pegaduras por presión diferencial, a este valor se le resta el margen por efecto de pistoneo (0.3 [ppg]) y se obtendrá el valor de la presión de poro cuya profundidad indica la profundidad de asentamiento de la TR intermedia. El valor de la presión de poro es 12.61 [ppg] y la profundidad que le corresponde es 12300 [ft], que será la profundidad de asentamiento de la TR intermedia (ver figura 3.5).

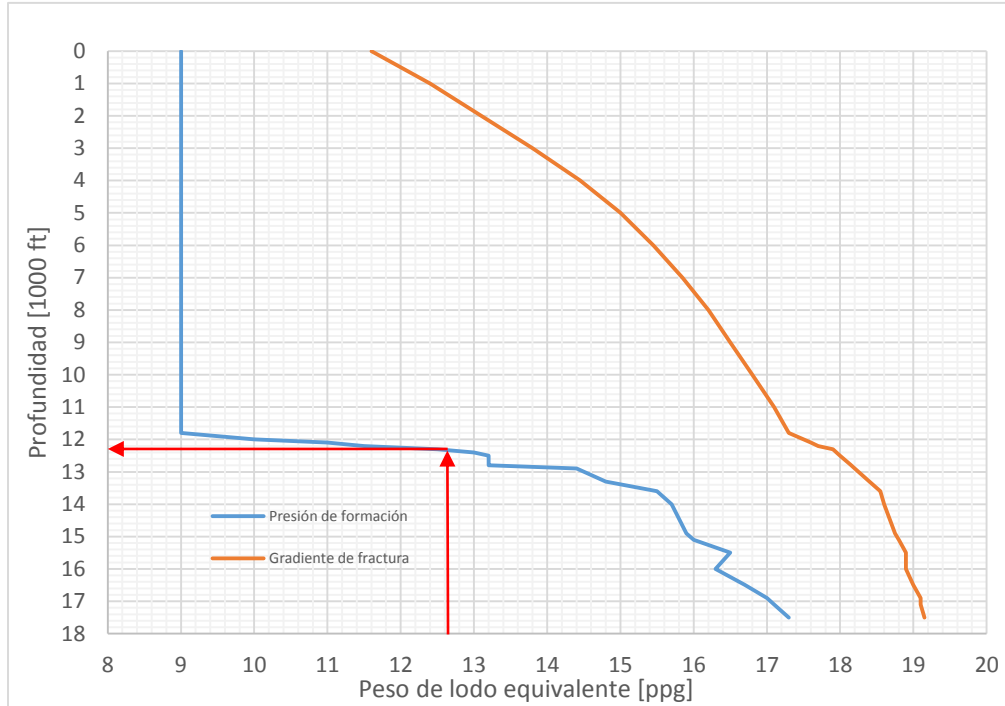


Fig. 3.5 Determinación de la profundidad de asentamiento de TR intermedia

Sección de liner

Se buscará la máxima profundidad de asentamiento del liner para lo cual buscaremos, en la curva de gradiente de fractura a 12300 [ft] el valor del gradiente de fractura de diseño para la etapa de perforación de la zona donde se correrá el liner (ver figura 3.6). El valor de gradiente de fractura a 12300 [ft] es de 17.9 [ppg].

Tabla 3.3 Cálculo de la máxima presión de poro anticipada

Gradiente de fractura de diseño	17.9 [ppg]
Factor de seguridad	- 0.2 [ppg]
Mínimo gradiente de fractura	= 17.7 [ppg]
Consideración por efecto de surgencia	- 0.3 [ppg]
Mínimo peso de lodo	= 17.4 [ppg]
Consideración por efecto de pistoneo	+ 0.3 [ppg]
Máximo gradiente de presión de poro anticipado	= 17.1 [ppg]

Se traza una línea vertical en el valor de 17.1 [ppg] y la profundidad a la cual se intercepten esta línea y la curva de presión de poro será el punto de asentamiento más profundo del liner que corresponde a la profundidad de 17100 [ft] (ver figura 3.6).

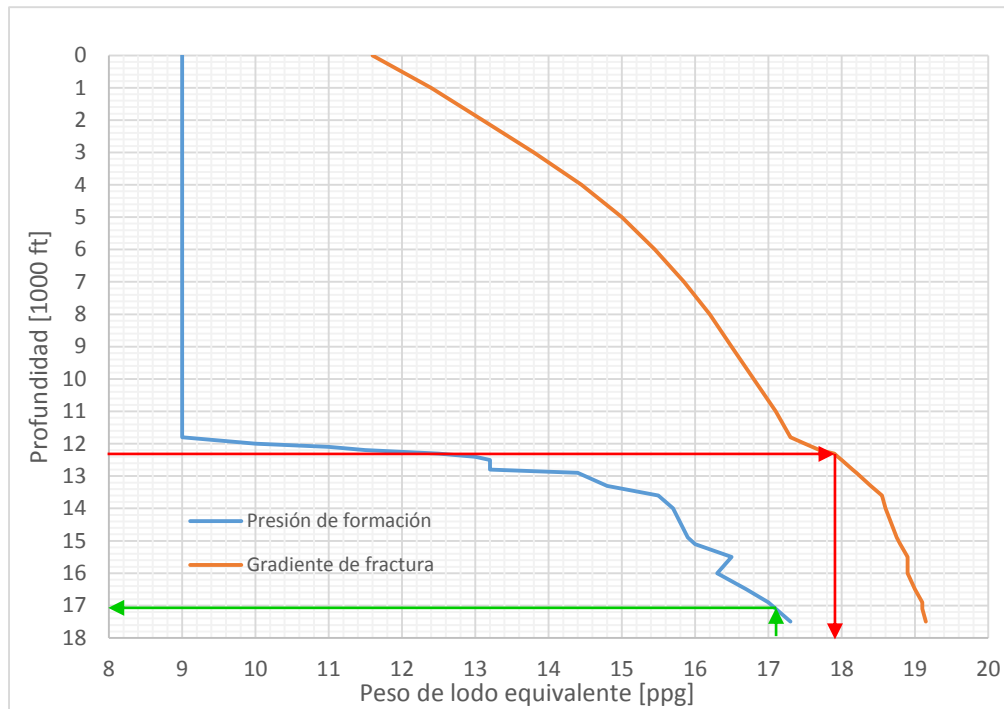


Fig. 3.6 Determinación de la profundidad de asentamiento de TR intermedia y máxima profundidad de asentamiento del liner

Para verificar que no existan riesgos de pegadura al correr el liner, se emplea la ecuación 3.5 aplicada a la profundidad de mayor presión diferencial que es la parte superior del liner o a la profundidad de la zapata de la TR intermedia (12300 [ft]).

$$\Delta P = (17.4 - 12.6) * 0.052 * 12300 = 3070.1 \text{ [psi]}$$

Puesto que la máxima presión diferencial permisible para zonas de presión anormal es mayor que la existente (3100 [psi] > 3070.1 [psi]) se determina que el punto de asentamiento del liner es correcto.

Sección de TR superficial

A continuación se determinará la profundidad de asentamiento de la TR superficial para lo cual se considerará la profundidad de asentamiento de la TR intermedia como la profundidad de referencia para calcular la densidad del lodo para perforar la parte superficial (mínimo peso del lodo) y se sigue el mismo procedimiento que para la TR intermedia.

Tabla 3.4 Cálculo del gradiente de fractura de diseño para la TR superficial

Máximo gradiente de presión de poro anticipado (leído en la curva de presión de poro a 12300 ft, ver figura 3.7)	12.5 [ppg]
Consideración por efecto de pistoneo	+ 0.3 [ppg]
Mínimo peso de lodo	= 12.8 [ppg]
Consideración por efecto de surgencia	+ 0.3 [ppg]
Mínimo gradiente de fractura	= 13.1 [ppg]
Factor de seguridad	+ 0.2 [ppg]
Gradiente de fractura de diseño	= 13.3 [ppg]

De acuerdo a la figura 3.7 con un gradiente de fractura de diseño de 13.3 [ppg] el asentamiento de la TR superficial cae en la zona de presión normal a 2300 [ft], esta sería la mínima profundidad de asentamiento de la TR superficial (la TR superficial, para este caso, podrá cementarse por debajo de esta profundidad sin riesgos de que en el tramo de 2300 [ft] a 12300 [ft] existan problemas de control de pozo). Ahora se debe verificar que no existan problemas de fracturar la formación por presencia de un brote y por efecto de la ganancia. Para ello se genera una curva de $\sum EMW$ (ver curva verde en figura 3.7) con las ecuaciones 3.1 y 3.2:

$$\sum EMW = EMW_{brote} + EMW_{ganancia} \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$EMW_{brote} = MW + \frac{\text{profundidad_del_brote}}{\text{profundidad_de_TR}} (\Delta M) \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$EMW_{ganancia} = 0.2 [\text{ppg}]$$

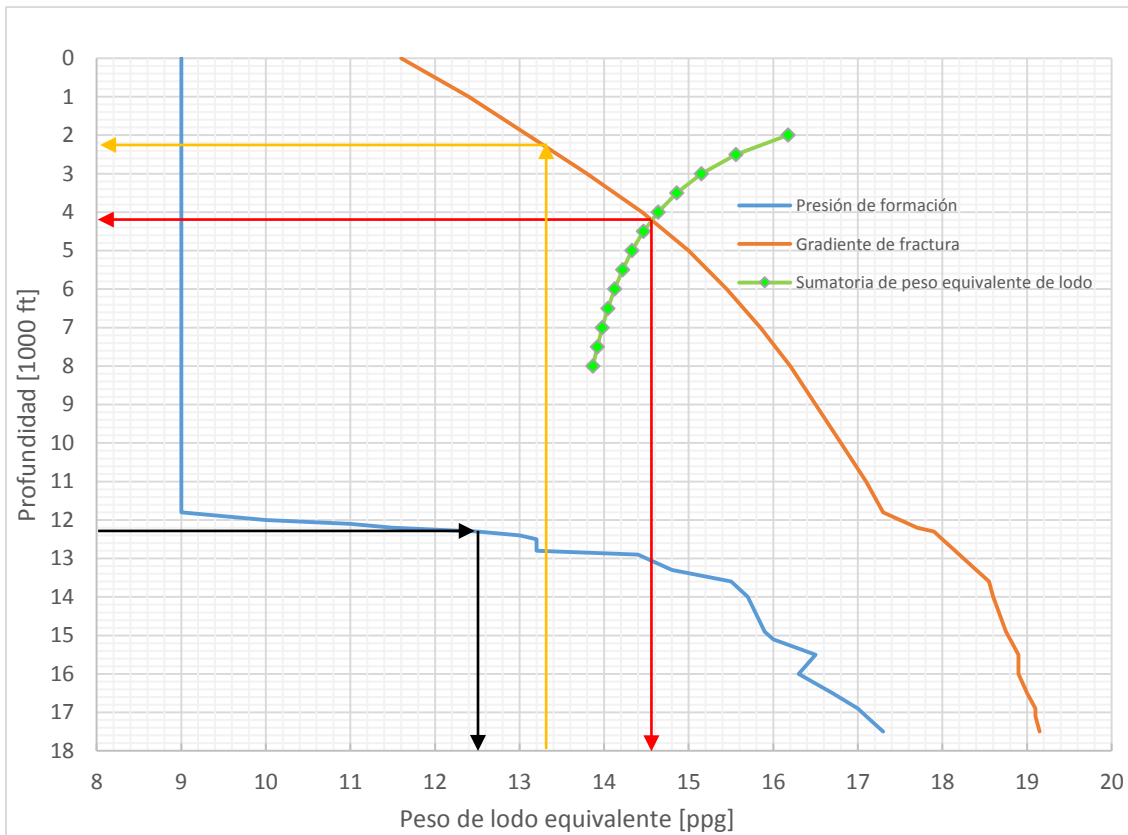


Fig. 3.7 Determinación del punto de asentamiento de la TR superficial

Como se observa en la figura 3.7 a 2300 [ft] se fracturaría la formación por lo tanto no es viable cementar la TR superficial a tal profundidad sin embargo a 4200 [ft] el gradiente de fractura y la sumatoria de peso equivalente se encuentran iguales por lo tanto ese sería el mejor punto para cementar la TR superficial. Asentar la TR por debajo de esa profundidad representaría un incremento en los tramos de tubería requeridos y por lo tanto un incremento en costos. Lo único que falta por corroborar es que no existan pegaduras por presión diferencial para lo cual se usará la ecuación 3.3:

$$\Delta P = (MW - PP) * 0.052 * D = (12.8 - 9) \times 0.052 \times 4200 = 829.92 \text{ [psi]}$$

Dado que la presión diferencial en este punto es menor que el límite permisible de acuerdo a los cálculos ($829.92 \text{ [psi]} < 2400 \text{ [psi]}$) se seleccionó ese punto como la profundidad de asentamiento de la TR superficial y el peso del lodo para perforar la parte superficial será de 9.3 [ppg]. Los puntos de asentamiento seleccionados se muestran en la figura 3.8.

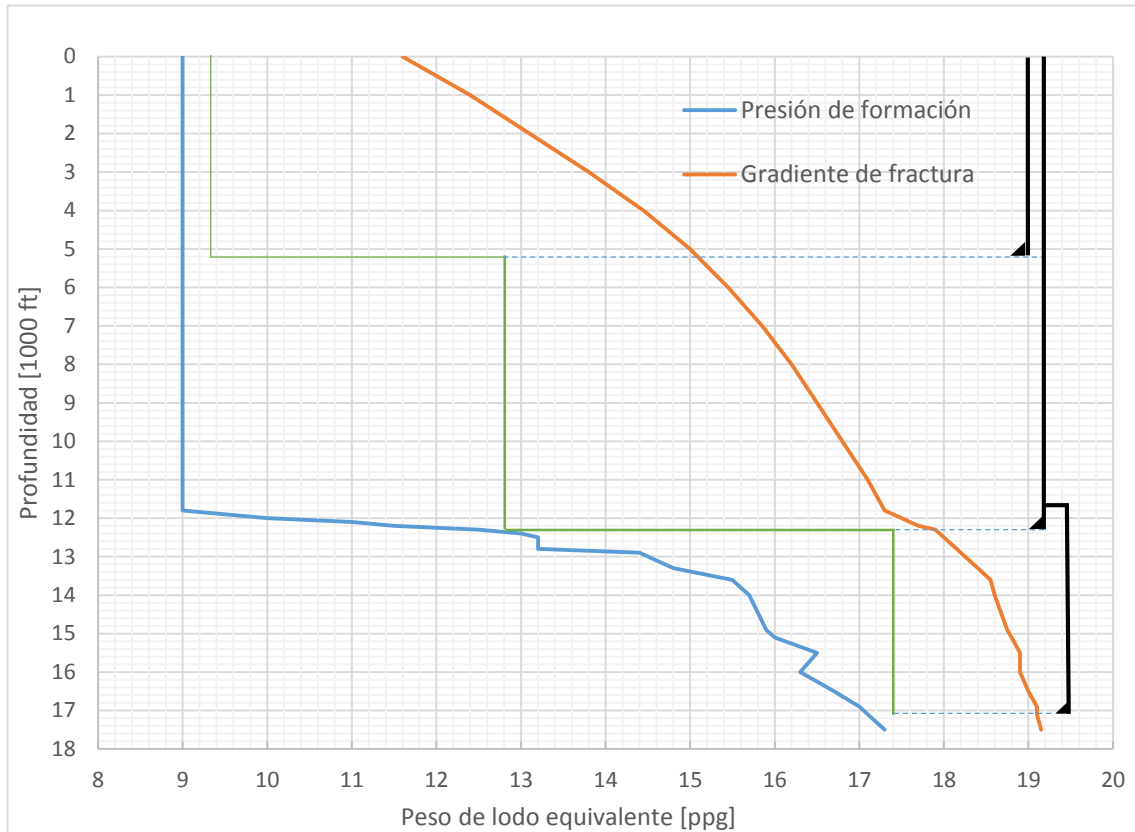


Fig. 3.8 Puntos de asentamiento seleccionados

Ejemplo 2, TR superficial

En base a la ventana operativa mostrada en la figura 3.9, obtener los puntos de asentamiento de TR.

Factores de diseño para la selección de los puntos de asentamiento de las tuberías:

- Consideración por efecto de pistoneo = 0.3 ppg
- Consideración por efecto de surgencia = 0.3 ppg
- Factor de seguridad = 0.2 ppg
- Margen para un influjo = 0.5 ppg
- Margen de ganancia = 0.2 ppg
- Máxima presión diferencial permisible por presión normal-anormal = 2,400 psi
- Máxima presión diferencial permisible por presión anormal = 3,100 psi

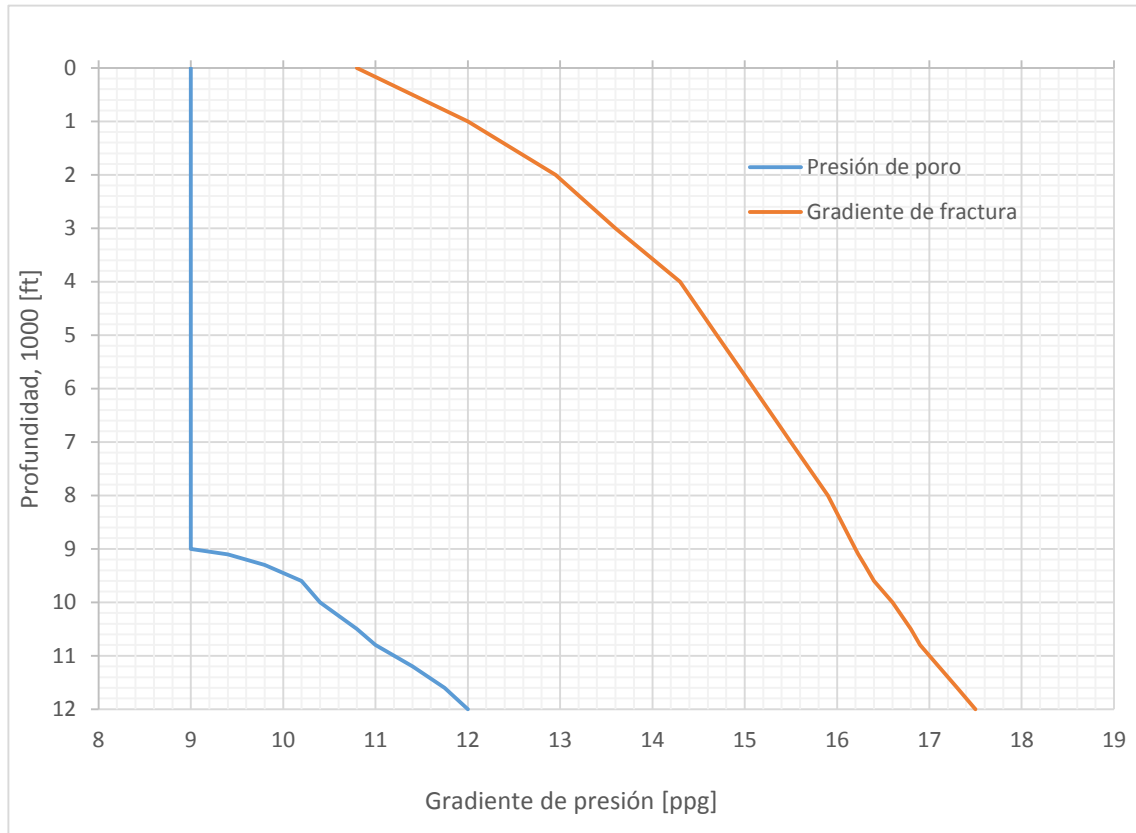


Fig. 3.9 Ventana operativa de un pozo somero³

Tabla 3.5 Determinación del gradiente de fractura de diseño para TR superficial

Máximo gradiente de presión de poro anticipado (leído en la curva de presión de poro a 12000 ft en la figura 3.10)	12 [ppg]
Consideración por efecto de pistoneo	+ 0.3 [ppg]
Mínimo peso de lodo	= 12.3 [ppg]
Consideración por efecto de surgencia	+ 0.3 [ppg]
Mínimo gradiente de fractura	= 12.6 [ppg]
Factor de seguridad	+ 0.2 [ppg]
Gradiente de fractura de diseño	= 12.8 [ppg]

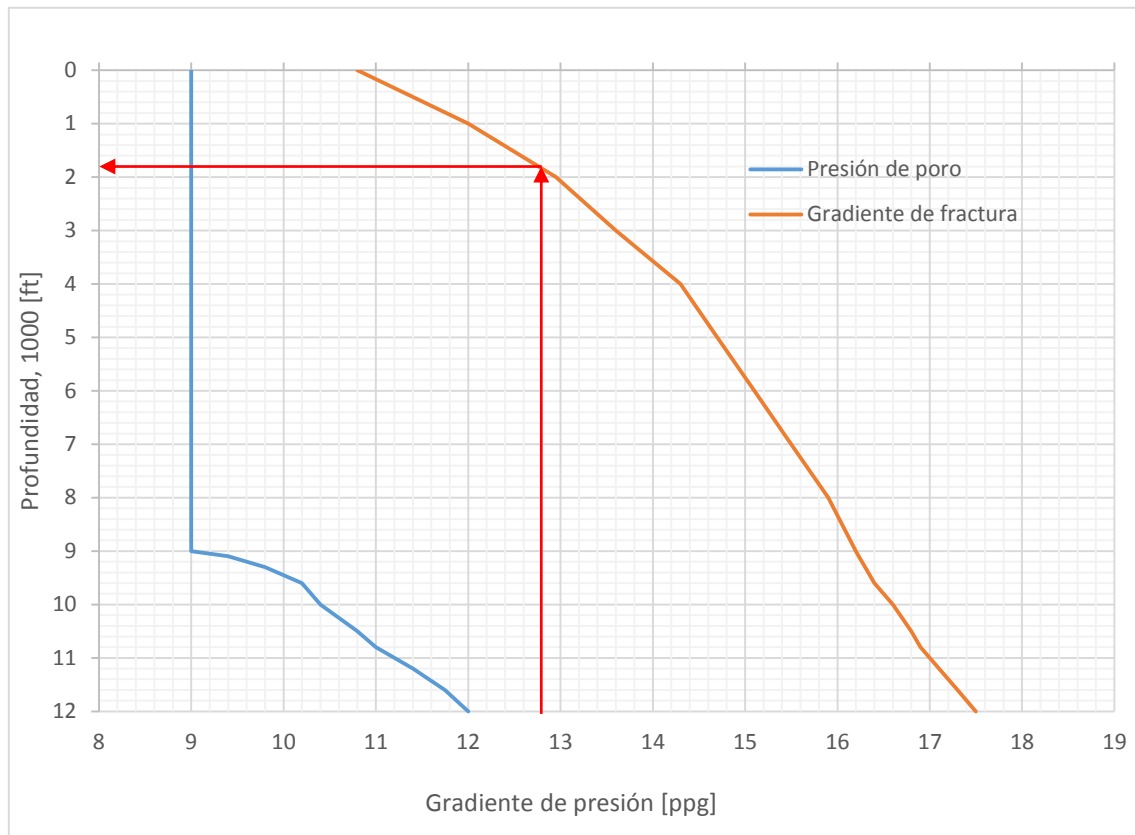


Fig. 3.10 Profundidad del gradiente de fractura de diseño

Entrando con la presión de fractura de diseño como se indica en la figura 3.10 se obtiene una profundidad de asentamiento tentativa de 1800 [ft]. Como se observa para este caso será posible perforar hasta el objetivo geológico asentando únicamente una TR que corresponde a la tubería de revestimiento superficial. Sin embargo, aún se tiene que verificar que no exista riesgo de pegadura por presión diferencial y considerar el margen de brote y el margen de ganancia. Si se analiza la presión diferencial para la zona de transición se obtiene:

$$\Delta P = (MW - PP) * 0.052 * D = (12.8 - 9) \times 0.052 \times 9000 = 1778.4 [\text{psi}]$$

Como se sabe esta es la máxima presión diferencial que se presentará durante la perforación de pozo y dado que es menor que la máxima permisible ($1778.4 [\text{psi}] < 2400 [\text{psi}]$) no existirán riesgos de pegadura. Lo único faltante por analizar es el margen de brote y el margen de ganancia. Para la TR superficial estos dos factores juegan un papel de mucha importancia pues son los factores que

principalmente determinan la profundidad de asentamiento de la TR superficial. Para analizar estos parámetros se emplearán las ecuaciones 3.1, 3.2 y el margen de ganancia ($EMW_{ganancia}$):

$$\sum EMW = EMW_{brote} + EMW_{ganancia} \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$EMW_{brote} = MW + \frac{\text{profundidad_del_brote}}{\text{profundidad_de_TR}} (\Delta M) \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$EMW_{ganancia} = 0.2[\text{ppg}]$$

La profundidad del brote será 12000 [ft] y la profundidad de TR será variada para seleccionar el punto de asentamiento más adecuado. El resultado de estas iteraciones se observa en la siguiente gráfica, en la curva color verde.

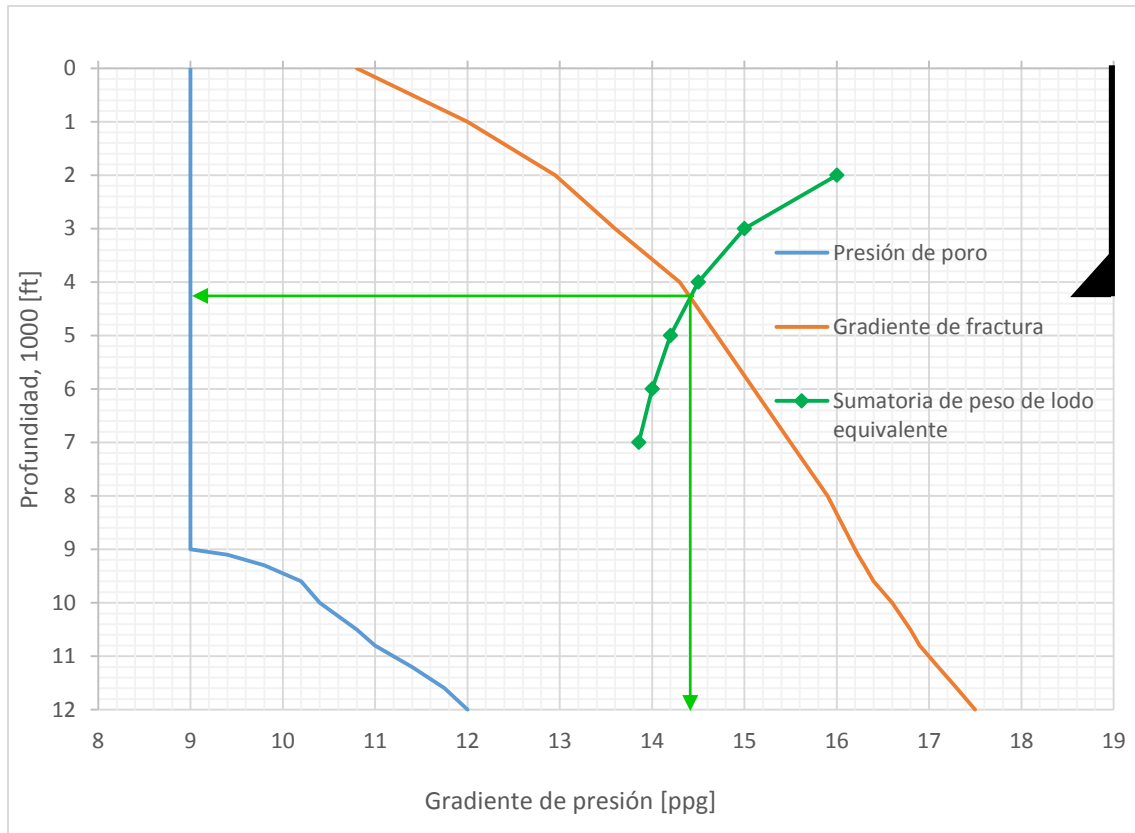


Figura 3.11 Punto de asentamiento seleccionado

Como se observa en la figura anterior (figura 3.11) la profundidad de asentamiento seleccionada será 4300 [ft] y no será necesario poner TR intermedia.

Criterios para la selección de puntos de asentamiento para pozos perforados con doble gradiente

Los pozos perforados con doble gradiente (DGD, Dual Gradient Drilling) están casi siempre ubicados en zonas de aguas profundas, donde por las condiciones de logística se hace posible la rentabilidad de este tipo de proyectos. Entonces las consideraciones generales en cuanto a la selección de puntos de asentamiento para pozos perforados con DGD son casi las mismas para pozos perforados en aguas profundas de manera convencional eliminando todos los efectos que una columna de lodo de perforación, desde la superficie marina hasta el fondo del mar, causa sobre tal diseño.

Una característica de la perforación en esta zona es que se tiene que colocar una tubería antes que la tubería de revestimiento superficial, esta es tubería de revestimiento conductora. Para esta tubería el punto de asentamiento no está determinado por los mismos criterios que las otras tuberías de revestimiento (superficial, intermedia y liner) sino por la profundidad máxima que las formaciones más someras (formaciones sin consolidar y fáciles de atravesar) permiten alcanzar sin tener que realizar grandes esfuerzos sobre la formación.

Es necesario aclarar que, gracias a la Perforación con Doble Gradiente, la selección de los puntos de asentamiento se hacen de manera muy similar a la manera convencional ya que por no existir una columna de lodo desde la superficie marina hasta el fondo el mar, si se tomara como referencia (en la gráfica de la ventana operativa) el fondo marino (profundidad igual a cero en el lecho marino) el procedimiento de selección de las profundidades de asentamiento sería igual al descrito en los subtemas anteriores. Pero ya que la referencia es tomada desde el piso de perforación en la estructura flotante, se debe tomar en cuenta que en todo momento la altura de la columna de fluido de perforación será igual a la profundidad leída menos la altura del tirante de agua de mar menos la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie marina. Mientras que para el cálculo de la presión ejercida por la columna de agua de mar deberá considerarse la profundidad leída menos la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar (ver figura 3.12).

Sin la tecnología de DGD la altura de la columna de lodo estaría desde la superficie del mar hasta la profundidad a la que se esté perforando, por lo cual la columna de fluido que va desde la superficie del mar hasta el lecho marino adicionaría presión extra que podría fracturar la formación o traducirse

en mayor número de puntos de asentamiento, que significa más viajes para cementar y por lo tanto un aumento en los costos.

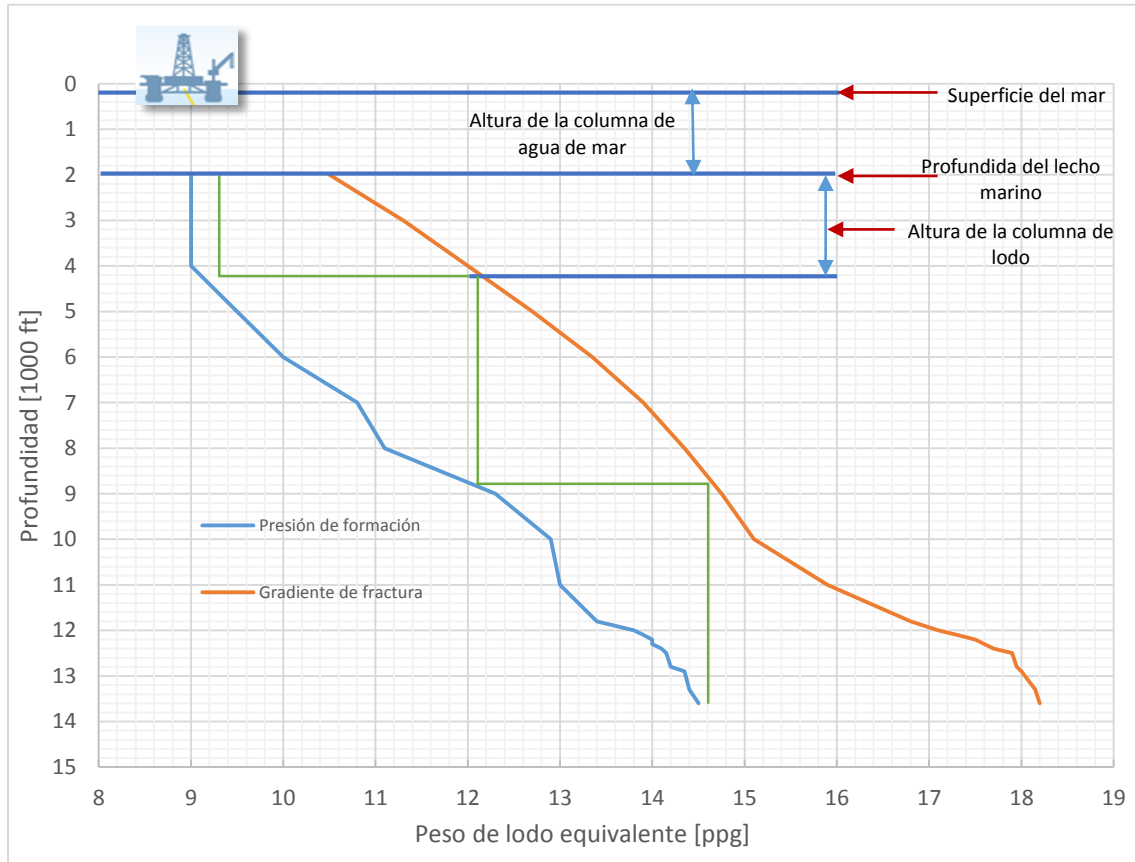


Fig. 3.12 Parámetros a considerar en la perforación en aguas profundas

Cuando se ha determinado el mínimo peso del lodo, el gradiente de fractura de diseño y la profundidad de asentamiento tentativa se tiene que calcular la sumatoria de peso de lodo equivalente considerando el margen de brote y la ganancia. Esto se hará con la ecuación 3.2 la cual será modificada como sigue:

$$EMW_{brote} = MW + \frac{\text{profundidad_del_brote} - D_{wh}}{\text{profundidad_de_TR} - D_{wh}} (\Delta M) \quad \text{Ec. 3.6}$$

Como se observa en la ecuación anterior, a la profundidad total del brote y a la profundidad de TR se tiene que sustraer la profundidad del cabezal del pozo pues el lodo de perforación únicamente está afectando desde la profundidad del cabezal del pozo hasta la profundidad del agujero perforado. Posteriormente se continúa evaluando para distintas profundidades y sumando el margen de ganancia

para obtener la profundidad optima de asentamiento considerando el margen de brote y el de ganancia.

Una vez obtenida la profundidad, lo siguiente es verificar que no existan pegaduras por presión diferencial para lo cual se usa la ecuación 3.5 con algunas modificaciones:

$$\Delta P = (MW - PP) \times 0.052 \times (D - D_{wh}) \quad \text{Ec. 3.7}$$

Nuevamente restando la profundidad del cabezal del pozo para analizar únicamente la altura de la columna de lodo que va desde el cabezal hasta la profundidad perforada del pozo. Como se puede observar gracias a la perforación con doble gradiente, se anula el efecto del tirante de agua sobre la presión diferencial, de tal modo que esta se reduce y con ello también los riesgos de pegadura. Con estas modificaciones se puede hacer un buen diseño en la selección de puntos de asentamiento de TR con el procedimiento descrito anteriormente sin embargo en aguas profundas podrán presentarse complicaciones no previstas en las cuales será necesario ocupar nuevas metodologías desarrolladas o por desarrollar.

Recientemente se han desarrollado nuevos métodos para la determinación de los puntos de asentamiento para tuberías de revestimiento en aguas profundas, para los cuales la integridad del agujero es primordial, lo cual significa seleccionar tales puntos con la finalidad de que las tuberías resistan los esfuerzos a los cuales estarán sometidas. A continuación se describirán los principales criterios que actualmente se deben tomar en cuenta para la selección de las profundidades de asentamiento en operaciones costa afuera, incluyendo aguas profundas.

Tubería de revestimiento llena de gas.² En caso de tener presiones inesperadas que superen la presión ejercida por la columna de lodo de perforación, la TR se llenaría con fluidos de la formación, siendo el peor caso que el fluido sea gas. Entonces el pozo tendría que ser cerrado y la TR tendría que soportar estos esfuerzos. La presión del yacimiento será transmitida a la parte superior del pozo contrarrestada únicamente por el peso de la columna de gas, que como es sabido no es tan significativo como el peso de cualquier líquido. La presión interna en la parte superior de la TR se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_{wh}^{int} = P_0 - 0.052 \times g_g \times (D - D_{wh}) \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

- P_{wh}^{int} es la presión en el interior de la TR bajo el cabezal del pozo, psi.
- P_0 es la presión de formación en el fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, psi.
- g_g es el gradiente de presión del gas de formación, ppg.
- D es la profundidad del fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, ft.
- D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.

Para pozos perforados con DGD, la presión en el exterior de la TR bajo el cabezal del pozo es producto del peso de la columna de agua de mar que va desde la superficie del mar hasta el cabezal del pozo.

$$P_{wh}^{ext} = 0.052 \times g_w \times (D_{wh} - h_a) \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde:

- P_{wh}^{ext} es la presión en el exterior de la TR bajo el cabezal del pozo, psi.
- g_w es el gradiente de presión del agua de mar, ppg.
- D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.
- h_a es la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar, ft.

La carga de presión por estallido es la diferencia de la presión interna menos la presión externa, incluyendo un factor de seguridad para evitar el estallido; se tiene:

$$P_{burst} \geq SF [P_0 - 0.052 \{g_g (D - D_{wh}) + g_w (D_{wh} - h_a)\}] \quad \text{Ec. 3.10}$$

Donde:

- P_{burst} es la resistencia al estallido de la TR, psi.
- SF es el margen de seguridad en cuanto a la resistencia al estallido.
- P_0 es la presión de formación en el fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, psi.
- g_g es el gradiente de presión del gas de formación, ppg.

D es la profundidad del fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, ft.

D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.

g_w es el gradiente de presión del agua de mar, ppg.

h_a es la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar, ft.

Expresando la presión de poro como gradiente:

$$\frac{P_{burst}}{0.052SF} \geq (PP - g_g)D - (g_w - g_g)D_{wh} + g_w h_a \quad \text{Ec. 3.11}$$

Donde:

P_{burst} es la resistencia al estallido de la TR, psi.

SF es el margen de seguridad en cuanto a la resistencia al estallido.

PP es la presión de poro, para esta ecuación está siendo considerado el valor existente en el fondo de la siguiente sección del agujero descubierto, ppg.

g_g es el gradiente de presión del gas de formación, ppg.

D es la profundidad del fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, ft.

g_w es el gradiente de presión del agua de mar, ppg.

D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.

h_a es la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar, ft.

Reacomodando esta ecuación podemos conocer cuál será la máxima presión de poro permisible en la siguiente sección de agujero perforado para evitar que se dañe la integridad del pozo con el estallido de la TR:

$$PP \leq \frac{1}{D} \left(\frac{P_{burst}}{0.052 \bullet SF} + (D - D_{wh})g_g + (D_{wh} - h_a)g_w \right) \quad \text{Ec. 3.12}$$

Donde:

P_{burst} es la resistencia al estallido de la TR, psi.

SF es el margen de seguridad en cuanto a la resistencia al estallido.

PP es la presión de poro, para esta ecuación está siendo considerado el valor existente en el fondo de la siguiente sección del agujero descubierto, ppg.

g_g es el gradiente de presión del gas de formación, ppg.

D es la profundidad del fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, ft.

g_w es el gradiente de presión del agua de mar, ppg.

D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.

h_a es la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar, ft.

Si se cumple que el gradiente de presión de poro es menor que el valor calculado (como se muestra en la ecuación 3.9), se asegura que la TR será lo suficientemente fuerte en la parte superior.

Peso de lodo para perforar la siguiente sección del pozo.² Este criterio es el analizado en el subtema anterior, por el cual el peso del lodo con que se perfora deberá ser mayor que el gradiente de presión de poro en el fondo de la siguiente sección a perforar pero no deberá superar el gradiente de presión de fractura a la profundidad de asentamiento de TR. El único tópico que se tiene que recordar es considerar la altura de la columna de lodo no la profundidad total que es medida desde el equipo de perforación. Esto se expresa con las siguientes ecuaciones:

$$PF_c \geq P_o - 0.052 \times MW \times (D - D_c) \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde:

PF_c es la presión de fractura a la profundidad de la zapata, psi.

P_o es la presión de formación en el fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, psi.

MW es el peso de lodo de perforación, ppg.

D es la profundidad, ft.

D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.

En términos de gradiente de presión considerando que el mínimo peso del lodo será igual al gradiente de presión de poro obtenemos:

$$GF_c \geq PP_o \quad \text{Ec. 3.14}$$

Donde:

GF_c es el gradiente de fractura a la profundidad de la zapata, ppg.

PP_o es el gradiente de presión de poro en el fondo de la siguiente sección de pozo a perforar, ppg.

Margen de brote.² Esta condición establece que si entra gas al pozo, esta columna de gas provocará que la carga bajo la zapata sea mayor que cuando el lodo de perforación llena todo el pozo, esto debido a que la presión del yacimiento (o del fondo del pozo) se transmitirá con mayor facilidad hasta la zapata a través del gas debido a las propiedades de los gases (la presión ejercida por un gas es igual en casi todas las direcciones pero en sentido vertical la presión se reducirá en una magnitud equivalente al peso del gas) y porque el gas tiene un peso mucho menor que el lodo de perforación. El margen de fractura es de hecho un factor de seguridad directamente relacionado con el margen de brote, un mayor margen de fractura proveerá un mayor margen de brote.

La carga bajo la zapata de la TR será, la presión del yacimiento menos la presión hidrostática causada por el gas y el lodo en el intervalo entre el fondo del agujero perforado y la zapata. El equilibrio es alcanzado cuando la carga bajo la zapata del pozo es igual al gradiente de fractura de la roca a la misma profundidad.

$$PF_c \geq P_o - 0.052[g_g h_g + MW(D - D_c - h_g)] \quad \text{Ec. 3.15}$$

Donde:

PF_c es la presión de fractura a la profundidad de la zapata, psi.

P_o es la presión de formación en el fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, psi.

g_g es el gradiente de presión del gas de formación, ppg.

h_g es la altura de la columna de gas presente en el pozo, ft.

MW es el peso de lodo de perforación, ppg.

D es la profundidad total perforada, ft.

D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.

Expresando en términos de gradiente:

$$GF_c D_c \geq PP_o D + (MW - g_g) h_g - MW(D - D_c) \quad \text{Ec. 3.16}$$

Donde:

GF_c es el gradiente de fractura a la profundidad de asentamiento de la TR, ppg.

D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.

PP_o es la presión de poro en el fondo de la siguiente sección de pozo a perforar, ppg.

D es la profundidad total perforada, ft.

MW es el peso de lodo de perforación, ppg.

g_g es el gradiente de presión del gas de formación, ppg.

h_g es la altura de la columna de gas presente en el pozo, ft.

Para un punto de asentamiento dado, se puede calcular el máximo tamaño del brote permisible, representado por h_g con la siguiente ecuación:

$$h_g \leq \frac{(GF_c - MW)D_c + (MW - PP_o)D}{MW - g_g} \quad \text{Ec. 3.17}$$

Donde:

h_g es la altura de la columna de gas, ft.

GF_c es el gradiente de presión de fractura a la profundidad de asentamiento de la TR, ppg.

MW es el peso del lodo con que se está perforando, ppg.

g_g es el gradiente del peso de gas, ppg.

D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.

PP_o es el gradiente de presión de poro en el fondo de la siguiente sección de pozo a perforar, ppg.

D es la profundidad total perforada, ft.

Assumiendo que el peso del lodo para perforar la siguiente sección del agujero será igual al máximo gradiente de presión de poro presente en el agujero descubierto, la ecuación se reduce a la siguiente forma:

$$h_g \leq \frac{GF_c - MW}{MW - g_g} D_c = \frac{GF_c - PP_{\max}}{PP_{\max} - g_g} D_c \quad \text{Ec. 3.18}$$

Donde:

h_g es la altura de la columna de gas, ft.

GF_c es el gradiente de presión de fractura a la profundidad de asentamiento de la TR, ppg.

MW es el peso del lodo con que se está perforando, ppg.

g_g es el gradiente del peso de gas, ppg.

D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.

PP_{\max} es el máximo gradiente de presión de poro presente en la siguiente sección de agujero perforado, ppg.

El punto débil en el agujero.² El agujero debe tener integridad total en todo momento, de hecho el margen de brote es un indicador de la integridad del agujero, si la altura de la columna de gas que entra en el pozo es menor que el margen de brote, el pozo no sufrirá ningún problema, de lo contrario si el tamaño del brote supera al margen de seguridad se perderá la integridad del pozo y existe el riesgo de que la TR falle cuando se esté circulando el brote.

El objetivo del criterio analizado es asegurar que la TR no falle bajo ninguna circunstancia en el cabezal del pozo pues traería resultados devastadores, por lo que en diseño se buscará que en circunstancias críticas la TR falle bajo la zapata y no en el cabezal del pozo.

El peor de los escenarios es que la presión de poro sea mayor a la estimada generando que el pozo se llene con gas que lo conducirá a presentar fallas de integridad. Si la TR debajo del cabezal se encuentra soportando la presión debida al gas, la correspondiente presión a la altura de la zapata será la presión en el cabezal del pozo más la presión ejercida por la columna hidrostática de gas.

$$\frac{P_{burst}}{SF} + 0.052g_g (D_c - D_{wh}) = 0.052g_{shoe}D_c \quad \text{Ec. 3.19}$$

Donde:

P_{burst} es la resistencia al estallido de la TR, psi.

SF es el factor de seguridad.

g_g es el gradiente del gas de formación, ppg.

D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.

D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.

g_{shoe} es el gradiente de presión a la profundidad de la zapata, ppg.

De ahí que el gradiente de presión a la profundidad de la zapata, bajo la condición de que el pozo se encuentra lleno de gas y si además se espera que la TR no estalle, será:

$$g_{shoe} = \frac{P_{burst}}{0.052D_cSF} + \frac{g_g (D_c - D_{wh})}{D_c} \quad \text{Ec. 3.20}$$

Donde:

P_{burst} es la resistencia al estallido de la TR, psi.

SF es el factor de seguridad.

g_g es el gradiente del gas de formación, ppg.

D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.

D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.

g_{shoe} es el gradiente de presión a la profundidad de la zapata, ppg.

La condición para que el punto más débil se encuentre bajo la zapata y no en el cabezal es la siguiente:

$$g_{shoe} \geq SF \cdot GF_c \quad \text{Ec. 3.21}$$

Donde:

g_{shoe} es el gradiente de presión a la profundidad de la zapata, ppg

GF_c es el gradiente de fractura a la profundidad de asentamiento de la TR, ppg.

SF es el factor de seguridad.

Lo anterior significa que, la formación debajo de la zapata se fracturará antes de que la TR estalle, condición que se cumple gracias a que en la ecuación 3.17 el gradiente de presión bajo la zapata está limitado para impedir el estallido. Entonces si se cumple la condición de que el gradiente de presión bajo la zapata es mayor que el gradiente de presión de fractura a la misma profundidad, la formación se fracturará antes de que la TR estalle.

Fallas en la tubería de revestimiento de producción.² Durante las pruebas de pozo o la vida productiva del pozo, la tubería de producción puede tener fugas bajo el cabezal del pozo. Si la fuga ocurre, gas del yacimiento llenará también el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, transmitiendo elevadas presiones al interior de la TR de producción sometiéndola a esfuerzos de estallido. La presión interna y externa de la TR de producción se calcula de la siguiente manera:

$$P_{ext} = 0.052(D_{wh} - h_a) + 0.052g_{of}(z - D_{wh}) \quad \text{Ec. 3.22}$$

$$P_{int} = P_{gas_wh} + 0.052g_{if}(z - D_{wh}) \quad \text{Ec. 3.23}$$

Donde, para ambas ecuaciones:

P_{ext} es la presión externa, no es un valor fijo, depende de la profundidad, psi.

D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.

h_a es la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar, ft.

g_{of} es el gradiente de presión del fluido en el exterior, ppg.

z es la profundidad a la cual se desea conocer la presión, no es una profundidad fija, ft.

P_{int} es la presión interna, no es un valor fijo, depende de la profundidad, psi.

P_{gas_wh} es la presión ejercida por el gas del yacimiento a la altura del cabezal del pozo, psi.

g_{if} es el gradiente de presión del fluido en el interior de la TR de producción, ppg.

La profundidad de la máxima carga ahora no dependerá de la densidad de los fluidos dentro y fuera de la sarta de revestimiento, pero comúnmente la cima de los empacadores se convierte en la posición crítica. Se considera que la profundidad de los empacadores es la más crítica y que el peor escenario ocurre cuando los empacadores se encuentran a la profundidad de asentamiento de la TR. La máxima carga que puede existir se expresa con la siguiente ecuación:

$$P_{burst} \geq SF[P_{gas_wh} + 0.052(g_{if} - g_{of})(D_c - D_{wh}) - 0.052g_w(D_{wh} - h_a)] \quad \text{Ec. 3.24}$$

Donde:

P_{burst} es la resistencia al estallido de la TR, psi.

SF es el factor de seguridad.

P_{gas_wh} es la presión ejercida por el gas del yacimiento a la altura del cabezal del pozo, psi.

g_{if} es el gradiente de presión del fluido en el interior de la TR de producción, ppg.

g_{of} es el gradiente de presión del fluido en el exterior, ppg.

D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.

D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.

g_w es el gradiente de presión del agua de mar, ppg.

h_a es la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar, ft.

En términos de gradiente de presión y desarrollando P_{gas_wh} :

$$\frac{P_{burst}}{0.052SF} \geq PP_o D - g_g(D - D_{wh}) + (g_{if} - g_{of})(D_c - D_{wh}) - g_w(D_{wh} - h_a) \quad \text{Ec. 3.25}$$

Ahora para obtener la profundidad de asentamiento:

$$D_c = D_{wh} + \frac{\frac{P_{burst}}{0.052SF} + g_g(D - D_{wh}) + g_w(D_{wh} - h_a) - PP_o D}{g_{if} - g_{of}} \quad \text{Ec. 3.26}$$

Donde para ambas ecuaciones:

P_{burst} es la resistencia al estallido de la TR, psi.

- SF es el factor de seguridad.
- PP_o es la presión de poro en el fondo de la siguiente sección de pozo a perforar, ppg.
- D es la profundidad total perforada, ft.
- g_g es el gradiente del gas de formación, ppg.
- D_{wh} es la profundidad del cabezal del pozo, ft.
- g_{if} es el gradiente de presión del fluido en el interior de la TR de producción, ppg.
- g_{of} es el gradiente de presión del fluido en el exterior, ppg.
- D_c es la profundidad de asentamiento de la TR, ft.
- g_w es el gradiente de presión del agua de mar, ppg.
- h_a es la altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar, ft.

De los criterios analizados, el de TR llena de gas, el peso de lodo para perforar la siguiente sección y el criterio en caso de fuga en la tubería de producción son requerimientos absolutos, totalmente indispensables en el diseño, los demás criterios podrían omitirse pues por su relación con los primordiales serían redundantes, sin embargo en un diseño riguroso todos los criterios deberán ser analizados.¹

Estos criterios buscan conservar la integridad del pozo en todo momento y al introducir el valor de la resistencia al estallido se incluye de alguna forma el diseño de las tuberías de revestimiento y no solo la selección de los puntos de asentamiento. En otras palabras, para los criterios presentados es necesario haber seleccionado una TR en particular (con grado y diámetro especificado) o haber establecido una presión de estallido máxima para los procedimientos de diseño.

Nomenclatura

D	Profundidad (deep), ft.
D_c	Profundidad de asentamiento de la TR, ft
DGD	Perforación con Doble Gradiente (Dual Gradient Drilling)
D_{wh}	Profundidad del cabezal del pozo, ft
EMW_{brote}	Peso de lodo equivalente a causa del efecto del brote, ppg.
$EMW_{ganancia}$	Margen de ganancia, ppg.
GF_c	Gradiente de fractura a la profundidad de asentamiento de la TR, ppg
g_g	Gradiente de presión del gas de formación, ppg.
g_{if}	Gradiente de presión del fluido en el interior, ppg.
g_{of}	Gradiente de presión del fluido en el exterior, ppg.
g_{shoe}	Gradiente de presión a la profundidad de la zapata, ppg
g_w	Gradiente de presión del agua de mar, ppg.
h_a	Altura que hay desde el equipo flotante hasta la superficie del mar, ft
h_g	Altura de la columna de gas presente en el pozo, ft
MW	Peso de lodo de perforación, ppg
P_{burst}	Resistencia al estallido de la TR, psi
PF_c	Presión de fractura a la profundidad de la zapata, psi
P_{ext}	Presión externa, no es un valor fijo, depende de la profundidad, psi.
P_{gas_wh}	Presión ejercida por el gas del yacimiento a la altura del cabezal del pozo, psi.
P_{int}	Presión interna, no es un valor fijo, depende de la profundidad, psi.
P_{wh}^{int}	Presión en interior de TR a la debajo del cabezal del pozo, psi
P_o	Presión de formación en el fondo de la siguiente sección de agujero descubierto, psi
PP	Presión de poro (pore pressure), ppg
PP_{max}	Máximo gradiente de presión de poro presente en la siguiente sección de agujero perforado, ppg.
PP_o	Gradiente de presión de poro en el fondo de la siguiente sección de pozo a perforar, ppg.
SF	Factor de seguridad
TR	Tubería de revestimiento
z	Profundidad, no es una profundidad fija, ft.
ΔM	Incremento del peso del lodo por incremento del brote (tamaño del brote o margen para el influjo de gas), ppg.
ΔP	Presión diferencial, psi.
$\sum EMW$	Sumatoria de peso de lodo equivalente o peso de lodo equivalente total, ppg.

Referencias del capítulo 3

1. Aadnoy, B. S. (2010). *Modern Well Design*. (2a ed.). London, UK: Taylor & Francis Group.
2. Aadnoy B. S., Kaarstad E. & Belayneh M. (2012). Multiple Criteria Casing Seat Selection Method [versión electrónica]. Paper SPE 150931. San Diego, California: Society of Petroleum Engineer.
3. Hernández Porras, J. (2003). *Metodología para el diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
4. Rahman, S. S. & Chilingarian, G. V. (1995). *Casing Design Theory and Practice*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.

DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO PARA POZOS PERFORADOS CON DOBLE GRADIENTE

El objetivo del diseño de tuberías de revestimiento en un pozo es aislar las formaciones para mantener la estabilidad del agujero, proteger acuíferos, disminuir el impacto de formaciones con altas presiones entre otros objetivos y así continuar perforando la siguiente sección del pozo hasta alcanzar el objetivo.⁵ En el capítulo anterior se describieron los diferentes tipos de tuberías de revestimiento que son cementadas en el pozo, en este capítulo se describirán los esfuerzos a los cuales son sometidas estas tuberías y el procedimiento para que las tuberías seleccionadas resistan estas cargas, enfocado en pozos perforados con la tecnología de doble gradiente (DGD, Dual Gradient Drilling).

Las tuberías de revestimiento como cualquier tipo de tubería utilizada en la industria petrolera tienen ciertas propiedades que correctamente analizadas y consideradas hacen posible el adecuado diseño dando como resultado el adecuado aislamiento de la formación con mínimas posibilidades de fallas durante la vida productiva del pozo. Estas propiedades son descritas a continuación.

Diámetro y espesor de pared. El diámetro de las tuberías de revestimiento varía desde 4 ½" hasta 20" y tuberías de diferente diámetro pueden ser usadas en diferentes secciones del pozo. El diámetro interior (ID, inside diameter) está especificado en términos de espesor de pared y diámetro de paso. El máximo diámetro interior está determinado por la combinación entre el diámetro exterior nominal y el espesor de pared. El espesor de pared no deberá ser menor que el 12.5% del espesor nominal según la norma API Spec. 5CT(2006)⁴. Un espesor de pared mayor proveerá mayor resistencia a la tubería pero menor diámetro interior y se genera un incremento en el costo. Por otro lado, el diámetro de paso se refiere al tamaño máximo que puede tener cualquier objeto que se quiera deslizar a través de la tubería.

Peso de la tubería. El peso nominal de las tuberías es el peso teórico por pie de longitud de un tramo de tubería de 20 ft de largo con rosca y cople. La tolerancia que existe para el peso nominal es de +6.5% a -3.5% del peso. El peso nominal no es realmente el peso de la tubería sin embargo es empleado con el objetivo de identificar los diferentes tipos de tubería.⁴ El peso de las tuberías está directamente ligado al espesor de pared y por lo tanto se relaciona con la resistencia de la tubería a

los esfuerzos a los cuales será sometida. A mayor espesor de pared mayor peso de la tubería y mayor resistencia.⁴

Grado. El grado del acero de las tuberías implica el esfuerzo de tensión del acero del cual la tubería fue construida. El grado del acero se expresa mediante un código que consiste en una letra y un número. La letra es arbitraria empleada con el objetivo de identificación mientras que el número representa el mínimo esfuerzo de cedencia del acero expresado en miles de psi. Los grados de las tuberías implican además de resistencia a esfuerzos, resistencia a condiciones ambientales presentes en el pozo como son ambientes corrosivos y abrasivos.⁴

Tensión. Es el vector que precisa el peso que soporta la tubería en el punto de interés. Las fuerzas de tensión son definidas por el cálculo de las fuerzas de flotación actuando sobre la tubería y el peso propio de la tubería.⁵ Para cualquier metal al aplicar un esfuerzo axial, existe un punto en el cual al aplicar más fuerza el metal sufrirá una deformación permanente que resultará en pérdida de resistencia, este punto es llamado punto de cedencia y en las operaciones de perforación o producción la tubería jamás deberá ser expuesta a alguna fuerza superior a tal esfuerzo. El esfuerzo de cedencia en las tuberías de revestimiento se expresa como esfuerzo de cedencia del tubo o de la unión, para cuestiones de diseño deberá ser considerado el menor con la finalidad de asegurar la integridad del pozo.⁴

Colapso. Está dada por la presión que genera la columna hidrostática de fluidos en el exterior de la tubería de revestimiento.⁵ Cuando una TR es expuesta a una presión externa que supera su resistencia es cuando se presenta el colapso manifestando que las fuerzas exteriores fueron mayores que las fuerzas en el interior de la tubería.

Estallido. Está dado por la presión ejercida por la columna de fluidos dentro de la tubería de revestimiento.⁵ La ruptura de la tubería se da de adentro hacia afuera y se le conoce también como presión de estallido.

Consideraciones necesarias para el diseño de TR empleando DGD

Las condiciones de la perforación con doble gradiente hacen que el diseño de TR no sea igual al empleado en la perforación convencional. Como se sabe, el sistema de doble gradiente difiere en componentes mecánicos y en las cargas físicas que tendrán que soportar las tuberías (existen dos

tipos de fluidos en el sistema), debido a esta naturaleza del sistema se requiere hacer modificaciones a la metodología de diseño convencional en las cuales las asunciones que gobiernan los diferentes escenarios tienen que ser examinados y validados.¹ Las principales consideraciones que se deben analizar se listan a continuación:

- Perfiles de presión interna para el análisis del estallido. Las presiones para DGD son generalmente iguales o menores que sus respectivas en un perfil de presión con un solo gradiente.
- Perfiles de presión externa en DGD para el análisis de las cargas de estallido, las cuales proveen resistencia a la presión interna. La presión externa es generalmente igual o menor que su equivalente en un perfil de presión con un solo gradiente, lo que significa que habrá menos resistencia al estallido para DGD.
- Perfil de presión externa para el colapso. En la mayoría de los casos la presión externa, la cual genera el colapso es menor en DGD.
- Perfil de presión interna para el análisis del colapso, la presión interna genera resistencia al colapso. La atención debe enfocarse en las situaciones donde la presión interna está por debajo del límite permisible, esta situación ocurriría durante las pérdidas de circulación o una cementación.
- Caso específicos para DGD. Situaciones en las cuales el pozo es convertido de un sistema con doble gradiente a uno con un solo gradiente o viceversa. Además hay algunos casos potencialmente graves resultado de tener dos fluidos en el sistema cuando se corre o se cementan TR, que son significativos con tuberías de gran diámetro exterior (OD, outside diameter).
- Consideraciones para el peor caso de pérdidas de carga. Estos casos son a menudo críticos y pueden ser el factor limitante en algún diseño de TR dado. El perfil de presión usado para este análisis resulta muy diferente para DGD.
- Como realizar una prueba de presión negativa cuando esta es requerida. El valor de la prueba típicamente usado en operaciones convencionales (simulando pérdidas de columna hidrostática de lodo en el riser) es obviamente no aplicable en DGD.

Perfiles de presión para perforación con doble gradiente¹

La perforación con doble gradiente con bombas de levantamiento submarinas (MLP, mudlift pump) dan la oportunidad de mantener el lodo con peso para matar debajo de la línea del lodo (la profundidad de la línea de lodo es aproximadamente similar a la del lecho marino) y mantener una presión aproximadamente igual a la presión hidrostática del agua de mar en la línea del lodo. Mientras tanto la presión de entrada en las bombas submarinas puede incrementarse para estar por arriba de la presión hidrostática del agua de mar y así combatir problemas de perforación como los problemas de estabilidad del agujero. Otro punto a tener en cuenta es que en la perforación con doble gradiente con MLP la presión en la línea del lodo jamás será menor que la presión hidrostática del agua de mar ya que la bomba necesita una presión de entrada ligeramente mayor a la generada por la columna de agua de mar para alimentar la bomba.

La presión en la línea del lodo será casi igual a la presión hidrostática causada por el agua de mar:

$$P_{mudline} = WD \times 0.052 \times SW_{ppg} \quad \text{Ec. 4.1}$$

$P_{mudline}$ es la presión en la línea del lodo, psi.

WD es la profundidad del agua, ft.

SW_{ppg} es la densidad del agua de mar, ppg.

La reducción en la presión hidrostática en la línea de lodo en DGD comparada con la perforación con un solo gradiente (SGD, single gradient drilling) es:

$$\Delta P_{mudline} = WD \times 0.052 \times (MW_{SG,ppg} - SW_{ppg}) \quad \text{Ec. 4.2}$$

$\Delta P_{mudline}$ es la reducción en la presión hidrostática en la línea de lodo, psi.

WD es la profundidad del agua, ft.

$MW_{SG,ppg}$ es el peso del lodo para la perforación con un solo gradiente, ppg.

SW_{ppg} es la densidad del agua de mar, ppg.

La presión en cualquier punto bajo la línea del lodo se calcula como sigue:

$$P = P_{mudline} + (TVD_{BML} \times 0.052 \times MW_{DGD,ppg}) \quad \text{Ec. 4.3}$$

P es la presión en un punto determinado, psi.

$P_{mudline}$ es la presión en la línea del lodo, psi.

TVD_{BML} es la profundidad vertical verdadera bajo la línea del lodo, ft.

$MW_{DGD,ppg}$ es el peso del lodo empleado en DGD, ppg.

Las bombas de levantamiento submarino mantendrán la presión en la línea de lodo constante, por ello cualquier perfil de presión para el diseño de TR comenzara en la línea de lodo con la presión igual a la ejercida por la columna de agua de mar. Aunque la elevación de la bomba, de la entrada de succión del lodo y el piso de la plataforma afecta la presión en la línea del lodo, el incremento se da en decenas de psi y se puede ignorar para simplificar el diseño.

Perfiles de presión interna para el análisis del estallido

El tipo de escenario establecido para estudiar los efectos de las cargas para el estallido es determinado por las políticas de la compañía que realiza el pozo, sin embargo, generalmente está relacionado con el escenario de un brote que llena una parte o todo el pozo con una columna de aceite o gas de la formación, de tal modo que se tiene que ejercer presión en superficie con el objetivo de controlar la presión que causan los fluidos de la formación. Algunos escenarios típicos para el análisis de la presión de estallido por presencia de brotes son:¹

Brote de aceite o gas. Un brote de tamaño, intensidad y composición dados es simulado como un perfil de presión interna con una presión de estrangulamiento aplicada en superficie. Los parámetros son ajustados basados en la información disponible para cada sección perforada.

Presión superficial máxima anticipada. El pozo es llenado, parcial o totalmente con un influjo simulado. Los perfiles típicos son un gradiente de gas completo en la cima de una zapata fracturada o un pozo que tiene 50% de gas y 50% de lodo de perforación con una presión superficial aplicada. Simulando estos escenarios se conoce la presión máxima que puede aplicarse en superficie durante una operación dada.

Una porción de la presión del fondo en superficie. Información empírica ha demostrado que la presión superficial durante un evento de control de pozo esta generalmente limitada a una fracción de la presión del fondo del agujero. Se traza una línea recta desde algún punto fijo en el fondo del pozo (presión de fractura de la zapata o presión de fondo de pozo por ejemplo) hasta la presión de superficie

calculada. Este caso es independiente del peso del lodo y si es empleado no existe diferencia entre pozos perforados con DGD o de forma convencional.

Para los primeros dos casos, el perfil de presión interna par DGD será menor o igual que el perfil de perforación con un simple gradiente (SGD) para un caso equivalente. Para el mismo tamaño de flujo y expansión de la burbuja, la presión requerida en superficie será menor para DGD. La presión de poro y el gradiente de flujo son valores fijos para un caso en particular y la única variable es el peso del lodo el cual es mayor en DGD. Un lodo más pesado genera como resultado un gradiente mayor psi/ft que reduce la presión en TR y en superficie en comparación con el peso de lodo para un solo gradiente. La comparación se muestra en la siguiente figura (4.1).

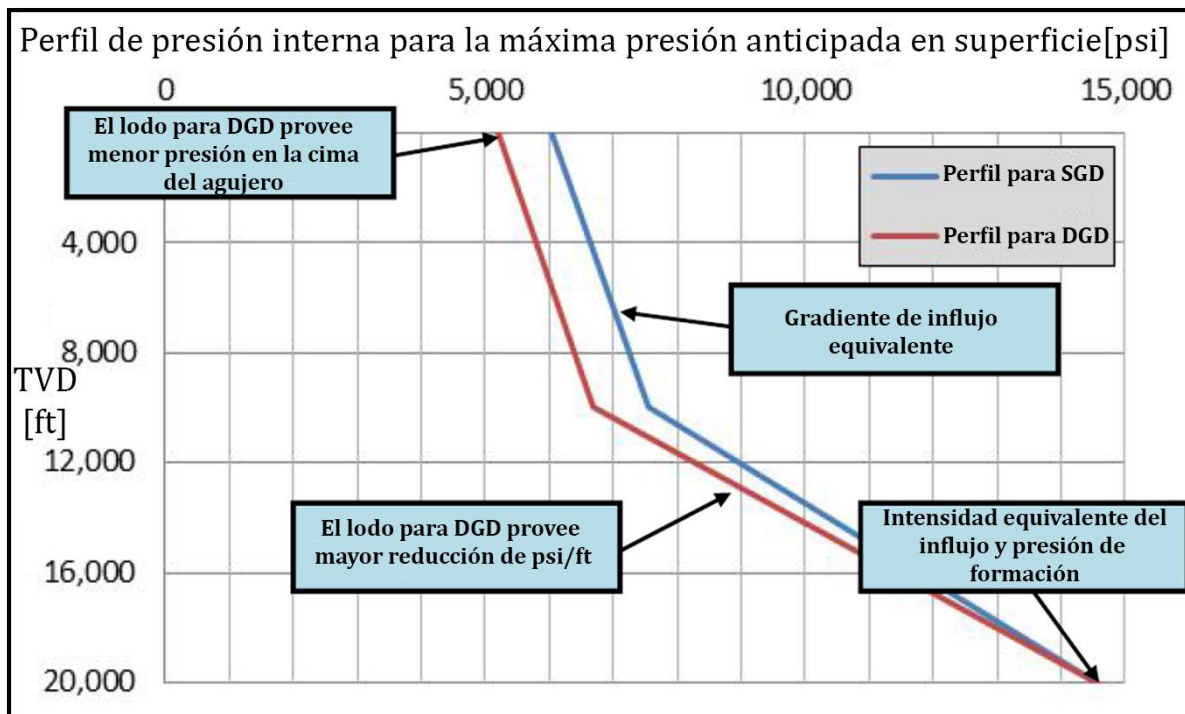


Fig. 4.1 Comparación entre los perfiles de presión interna con flujo en el agujero¹

Existen muchos otros escenarios para considerar basados en las operaciones planeadas como la prueba de integridad de TR, pruebas de goteo y pruebas de presión cuando se bombea el tapón durante un trabajo de cementación. En general estos escenarios son menos severos que los descritos anteriormente pero las excepciones existen.

Perfiles de presión externa para el análisis del estallido

Para calcular una carga efectiva para el estallido, los perfiles de presión interna deben ser comparados con alguna presión existente en el exterior de la TR que proporciona una resistencia al estallido. Hay tres casos comúnmente considerados.

El primer caso es la presión de poro de respaldo. La presión externa es simplemente igual a la presión de poro detrás de la TR. Sabiendo que el lodo no mantendrá indefinidamente su peso igual a cuando fue corrida la TR, se asume que la presión en cada punto se puede reducir aproximándose a la presión de poro. Por consiguiente, para este caso el perfil de presión externa tanto para SGD como para DGD es idéntico debido a que el perfil de presión de poro no depende del perfil de presión ocasionado por el peso del lodo que existe cuando se está perforando alguna sección de pozo y corriendo la TR.

El segundo caso frecuentemente considerado está relacionado con la mínima presión de poro en agujero descubierto y el fluido base del lodo de perforación. Para sartas de revestimiento profundas puede resultar muy conservador asumir simplemente la presión de poro como respaldo, especialmente si existe un gran traslape y la anterior TR fue cementada a gran profundidad. En este caso el perfil de respaldo es modelado suponiendo que una columna de fluido ha caído hasta equilibrar la mínima presión de poro en el agujero descubierto con el gradiente del fluido base sobre ese punto. El gradiente de fluido puede ser el gradiente del aceite como fluido base para lodos sintéticos o el gradiente del agua como fluido base para lodos base agua. Una vez más no existe diferencia entre los perfiles para DGD y SGD cuando se emplean estas asunciones en los perfiles de presión externa.

El caso final a considerar es aquel en el cual la presión externa que existió cuando la TR fue corrida todavía existe cuando el perfil de presión interna de estallido es aplicado. Este escenario existe cuando se corre un complemento de TR (tie-back)³ y el espacio anular se encuentra sellado en el fondo con el sello dentro del colgador del liner y en la cima por el sello dentro del colgador de la tubería de revestimiento. Esto también puede ocurrir sin el espacio anular cerrado, esto es si el lodo tiene buena suspensión de sólidos o si el espacio anular está en una zona impermeable (por ejemplo un domo salino). En este caso, es notable que la resistencia proporcionada por la presión externa en DGD puede ser significativamente menor que la existente con perforación convencional. Esto se muestra en la siguiente figura (4.2).

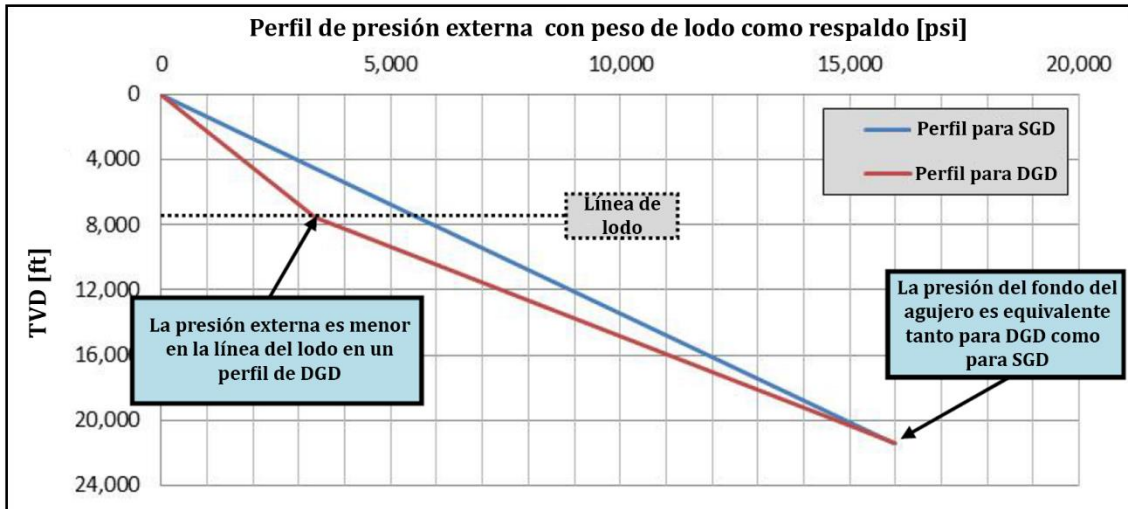


Fig. 4.2 Comparación entre los perfiles de presión externa para doble gradiente y un solo gradiente con el peso de lodo como respaldo¹

Como resultado el perfil de presión externa apropiado se compara con el respectivo perfil de presión interna y la diferencia es la carga de estallido neta, misma que deberá soportar la TR según sus especificaciones.

Perfiles de presión interna para el análisis del colapso

Cualquier operación que cause una reducción en la presión interna de la sarta de revestimiento debe ser considerada un caso de colapso. En las operaciones convencionales únicamente ocurre si la densidad del lodo se reduce o si el nivel del lodo en la TR cae, posiblemente por pérdidas de circulación del lodo de perforación. Los casos posibles son los siguientes:

- Reducción del peso del lodo.
- Pérdidas de circulación.

El primer caso a considerar es la reducción del peso del lodo, lo cual es una tarea simple de modelar tanto para DGD como SGD. La diferencia obvia es que en DGD solamente bajo la línea del lodo se reduce el peso del lodo mientras que desde superficie hasta el fondo marino se mantiene el gradiente de presión del agua de mar. Esto significa que cualquier TR cerca del lecho marino será afectada por muy pequeños cambios de presión, únicamente las secciones más profundas de las tuberías serán sometidas a cambios significativos de presión, producto de la reducción del peso del lodo.

El segundo caso son las pérdidas de circulación, el cual es mucho más difícil de modelar tanto para DGD como para convencional. La reducción de la presión interna que puede causar el colapso es función de que tanto disminuyó el nivel del lodo de perforación dentro de la TR pero determinar tal disminución puede resultar demasiado complicado.

Un sistema de doble gradiente, complicará aún más el segundo caso debido a que en este sistema se encuentran tres fluidos, si el agujero no está lleno (aire entre plataforma y superficie marina, fluido del riser, lodo de perforación) o si está lleno con aceite (aceite, fluido del riser y lodo de perforación). También el fluido del riser puede cambiar la distribución de los fluidos en el espacio anular cuando este fluido cae por debajo de la línea de lodo ya sea a través de la línea de matar, la línea de estrangular o directamente desde el riser. La complicación en este caso es determinar la posición de los fluidos, la cual no se encuentra bien definida. Esta complicación no se presenta cuando se perfora con un solo gradiente ya que no existe una interfaz que pueda modificarse cuando comienza la pérdida de circulación.¹

Una aproximación apropiada a esta situación tan compleja es modelar múltiples escenarios. La gran mayoría de los pozos no pueden soportar una evacuación completa, lo cual a menudo es un caso severo poco realista y en las operaciones se previene el vaciado completo del agujero, sin embargo existen dos casos más realísticos que el vaciado total.

Caída del nivel de los fluidos para balancear la presión de poro. Cuando la presión ejercida por el peso de la columna de lodo en el fondo del pozo iguala la presión de formación en el fondo de la sección de agujero descubierto el nivel del lodo de perforación ya no puede caer más. Para doble gradiente se puede asumir que el preventor de brotes (BOP, Blowout Preventer) está cerrado y se alinea el nivel de los fluidos (los fluidos dentro del agujero deben alcanzar el nivel que les corresponde) en la línea de matar para monitorear el agujero y tener mediciones más exactas de la cantidad de fluido perdido. Esta asunción también significa que la pequeña cantidad del fluido del riser proveniente de la línea para matar que entra bajo la línea del lodo tiene un efecto insignificante en el gradiente del fluido debajo de la línea de lodo, entonces el gradiente de los fluidos debajo de la línea del lodo se puede asumir constante. Esto es debido a la gran diferencia en cuanto a capacidad entre la línea de matar (0.0197 bbl/ft para una línea de 4 ½ in) y el tamaño típico del espacio anular en la línea de lodo (0.299 bbl/ft). En otras palabras, perder 500 psi de presión hidrostática en la línea de matar llenada con el fluido del riser de 8.6 ppg dejará 22 bbl de fluido del riser bajo la línea de lodo. Estos 22 barriles del fluido del riser que fueron 1100 ft en la línea de matar representan únicamente una columna

de 73 ft en el conjunto de preventores. Además con un lodo extrapesado de 18.5 ppg, estos 73 ft ejercen una presión de 38 psi que será la reducción en presión hidrostática bajo la línea del lodo. Esta reducción puede considerarse insignificante y puede asumirse que está contemplada dentro del factor de seguridad.¹

Pérdida permitida de una cantidad de fluido de riser (por ejemplo 1000 bbl). El segundo caso es modelar una gran y repentina pérdida en la cual el pozo no puede ser alineado en la línea de matar, por lo que el fluido en el riser (una densidad del fluido del riser es comúnmente de 8.6 ppg) cae al agujero. Se descuida la presión de poro y no se limita la cantidad de fluido perdido, en este caso la cantidad de fluido del riser que se encontrará debajo de la línea del lodo no es insignificante y la pérdida de la presión hidrostática a causa del fluido del riser en el pozo puede ser medida dado que es una cantidad mayor. En otras palabras, se requiere más habilidad para medir la pérdida de presión hidrostática si un volumen pequeño causa el colapso de la TR que si el volumen que causa el colapso es mucho mayor.¹

Ambos casos resultan con un espacio de aire sobre la columna del fluido dentro del riser que se encuentra sobre el lodo de perforación para DGD. Considerando en conjunto, estos dos casos para el análisis del colapso proporcionaran un indicio de si el pozo podrá o no soportar dos de los más severos casos de carga.

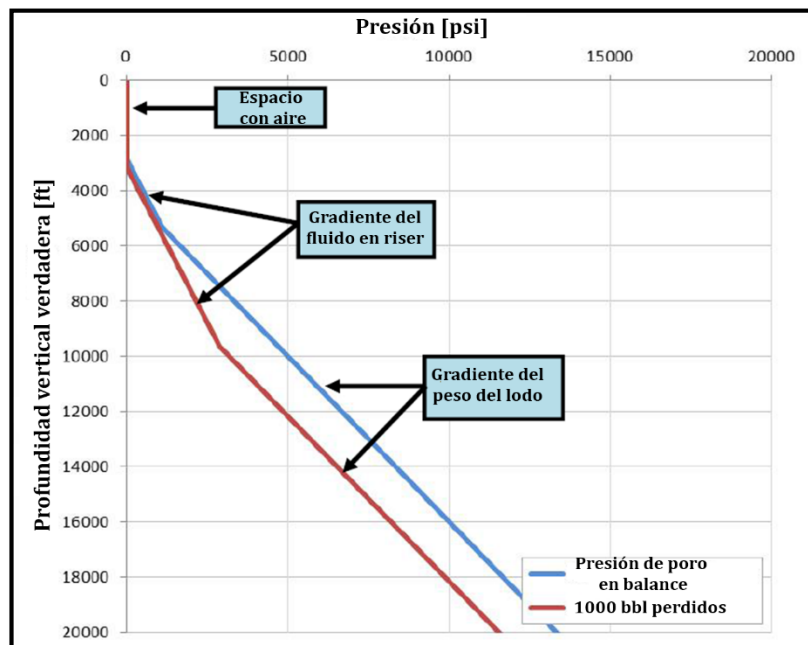
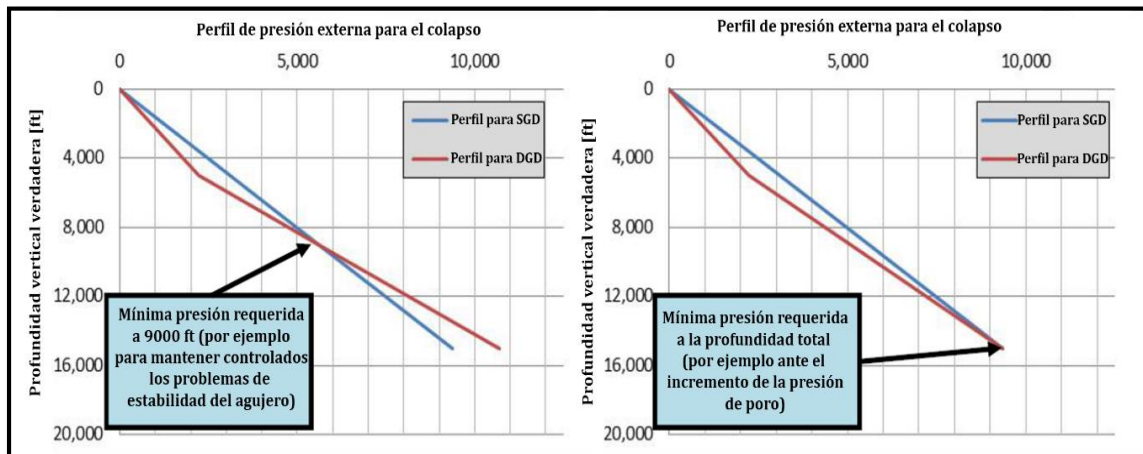


Fig. 4.3 Ejemplos de perfiles de presión interna para pérdidas de circulación en DGD para el análisis del colapso¹

Perfiles de presión externa para el colapso

La presión interna descrita anteriormente en combinación con los perfiles de presión externa genera la diferencia de presión que provoca el estallido. Para un cambio en la presión interna, la presión externa usada es asumida de forma conservativa de modo que resulta ser la presión hidrostática debida al peso del lodo de perforación cuando la tubería de revestimiento fue asentada. Dependiendo si el punto del pozo que requiere el lodo más pesado (debido a la presión de poro o estabilidad del agujero) es en el fondo o en alguna parte más superficial, esta presión externa puede ser mayor o menor que cuando se emplea perforación convencional, como se muestra en la figura 4.4.



Estos perfiles de presión externa combinados con los perfiles de presión internas descritos anteriormente, generan la carga de colapso neta.

Un caso más para ser considerado es cuando se está realizando una cementación, durante estas operaciones hay dos fuerzas compitiendo que determinarán si el colapso en un trabajo de cementación en DGD será mayor o menor que un trabajo de cementación con SGD. Estas dos fuerzas son:

La densidad del cemento usado en DGD y la densidad del fluido espaciador son cercanas a la densidad del lodo empleado en DGD. Por lo tanto para la misma presión de fondo, con lodo para DGD y SGD, el incremento en la presión por la lechada de cemento es menor con DGD. Por ejemplo considere un pozo el cual tiene un solo gradiente de lodo de perforación de 11.0 ppg y uno de 14.5 para DGD para la misma presión de fondo. Usando la

típica lechada de cemento con un peso de 16.4 ppg, el incremento en la presión externa con cemento en el exterior será de 0.2808 psi/ft para SGD mientras que para DGD sería de 0.0988 psi/ft, una diferencia de 182 psi por cada 1000 ft de columna de cemento. Aún con un lodo pesado para DGD (17-19 ppg) el correspondiente incremento en el peso de la lechada (18-20 ppg) resultaría en una menor presión diferencial que con la perforación convencional.¹

La etapa final del desplazamiento es completada con fluido del riser. Esto dejará la sarta de revestimiento con una menor presión interna que una presión externa, ya que el fluido del riser será desplazado a una profundidad por debajo de la línea del lodo.

Estos dos factores generalmente son contrarrestados ya que los trabajos típicos de cementación únicamente llenan unos cuantos miles de pies del espacio anular y el exceso de fluido del riser resultará en una reducción menor a 500 psi en la presión interna. Sin embargo esto deberá ser analizado, sobre todo para casos de grandes OD de TR o sartas expandibles que tienen una resistencia al colapso relativamente baja.

Casos específicos para el diseño de TR con DGD

Además de los casos analizados anteriormente, en operaciones con DGD, que comprenden algunas modificaciones a los perfiles de presión, hay casos críticos durante operaciones con DGD que deben ser analizados cuando se diseña un pozo. En particular el viaje de TR y las operaciones de cementación son llevadas a cabo con un espacio de aire y está presente la posibilidad de necesitar intercambiar gradientes de doble a simple. Estas operaciones pueden traer como resultado cargas muy grandes de colapso o estallido.

En algún punto de cada sección del agujero existe la posibilidad de convertir de DGD a SGD, mientras todavía se mantenga un margen de presión aceptable en el punto de asentamiento de la TR anterior para que con la columna de lodo de SGD se pueda mantener controlada la presión de formación en ese punto. Sin embargo, más allá de cierta profundidad y peso de lodo es imposible intercambiar gradientes si el margen de presión en la zapata anterior no es suficiente para soportar con la columna de un lodo de un solo gradiente la presión de poro. Bajo esta profundidad el sistema de levantamiento submarino deberá ser restaurado para continuar con la sección del agujero o la TR deberá ser asentada a esa profundidad y el cemento desplazado sin utilizar la bomba.

Los casos adicionales para el diseño de TR con DGD se encuentran resumidos en la tabla 4.1 y se describen con mayor detalle más adelante.

Tabla 4.1 Resumen de casos específicos para el diseño de TR con DGD¹

Carga	Caso	Descripción	Cuando considerar
Estallido	Conversión de DGD a SGD	El pozo es convertido a SGD después de alguna falla en el equipo de DGD. El fluido de perforación empleado para DGD deberá ser desplazado fuera del pozo.	Para cualquier sarta. En algún punto en cada sección del pozo existe la posibilidad de convertir de DGD a SGD, mientras se mantenga un margen de presión aceptable. Por debajo de cierta profundidad (y correspondiente peso de lodo para DGD) esta conversión deja de ser posible ya que en la zapata previa no con peso de lodo para SGD no se puede controlar la presión de poro.
	Máximo peso de lodo para SGD después de efectuar una conversión de DGD a SGD	Las partes superficiales del agujero se perforan con doble gradiente y posteriormente el pozo es convertido a SGD por alguna razón. Las presiones cerca de la línea de lodo con SGD son mucho mayores que en DGD.	Si para el análisis de las cargas de estallido se está usando el peso del lodo en vez de la presión de poro como respaldo.
	Aventajar el efecto de tubo en U mientras se desplaza el cemento.	Cuando se desplaza cemento con el lodo empleado en DGD, la tubería puede ser llenado hasta la superficie debido a las altas pérdidas de presión por fricción en la sarta de perforación o el espacio anular.	En todas las sarts de revestimiento, pero en particular cuando se está corriendo los colgadores y herramientas que pueden fallar debido presión generada por la combinación de peso y área
Colapso	Conversión de SGD a DGD	En el pozo es cambiado el lodo empleado en SGD a lodo para operar con DGD (incrementando la presión interna) y en el riser se cambia el lodo para SGD por un fluido de 8.6 ppg (disminuyendo la presión interna).	En cualquier tiempo existe el potencial de convertir de SGD a DGD.
	Correr la sarta de revestimiento dentro del agujero con un espacio de aire dentro de la sarta.	Después de que la TR es desplazada en el lodo, queda un volumen de aire dentro de la sarta así que el efecto de tubo en U queda balanceado.	Con cada sarta de revestimiento, pero particularmente con sarts de revestimiento de gran diámetro con baja resistencia al colapso (ejemplo 18 in y 16 in)
	Detener el bombeo durante un trabajo de cementación.	Las bombas son cerradas por alguna razón con cemento en la sarta y por el efecto de tubo en U el cemento en el interior debido a su mayor peso cae debajo del nivel original del lodo, dejando con un menor respaldo la parte superior de la sarta.	Con cada sarta de revestimiento, pero particularmente con sarts de revestimiento de gran diámetro con baja resistencia al colapso (ejemplo 18 y 16 in)
Tensión	Peso flotado con un fluido de 8.6 ppg	Hasta que la TR sea asentada, el factor de flotación será menor que un factor de flotación convencional debido al menor peso del fluido en el riser.	Con todas las sarts de revestimiento pero particularmente con todas aquellas que generalmente son largas y pesadas, por ejemplo la de 16 in y las de 13 5/8 in.
	Combinar las cargas con los casos de carga de tensión y colapso	Los procedimientos de viaje y cementación en DGD resultan en muchas ocasiones con una carga de tensión alta (debido a la flotación reducida) y la carga de colapso es alta (debido al espacio de aire en la sarta).	Con todas las sarts de revestimiento.

Es importante comprender antes que nada los procedimientos operacionales para poder describir con detalle estos casos de cargas adicionales presentes en DGD.

Corrida y cementación de una tubería de revestimiento con DGD

En cuanto al método para correr y cementar una tubería de revestimiento utilizando doble gradiente, los pasos fundamentales permanecen casi igual pero si se han realizado algunos cambios en el procedimiento. Estos cambios son principalmente el resultado del creciente uso de herramientas activadas hidráulicamente, colgadores de TR y de liner, y ensamble de sellos, así como el mayor peso de las sarta de revestimiento. Los pasos básicos para las operaciones de corrida y cementación de un TR con DGD son:

- 1. Armado para correr la tubería de revestimiento.**
- 2. Correr la TR en el agujero.** La tubería se llenará con fluido del riser de 8.6 ppg a través de los flotadores de llenado automático. En este punto la presión se encuentra en equilibrio a lo largo de toda la tubería de revestimiento pero el factor de flotación es significativamente mayor que el convencional. La carga de tensión presente deberá ser considerada cuando se evalúe el cuerpo de la tubería de revestimiento, las conexiones, las herramientas de viaje y las demás herramientas que estarán sometidas a este tipo de esfuerzos.
- 3. Cuando la zapata de la tubería de revestimiento esta justo sobre la bomba de levantamiento submarino, se desplazará el fluido de 8.6 ppg y la sarta pasará a tener en su interior el fluido para DGD que es más pesado.** La columna de lodo en DGD equilibrará la presión hidrostática del agua de mar en el exterior, dejando cierto volumen de aire dentro de la TR en la parte superior. Este bache de aire afecta al diseño por colapso en la sarta de revestimiento pues se reduce la presión de respaldo en el interior de la TR, especialmente en una situación de cargas combinadas dada por la mayor carga de tensión que existe cuando esta carga de colapso se presenta. Este nivel de lodo dentro de la TR es llamado cima del lodo (TOM, Top of Mud), el procedimiento para el desplazamiento del fluido del riser se muestra en la figura 4.5.

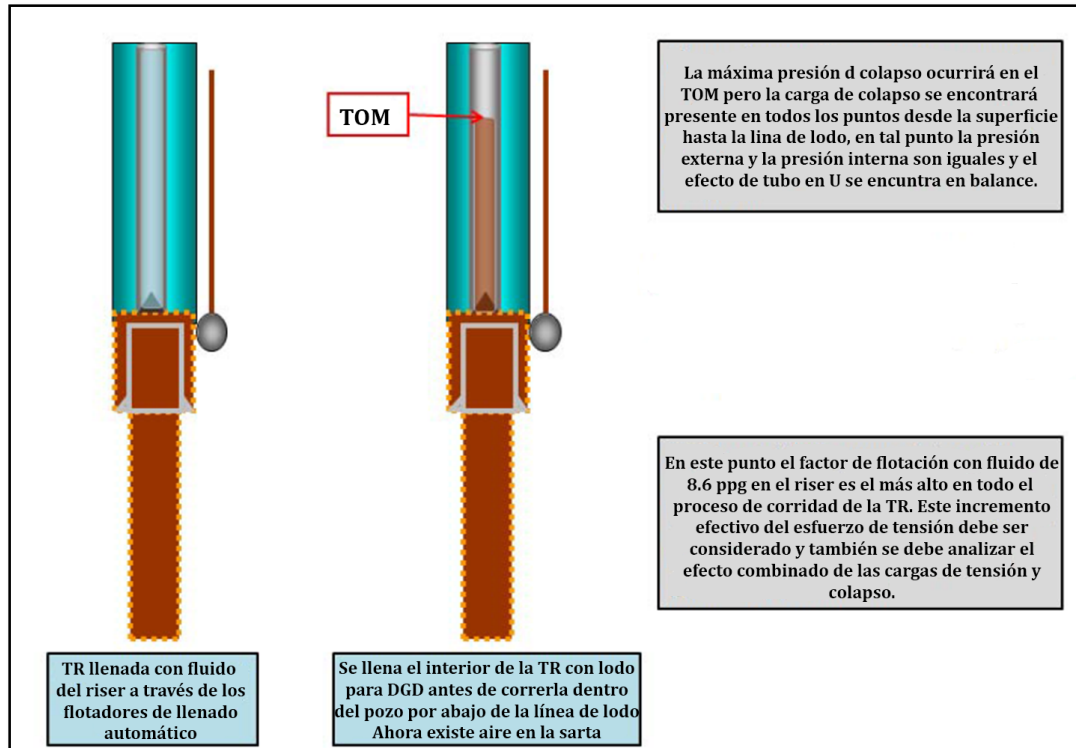


Fig. 4.5 Desplazamiento del fluido de 8.6 ppg dentro de la TR con lodo para DGD antes de correr la TR dentro del agujero, lo cual ejerce una carga de colapso considerable¹

4. **Continuar introduciendo la TR hasta la profundidad total.** La tubería se encuentra ahora llena con lodo pesado pero el nivel del lodo en la sarta de revestimiento permanece constante en el mismo punto denominado cima del lodo que alcanzado en el paso anterior.
5. **Convertir los flotadores por bombeo.**
6. **Es necesario circular para acondicionar el lodo y limpiar el agujero para el trabajo de cementación.** Mientras la velocidad de flujo se incrementa, el nivel de la cima del lodo también cambia para mantener el sistema balanceado. El cambio en el nivel de la cima del lodo es en gran medida función de las pérdidas de presión por fricción en la TR y en el espacio anular. En este punto es primordial caracterizar el comportamiento causado por el efecto de tubo U a varias velocidades de circulación y calibrar los modelos previos al trabajo de cementación. Aventajar el efecto de tubo en U pondrá una muy alta presión interna en la herramienta de corrida, pues para equiparar las pérdidas de presión por fricción durante la circulación se necesita una columna más larga de fluido de perforación.
7. **Bompear el fluido espaciador y el cemento.** Esto reducirá el nivel de la cima del lodo mientras que como el fluido espaciador y el cemento son más pesados requieren una menor

columna de fluido para balancear el efecto de tubo en U en la profundidad total. Esto ejerce una gran presión de colapso en la tubería –si es significativo o no dependerá del volumen de cemento y espaciador, la capacidad de la TR y de la resistencia a la tensión y el colapso de cada uno de los componentes de la sarta de revestimiento.

8. **Comenzar el desplazamiento del cemento con el lodo con peso para DGD.** El nivel de la cima del lodo se elevará de nuevo gradualmente en el interior de TR mientras el lodo pesado es bombeado hacia abajo dentro la TR y hacia arriba en el exterior de la misma. A lo largo de este paso se continúa monitoreando cuidadosamente el comportamiento del efecto de tubo en U.
9. **Finalizar el desplazamiento con el fluido del riser de 8.6 ppg.** Esto permite llenar el bache de aire con fluido, entonces se puede monitorear la presión superficial y se puede aplicar cualquier presión requerida por los colgadores en el sitio de la sarta de perforación. El volumen del fluido del riser bombeado generalmente excederá lo que se calculó como la capacidad para la línea del lodo, es por eso que debajo de la línea del lodo queda algo de fluido de 8.6 ppg. Esto disminuye la presión en la zapata, pero también ejerce una carga de colapso significativa en la parte superior de la sarta de revestimiento.

Los pasos para realizar trabajos de cementación en DGD se ilustran en la figura 4.6. Como se observa hay una gran variación en el nivel de la cima del lodo durante el trabajo debido a los cambios tanto en las pérdidas de presión por fricción o por la densidad del lodo. Ambos deben considerarse para asegurar que el cemento pueda ser bombeado de forma segura.

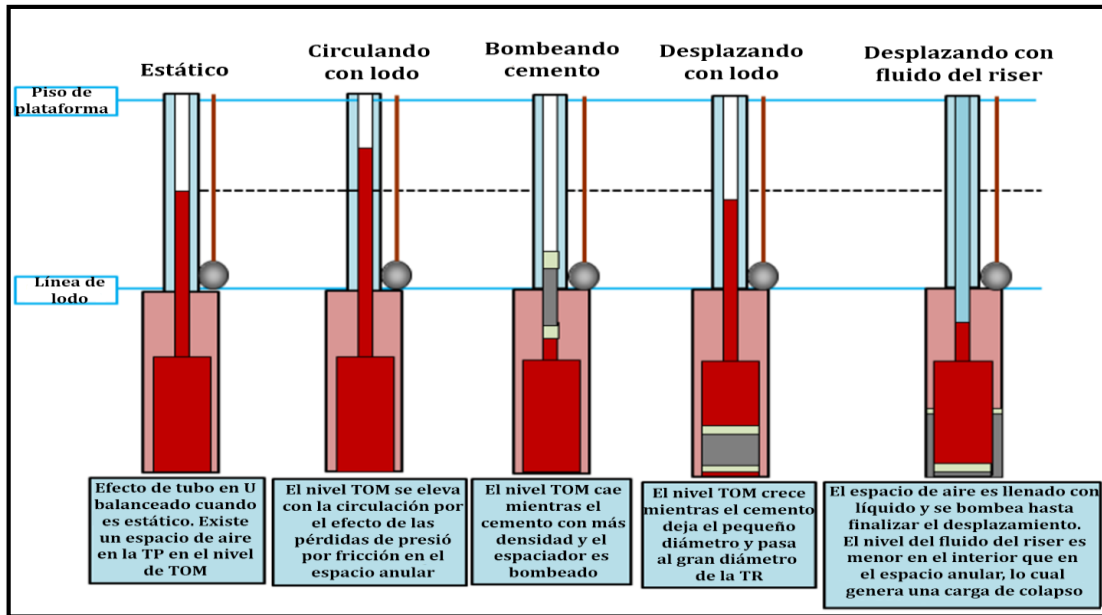


Fig. 4.6 Pasos básicos para un trabajo de cementación con DGD, con las grandes variaciones que ocurren en la cima del lodo cuando se efectúan las operaciones¹

Desplazamiento de los fluidos en DGD

Dos desplazamientos de fluidos en particular pueden resultar en grandes variaciones de presión en la sarta de revestimiento. Ambos ocurren cuando el pozo está siendo convertido de DGD o a SGD. En tal evento el pozo no es perforado con DGD de acuerdo con el plan o debido a la falla de la bomba.

El procedimiento general para el cambio de DGD a SGD es el siguiente:

1. Colocar un empacador o una tubería de revestimiento.
2. Probar empacador y TR contra el ram de corte ciego. La prueba de presión deberá ser al menos tan grande como la presión esperada durante la conversión del sistema. Este valor debe exceder la presión de prueba de la tubería requerida por las regulaciones o políticas de la empresa.
3. Introducir la sarta de revestimiento en el agujero con el ensamble de desplazamiento.
4. Comenzar bombeando lodo para SGS dentro de la sarta de perforación, tomando el fluido del riser que regresa en superficie. Lo que regresa es tomado en superficie más que con las bombas de levantamiento submarino, ya que esta conversión por lo general se realiza por la falla en las bombas.
5. La presión en el agujero se incrementa mientras en el riser se desplaza el fluido de 8.6 ppg a lodo usado en DGD. Esta presión continúa incrementándose hasta que el fluido del riser de

- 8.6 ppg es desplazado del riser y el pozo está entonces lleno de lodo con peso para DGD sobre lodo para SGD. La máxima presión depende del volumen relativo del riser y el agujero.
6. Continuar desplazando hasta que el pozo este lleno con lodo para SGD.
 7. Preparar las líneas de estrangular y matar con lodo para SGD.
 8. Quitar el empacador y desplazar el lodo para DGD en el agujero descubierto fuera del agujero. En volumen será mucho menor que el volumen previo de lodo para DGD que fue circulado fuera del agujero y por lo tanto el incremento resultante de presión es mínimo. Si el volumen es mayor (por ejemplo cuando fallan las bombas de levantamiento submarino con una larga sección de agujero descubierto) entonces el volumen deberá ser circulado fuera en etapas pero esto será generalmente debido a las limitaciones impuestas por el gradiente de fractura más que por las limitaciones impuestas por la resistencia al estallido de la TR.
 9. Continuar las operaciones con el pozo lleno con lodo de peso para SGD. La circulación es ahora convencional, con las bombas de levantamiento submarino aisladas y tomando el fluido de retorno directamente en superficie sin las bombas de levantamiento submarinas.

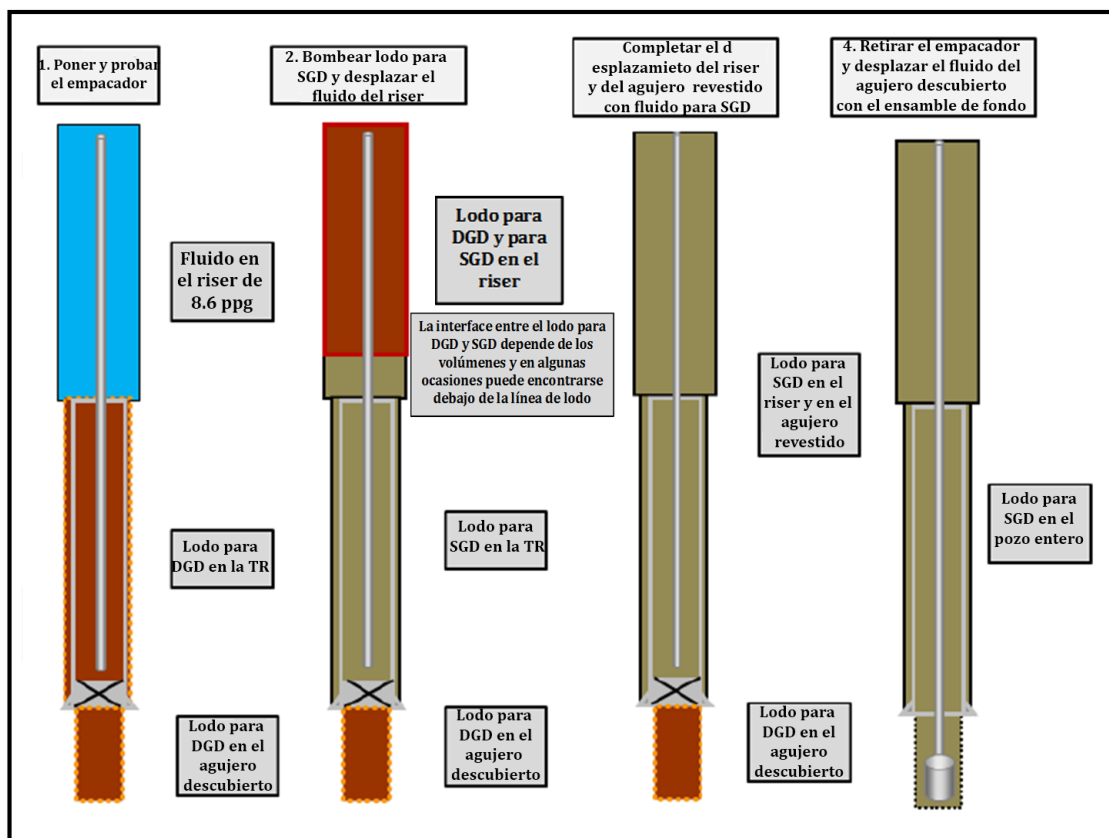


Fig. 4.7 Secuencia de una conversión de DGD a SGD con bombas submarinas aisladas¹

El procedimiento general para invertir el sistema de un solo gradiente a doble gradiente es.

1. Colocar un empacador o una sarta de revestimiento.
2. Efectuar una prueba negativa en el pozo por desplazamiento de fluido a través de las líneas de matar y de estrangular desplazando lodo para un solo gradiente con fluido del riser de 8.6 ppg. Esta es una operación estándar, ya que el pozo debería ser capaz de soportar el desplazamiento de agua de mar para una evacuación o abandono, sin fallas.
3. Cerrar el preventor anular o un ram para mantener la presión en la línea del lodo. Esta es una precaución ante el posible desplazamiento repentino del fluido del riser y el riser no pueda mantenerse lleno de fluido.
4. Comenzar la circulación en la cima del riser con el tanque de viaje lleno con fluido del riser de 8.6 ppg.
5. Encender las bombas de levantamiento submarino, con la presión de entrada necesaria para mantener el riser lleno con lodo para un solo gradiente.
6. Reducir gradualmente la presión de entrada de la bomba de levantamiento submarino con cambios de 50 psi. La bomba bombeará lodo de un solo gradiente mientras los tanques de viaje llenan el riser con fluido de 8.6 ppg.
7. Una vez que el riser está lleno con fluido de 8.6 ppg, alinear la bomba de levantamiento submarino para tomar el lodo de perforación que retorna del pozo.
8. Desplazar el lodo para SGD bajo la línea de lodo con lodo para DGD. El desplazamiento inicia con la presión hidrostática generada por el lodo para un solo gradiente en la línea del lodo. Gradualmente se reduce hacia la presión hidrostática del agua de mar por medio del ajuste de la presión de entrada de la MLP mientras el lodo para DGD reemplaza el lodo par SGD en el agujero, siguiendo el plan de declinación de presión establecido.

Cuando el pozo fue convertido a DGD, la presión en la línea del lodo será la hidrostática debido al agua de mar pero la presión en el fondo será igual a la que se tenía usando lodo con un solo gradiente antes de la conversión.

Peor caso de pérdida de carga

La mayoría de los pozos ahora deben superar, por regulación, dos casos de cargas severos que están asociados con el peor caso de descarga. Ambos asumen un brote en el cual el pozo es abierto a la

presión hidrostática ejercida por el agua de mar en la línea del lodo y el agujero bajo la línea del lodo está completamente lleno con fluido de la formación.

El primer caso de carga, el agujero fluyendo, es una gran carga de colapso que ocurre cuando el BOP es desconectado y la presión en la línea de lodo es la ejercida por la columna hidrostática de agua de mar. La presión interna bajo la profundidad de la línea de lodo incrementa desde el valor de la presión hidrostática del agua de mar a la profundidad de línea del lodo de acuerdo a una cantidad equivalente al gradiente de presión de los fluidos de la formación a profundidad vertical, misma que está determinada por el punto de interés. El gradiente de presión puede variar de un gradiente de presión de gas bajo o algún gradiente de presión elevado, ambos son mucho menores que el gradiente ejercido por el peso del lodo que existe justo antes del evento del peor caso de pérdida de carga. Las pérdidas de presión por fricción debidas al fluido de la formación fluyendo hacia arriba en el agujero es esencialmente despreciable.

El segundo caso de carga, un cierre de pozo, es una gran carga de estallido que ocurre cuando se cierra el espacio anular entre TR y tubería de perforación para contener un brote. Una vez que el pozo es cerrado la presión en la línea del lodo se incrementa desde la presión hidrostática de agua de mar hasta cualquier presión requerida para balancear la presión de formación que existe en la sección de agujero descubierta que está fluyendo. El agujero se llena con fluido de la formación y la presión decrece en todos los puntos que se encuentran por encima de la zona donde se está dando la descarga del fluido en una cantidad igual al gradiente del influjo. Este caso de cargas es similar al caso de presión máxima anticipada en superficie previamente mencionada, excepto que el pozo en su totalidad desde la línea de lodo hacia abajo es llenado con fluido de la formación.

La presión interna asociada con estos casos de carga es obviamente independientes del peso del lodo y son idénticos en la perforación convencional y en DGD. La presión externa sin embargo no lo es. Existen varias herramientas para evaluar las cargas del peor caso de pérdida de carga y se debe tener cuidado para entender las asunciones en la presión externa.

Por ejemplo, si el peso del lodo de respaldo es usado en un caso de estallido, entonces la presión externa en la línea de lodo es significativamente menor si la sarta de revestimiento fue puesta en una operación con doble gradiente. Esta presión externa más pequeña genera menor respaldo para el estallido por lo tanto se tendrá una carga de estallido neta mayor cuando se está considerando un caso de cierre de pozo. Considerando la figura 4.8, en la cual se muestra un caso típico del diseño de un pozo en aguas profundas con la zona de descarga de fluido en areniscas expuestas en la parte

más baja de la sección del agujero. La TR intermedia generalmente de 13 5/8 in o 14 in, es corrida como una larga sarta o liner y después unido al cabezal de pozo submarino. La presión externa en la línea de lodo es más alta con el espacio anular cerrado, frecuentemente es mucho menor cuando es puesto con fluido del riser en el riser durante las operaciones de DGD en vez del lodo con peso típico para operaciones con perforación convencional.¹

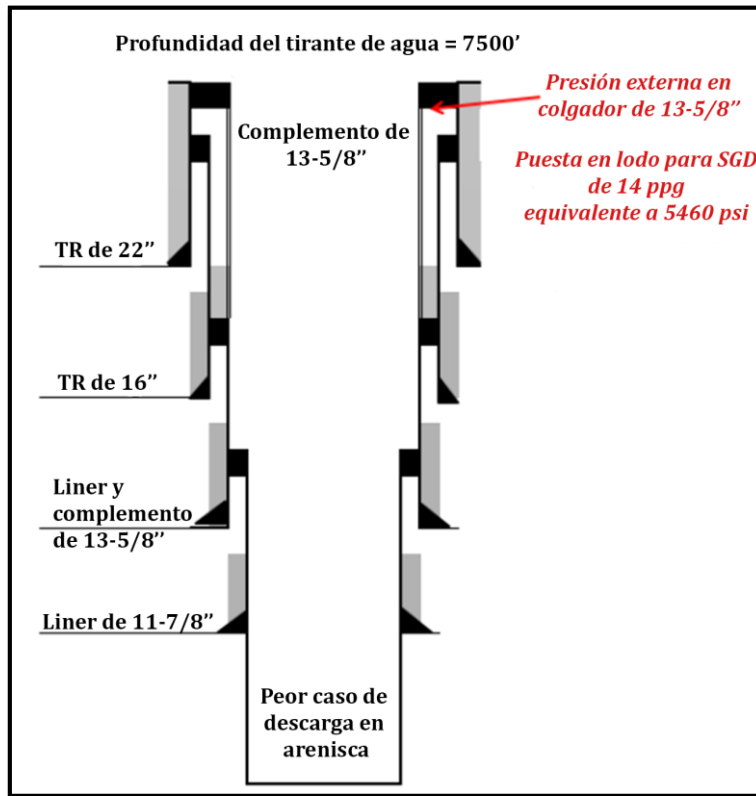


Fig. 4.8 Ejemplo de la presión externa en la línea del lodo cuando el complemento se instala con fluido para SGD en el riser contra v cuando se instala con fluido con densidad similar a la del agua de mar¹

La presión externa cuando el agujero se encuentra fluyendo es más difícil de calcular. Puede asumirse que la presión externa es igual al gradiente de fractura.

En la figura 4.9 se muestra un perfil de presión externa común para el caso de descarga de fluido. En esta figura se observan los gradientes de presión de fractura, de lodo para DGD y lodo para SGD. Se muestran dos puntos importantes en la figura, el primero es la presión de fractura en la zapata y el otro está a la profundidad de aislamiento hidráulico (la zona donde se ha perdido el fluido de control). Tanto para el lodo para DGD como para el lodo para SGD, la presión ejercida por estos no deberá superar la presión de fractura en la zapata por lo tanto antes de la profundidad de la zapata la presión

ejercida por el lodo para SGD será mayor que la ejercida por el lodo para DGD y después de la zapata tendrán un comportamiento inverso. Por debajo de la zona de aislamiento hidráulico, el fluido se habrá descargado y la presión en el pozo corresponderá a la presión de poro.

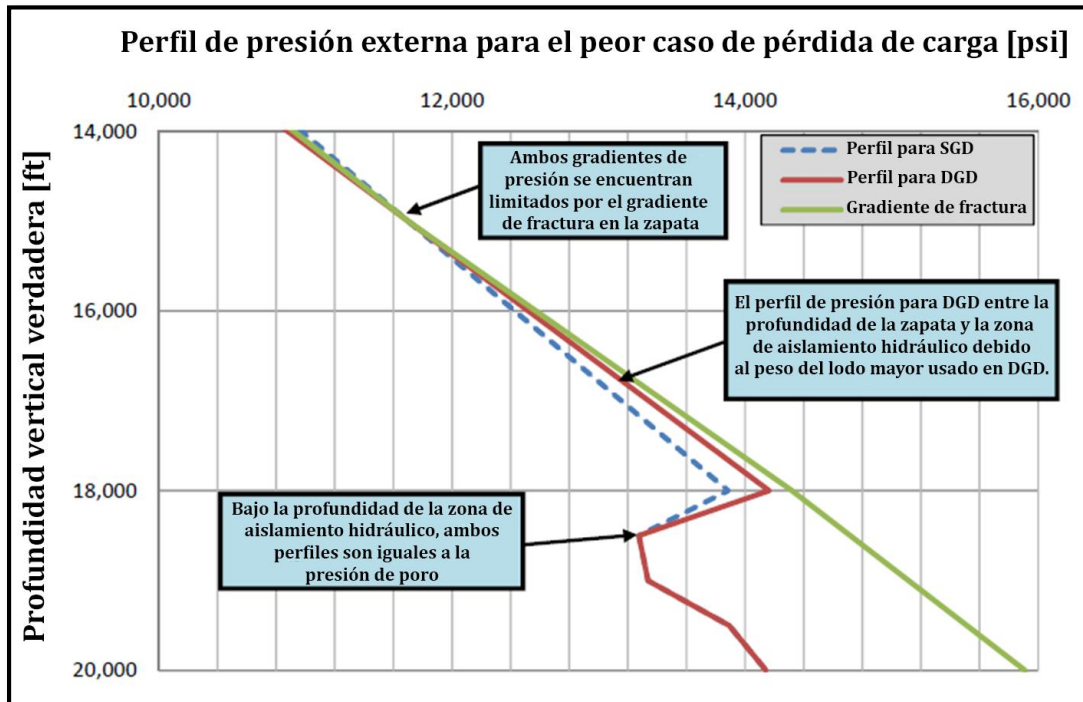


Fig. 4.9 Ejemplo típico del perfil de presión externa para el peor caso de pérdida de carga con el pozo fluyendo¹

Magnitudes y procedimientos de una prueba de presión negativa

Antes del desplazamiento de lodo para perforación convencional en el riser con agua de mar, se realiza con frecuencia una prueba negativa simulando la reducción en presión que resultará cuando el lodo pesado en el riser es desplazado. Esta prueba de presión negativa puede exceder las 5000 psi en aguas profundas.

En las operaciones con doble gradiente se desplaza el fluido del riser de 8.6 ppg con agua de mar de 8.6 ppg, por lo tanto no hay necesidad de realizar una prueba negativa de tan larga magnitud. Sin embargo una prueba de presión negativa nominal sería muy beneficiosa para comprobar que todas las barreras en el agujero son capaces de soportar algo de presión proveniente de la parte inferior.

Para profundidades de agua superiores a 5000 ft, una prueba negativa de más de 500 psi puede llevarse a cabo por simple desplazamiento a través de la línea de matar de fluido de 8.6 ppg a un fluido base aceite con una densidad de aproximadamente 6.5 ppg. Esto es suficiente para una prueba negativa antes de una evacuación temporal o un abandono. Se debe ser cuidadoso al analizar la resistencia al colapso para cada elemento de sellado o juntas expuestas durante la prueba negativa.

Si se requiere una prueba negativa más extensa se deberá desplazar el fluido del riser con un lodo de menor densidad y así se reducirá la presión interna aún más. Es aparente que hay un valor práctico como límite para la prueba negativa que puede ser alcanzado por este camino, debido a que la máxima presión diferencial es igual a la presión reducida que es obtenida si toda la sección bajo la línea de lodo es llenada con fluido del riser de 8.6 ppg. Sin embargo este método es suficiente para probar todas las reducciones de presión concebibles a las cuales el pozo puede estar expuesto durante operaciones normales.

Selección de la TR adecuada

El objetivo fundamental en cualquier diseño de tuberías de revestimiento es que esta pueda soportar cualquier esfuerzo al que sea sometida durante cualquier etapa del pozo (durante la perforación o a lo largo de su vida productiva), esto garantizará la integridad del pozo en todo momento siendo también un factor importante en la seguridad del personal, del equipo y herramientas, y para la protección ambiental.

Como se sabe existen tres cargas principales a las cuales estará sometido el pozo a lo largo de su vida, estas son presión interna (estallido), colapso y tensión; mismas que la TR tiene que resistir. Al seleccionar la tubería indicada se debe considerar el factor económico eligiendo la tubería que proporcione menor costo y cumpla con las especificaciones de diseño.

Los perfiles de presión constituyen el principal factor de diseño para elegir la TR indicada, mismos que son planteados en función a las condiciones, más esperadas y con mayor efecto negativo, a las cuales estará sometida cada tubería. Para las distintas operaciones (reparación y mantenimiento, cementación, fracturamiento hidráulico, presencia de influjos, etcétera) se tienen cargas de presión distintas y cada tipo de TR (superficial, intermedia, de explotación, etcétera) estará sometida a ciertas cargas que le afectan de forma particular a cada una. Por lo general, para cada tipo de TR y para el

análisis de una carga en específico (tensión, colapso y estallido) se plantean escenarios críticos mismos que también difieren dependiendo del área en la que se desarrollen las operaciones, por ejemplo en tierra, en aguas someras o en aguas profundas.

La tecnología de perforación con doble gradiente fue diseñada para aplicarse en aguas profundas debido a las complicaciones que existen en estas zonas y dado que esta tecnología provee múltiples ventajas, pero a la vez se modificaron los procedimientos para diversos trabajos. Por lo tanto, la principal diferencia en el diseño de TR para DGD comparada con el diseño para pozos convencionales en tierra o en aguas someras es el respectivo perfil de presión para cada tipo de TR y carga analizada. Los perfiles de presión representativos para DGD fueron descritos en los subtemas previos y con ello se cuenta ya con una herramienta fundamental para el diseño, recordando que el principal requisito es que la TR soporte los esfuerzos y el costo sea mínimo. Cuando se ha determinado la profundidad de los puntos de asentamiento se prosigue con la selección de la TR óptima.

Como se ha explicado, los perfiles de presión son la principal diferencia en el diseño de TR para pozo perforados con DGD, cuando estos son obtenidos el procedimiento de selección es muy similar para cualquier caso. Si se quiere detallar en estos procedimientos se recomienda estudiar los establecidos en los documentos redactados por Rahman, S. S. & Chilingarian, G. V. (1995) y Salazar Cruz, G. A. (1994) entre otros. A continuación se describe de forma general un procedimiento gráfico para la selección de la tubería de revestimiento adecuada.

Para el estallido como para cualquier carga analizada se debe obtener la carga de presión interna neta y esta debe multiplicarse por un factor de seguridad que depende de las políticas de la empresa operadora, al producto de esa multiplicación se le denomina línea de carga de diseño para el análisis de la presión interna. La presión interna más severa tiene lugar en la parte superior de la TR generando un perfil de presión neta con pendiente positiva, por tal motivo se sugiere seleccionar el tramo de TR adecuado para la parte inferior y con ello reducir los costos (en la parte inferior se tendrá una menor carga neta y se requerirá una TR menos resistente con un menor costo), esta TR soportara hasta cierto punto, en el punto donde no soporte más se deberá seleccionar otro tramo de tubería con una mayor resistencia. En ese punto donde se unen dos tramos de tubería es fundamental para el análisis de la tensión pues existe un desfase de áreas (puesto que una mayor resistencia comúnmente representa un espesor de pared mayor) sobre el cual estará actuando una fuerza hacia arriba o hacia abajo dependiendo de las condiciones. Una vez que se ha cubierto toda la sección del agujero con determinado número de tramos de TR se procede al análisis del colapso.

Nuevamente con los perfiles de presión adecuados para el análisis del colapso para determinado tipo de TR, se genera la línea de carga de diseño, la máxima presión externa se encontrará en la parte inferior del agujero y la pendiente de esa línea será negativa por lo cual se recomienda iniciar el análisis desde la parte superior con la finalidad de reducir costos de la misma forma que con el análisis de la presión interna. La diferencia en este procedimiento es que se va a validar que los tramos seleccionados para resistir la presión interna, también resistan la presión externa, verificando que los valores de resistencia de la TR al colapso supere en cualquier punto la presión externa a la cual estará sometida. De ser así el diseño para el colapso habrá terminado, de no ser así, se deberán seleccionar nuevos tramos de TR que si resistan la presión externa y validarlos para que su resistencia al estallido también sea mayor que la presión interna. Cuando se tiene la TR que resiste el colapso y el estallido se procede al análisis de la tensión.

En el análisis de las cargas de tensión se considera el peor escenario posible para el tipo de TR dado, que en general es tal cuando el fluido en el cual se encuentra sumergida la tubería es muy ligero provocando un factor de flotación muy cercano a la unidad. En este caso la fuerza de flotación que contrarreste el peso de la tubería será pequeña generando una mayor carga de tensión. La carga de tensión se analiza en las uniones de los tramos de tubería determinados por el diseño por colapso y estallido. De tal forma que la presión ejercida por el fluido actuando sobre las áreas desfasadas hacia abajo o hacia arriba determinaran la fuerza que actúa sobre la tubería, la diferencia entre las fuerzas actuando hacia arriba (fuerzas de flotación) y las que actúan hacia abajo (peso del fluido) generan el perfil de tensión, en el cual se observa la zona en la cual la TR se encuentra en compresión, el punto neutro y la zona donde se encuentra en tensión. Esta línea de carga se multiplica por un factor de seguridad y se determina si los tramos de TR resistirán todos esos esfuerzos axiales. De ser así se concluye la selección de TR, de lo contrario se seleccionan tramos de TR con mayor resistencia y se valida si resistirán las cargas de presión interna y de presión externa.

Es de vital importancia verificar el efecto de los esfuerzos biaxiales y triaxiales ya que, por ejemplo, una tubería en compresión será más resistente a la presión externa y menos resistente a la presión interna, caso contrario con una tubería en tensión que incrementa su resistencia a la presión interna pero disminuye su resistencia a la presión externa. De no resistir los esfuerzos biaxiales se deberá seleccionar nuevos tramos de tubería con la resistencia adecuada para todos los tipos de cargas especificados anteriormente y con ello mantener la integridad del pozo en cualquier momento.

Nomenclatura

BOP	Preventor de brotes (Blowout Preventer).
DGD	Perforación con doble Gradiente (Dual Gradient Drilling).
ID	Diámetro interior (inside diameter).
MLP	Bombas de levantamiento submarinas (mudlift pump).
$MW_{DGD,ppg}$	Peso del lodo empleado en DGD, ppg.
$MW_{SG,ppg}$	Peso del lodo para la perforación con un solo gradiente, ppg.
OD	Diámetro exterior (outside diameter)
P	Pesión en un punto determinado, psi.
$P_{mudline}$	Presión en la línea del lodo, psi.
SGD	Perforación con un solo gradiente (single gradient drilling).
SW_{ppg}	Densidad del agua de mar, ppg.
TOM	Cima del lodo (top of mud).
TR	Tubería de revestimiento.
TVD_{BML}	Profundidad vertical verdadera bajo la línea del lodo, ft.
WD	Profundidad del agua (water depth), ft.
$\Delta P_{mudline}$	Reducción en la presión hidrostática en la línea de lodo, psi.

Referencias del capítulo 4

1. Cantrell, A. J. & Duan, M. (2013). Casing Design for Dual Gradient Drilling [versión electronica]. Paper SPE-163455-MS. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineer.
2. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling. (2011). Macondo the Gulf Oil Disaster. Recuperado el 2 de Agosto de 2014, de http://www.eoearth.org/files/164401_164500/164423/full.pdf
3. Petróleo Internacional. (1982). *Glossary of the Petroleum Industry*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell.
4. Rahman, S. S. & Chilingarian, G. V. (1995). *Casing Design Theory and Practice*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
5. Salazar Cruz, G. A. (1994). *El concepto de carga máxima en el diseño de tubería de revestimiento*. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
6. University of Texas. Petroleum Extension Service. (1997). *A Dictionary for the Petroleum Industry*. (2a ed.). Austin, Texas: University of Texas.

CONCLUSIONES

Esta tesis permitirá, principalmente a estudiantes, tener una idea general de lo que son las operaciones en aguas profundas conociendo una pequeña parte de los antecedentes históricos y sabiendo cuales son los principales retos en la perforación en estas zonas, así como las herramientas empleadas y específicamente en perforación con doble gradiente se podrá sustraer de ella información sobre los procedimientos para la selección de puntos de asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento en función a los cambios técnicos que esta tecnología presenta en comparación con la perforación convencional, cumpliendo de esta manera el objetivo principal de este trabajo.

La perforación en aguas profundas ha avanzado de manera significativa en los últimos años, sin embargo aún existen áreas de oportunidad como son:

- Métodos de predicción de geopresiones.
- La reducción de tiempos de inactividad.
- Desarrollo de componentes que permitan a la plataforma mayor estabilidad ante problemas ambientales.
- Control de presiones en etapas de perforación someras.
- Desarrollo de fluidos de control.
- Nuevas diseños de lechadas de cemento con menor tiempo de fraguado para etapas de perforación someras y que conserven sus propiedades reológicas en óptimas condiciones.

Para la perforación con doble gradiente se necesitan varios componentes que no existen en la perforación convencional y que son igualmente diferente en la posición que ocupan en el sistema. Este hecho altera los procesos (por ejemplo los procesos de control y cementación) por lo cual la capacitación previa del personal, específicamente para perforación con doble gradiente, es totalmente necesaria, aun cuando el personal tenga experiencia en perforación convencional.

La tecnología de doble gradiente fue desarrollada con el objetivo de disminuir los principales efectos negativos causados por el tirante de agua y por la ventana operativa estrecha, efectos como riesgo de fracturar la formación, mayor número de etapas de perforación y todo lo que ello conlleva (tiempos perdidos por meter y sacar tubería, terminar el pozo con diámetro reducido, pérdida de fluido de control, etc.).

En la selección de puntos de asentamiento no existe tanta diferencia entre la forma convencional y en las operaciones en aguas profundas, sin embargo consideraciones como el espacio de aire entre la plataforma y la superficie marina tienen que hacerse para evitar errores.

El diseño de la profundidad de asentamiento puede hacerse en función de las resistencias de la tubería involucrada pero bajo ninguna circunstancia se deberán ignorar los parámetros de control de pozo (peso de lodo, presión en superficie, operación que se realiza, etc.) y la resistencia de la formación. Dicho de otra manera, la resistencia de la tubería es una condición necesaria pero no suficiente en la selección de los puntos de asentamiento, al igual que el control de las geopresiones.

La herramienta principal para el diseño de tuberías de revestimiento son los perfiles de presión adecuados para el análisis de cargas haciendo las consideraciones pertinentes para resistir el peor caso posible. Por lo tanto, es de vital importancia conocer los procedimientos para cada una de las operaciones así como el efecto de estos sobre la variación de las cargas de presión.

Esta tesis permitirá, principalmente a estudiantes, tener una idea general de lo que son las operaciones en aguas profundas conociendo una pequeña parte de los antecedentes históricos y sabiendo cuales son los principales retos en la perforación en estas zonas, así como las herramientas empleadas y específicamente en perforación con doble gradiente se podrá sustraer de ella información sobre los procedimientos para la selección de puntos de asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento en función a los cambios técnicos que esta tecnología presenta en comparación con la perforación convencional, cumpliendo de esta manera el objetivo principal de este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- Aadnoy, B. S. (2010). *Modern Well Design*. (2a ed.). London, UK: Taylor & Francis Group.
- Aadnoy B. S., Kaarstad E. & Belayneh M. (2012). Multiple Criteria Casing Seat Selection Method [versión electrónica]. Paper SPE 150931. San Diego, California: Society of Petroleum Engineer.
- Bonar Tua Halomoan Marbun y Hafiz Adi Kurnia (2012). The Effect of High Pressure and Temperture Variation to the Hydraulic of Dual Gradient Drilling Operation [version electronica]. Paper SPE-156373-MS. Tianjin, China: Society of Petroleum Engineer.
- Cantrell, A. J. & Duan, M. (2013). Casing Design for Dual Gradient Drilling [versión electrónica]. Paper SPE-163455-MS. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineer.
- Chakrabarti, S. (Ed.), Halkyard, J. y Capanoglu, C. (2005). Historical Development of Offshore Structures. En S. Chakrabarti (Ed.), *Handbook of Offshore Engineering, Vol. 1* (pp. 1-38). Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
- Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson G., Plumb, D., Sayers, C., Denyer, G., et al. (2000). Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas. *Oilfiel Review*, 23(4), 1-19.
- Eggemeyer J. C., Akins, M. E., Brainard, R. R., Judge, R. A., Peterman, C. P., Scavone, L. J., et al. (2001). SubSea MudLift Drilling: Design and Implementation of a Dual Gradient Drilling System [versión electrónica]. Paper SPE-71359-MS. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers.
- Forres, N., Bailey T. y Hannegan, D. (2001). Subsea Equipment for Deep Water Drilling Using Dual Gradient Mud System [versión electrónica]. Paper SPE-67707-MS. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers.
- Hernández Porras, J. (2003). *Metodología para el diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling. (2011). Macondo the Gulf Oil Disarter. Recuperado el 2 de Agosto de 2014, de http://www.eoearth.org/files/164401_164500/164423/full.pdf

- Petróleo Internacional. (1982). *Glossary of the Petroleum Industry*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell
- Rahman, S. S. & Chilingarian, G. V. (1995). *Casing Design Theory and Practice*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier.
- Salazar Cruz, G. A. (1994). *El concepto de carga máxima en el diseño de tubería de revestimiento*. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Schubert, J. J., Juvkam-Wold, H. C. y Choe J. (2003). Well Control Procedures for Dual Gradient Drilling as Compared to Convencional Riser Drilling [versión electrónica]. Paper SPE-99029-PA. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers.
- Shaughnessy, J. M., Daugherty, W. T., Graff, R. L. y Durkee, T. (2007). More Ultra-Deepwater Drilling Problems [versión electrónica]. Paper SPE-105792-MS. Amsterdam, The Netherlands: Society of Petroleum Engineers.
- Smith K. L., Gault A.D., Witt D. E. y Weddle C. E. (2001). SubSea MudLift Drilling Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Technology to Industry [versión electrónica]. Paper SPE-71357-MS. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers.
- Sparkman, G. W., Smith, T. (1996). Deep Water Drilling- Identifying the Technical Challenges [versión electrónica]. Paper OTC-8748-MS. Houston, Texas: Offshore Technology Conference.
- University of Texas. Petroleum Extension Service. (1997). *A Dictionary for the Petroleum Industry*. (2a ed.). Austin, Texas: Autor.
- Watkins, B. J. (1969). Deep-Water Drilling Operations an Integrated Subsea System [versión electrónica]. Paper API-69-190. Washington, D.C.: American Petroleum Institute.
- Watson, P. A., Iyoho, A. W., Meize, R. A. y Kunning, J. R. (2005). Management Issues and Technical Experience in Deepwater and Ultra-Deepwater Drilling [versión electrónica]. Paper OTC-17119-MS. Houston, Texas: Offshore Technology Conference.