



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
DE LA TIERRA

GRADIENTE DUAL OPCIÓN TÉCNICA PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS EN EL GOLFO DE MÉXICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

OJEDA BUSTAMANTE ADOLFO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. VELASCO ESQUIVEL JOSÉ AGUSTÍN



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Sínodo



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA 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. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS
Vocal:	ING. JOSE AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL
Secretario:	ING. ALBERTO ARIAS PAZ
1er. Suplente:	I.Q. MARIA CRISTINA AVILES ALCANTARA
2do. Suplente:	ING. MARIO ROSAS RIVERO

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: OJEDA BUSTAMANTE ADOLFO, registrado con número de cuenta 302275153 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA; quien ha concluido el desarrollo del tema que le 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 21 de Noviembre de 2014.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

Agradecimientos

A Díos

Por la vida y por permitirme llegar hasta este momento tan importante.

A LA UNAM Y EN ESPECIAL A LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Por abrirme sus puertas y haber hecho de mí un hombre de provecho para la sociedad.

A MIS PADRES

Que me brindaron su apoyo, consejos y en los momentos más difíciles me alentaron a seguir adelante, anhelando que siempre me preparara para enfrentarme a la vida, hoy se ven culminados nuestros esfuerzos y mis deseos iniciándose así una etapa en mi vida, en la que siempre estarán presentes.

A MI FAMILIA

Por ayudarme a hacer posible un logro más; el cual no será el último pero quizá el más importante. Gracias por la fe que depositaron en mí y por dárme lo todo sin esperar a cambio más que el orgullo de hacer de mí un triunfador.

AL ING. JUAN PEDRO MORALES SALAZAR

Siendo esta la etapa más importante de mi vida y agradeciendo todo el esfuerzo y dedicación que me ha brindado a lo largo de esta dura jornada, quiero hacer partícipe de este importante logro a usted que me ayudó a realizar este trabajo y siempre me alentó a perseguir uno de mis más grandes anhelos.

A MIS SINODALES

Por el tiempo dedicado a la revisión, así como las valiosas observaciones y los comentarios realizados para la culminación de este trabajo.

A MIS PROFESORES

Que a lo largo de la carrera influyeron con sus lecciones y experiencias en formarme como una persona de bien y preparada para los retos que pone la vida.

A MIS AMIGOS

No hay palabras para describir lo que una amistad representa; es la base de todo, y cuando esa amistad se comparte, no hay nada mejor. Y eso es lo que ustedes me han hecho sentir, sobre todo, por el apoyo que me han brindado desde siempre, contribuyendo enormemente en mi formación profesional. Gracias por su amistad que conservo como el tesoro más valioso.

****GRACIAS****

Índice

	Página
Índice	I
Lista de tablas	IV
Lista de figuras	IV
Abstract	1
Introducción	3
Capítulo I Perforacion de pozos en aguas profundas :panorama mundial	7
1.1. Clasificación de aguas someras, profundas y ultra profundas	7
1.1.2. Definición de aguas someras y profundas.....	8
1.2. Reservas mundiales.....	8
1.2.1. Reservas mundiales en aguas profundas.....	10
1.2.2. Áreas de desarrollo en el mundo.....	11
1.3. ¿Qué son las reservas?	12
1.3.1. Clasificación de reservas	12
1.3.2. Reservas nacionales totales al 1 de enero de 2013	13
1.3.3. Recursos nacionales definidos por PEMEX en aguas profundas	16
1.3.4. Escenarios de producción de campos en aguas profundas.....	17
1.4. Problemas que se enfrentan en la perforación de pozos en aguas profundas	22
1.5. Definición de gradiente dual	33
1.5.1 ¿Por qué Gradiente Dual?	34
Capítulo II Historia del desarrollo de la tecnología de Gradiente Dual	39
2.1. Antecedente.....	39
2.2. Historia de cómo surgió la tecnología.....	40
2.3. Quienes intervinieron	41
2.4. Tiempo de desarrollo y costos.....	41
2.5. Ventajas y desventajas que se consideran al perforar con gradiente dual.....	47
Capítulo III Equipos y herramientas para perforar pozos en aguas profundas	49
3.1. Equipos de perforación	49
3.2. Conexiones submarinas.....	56
3.2.1. BOP'S	56
3.2.2. Preventor de Ariete	57

3.2.3.	Preventor Anular	59
3.2.4.	Arreglo de conjunto de preventores.....	60
3.3.	Riser	61
3.3.1.	Risers de terminación y reparación.....	63
3.3.2.	Componentes de un riser	64
3.3.3.	Bomba submarina	67
3.4.	Lodos de perforación.....	69
3.4.1.	Principales propiedades de un fluido de perforación.....	69
3.4.2.	Generación de los lodos de perforación sintéticos (SBM)	70
3.4.3.	Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación sintéticos.....	71
3.4.4.	Aplicación en México.....	72
Capítulo IV Aplicación de la tecnología de Gradiente Dual en el mundo		75
4.1.	Alternativas para perforar con gradiente dual en aguas profundas con sistema de tubería submarina	76
4.1.1.	Evaluación y clasificación	82
4.2.	Ejemplos donde se ha aplicado la tecnología de Gradiente Dual	83
4.2.1.	Ejemplos de recuperación de lodo sin tubo ascendente (RMR)	85
4.2.2.	Aplicación en el Golfo de México	92
4.2.3.	Descripción general del sistema.	93
Capítulo V Propuesta de diseño de perforación de un pozo en aguas profundas del Golfo de México, utilizando la tecnología de Gradiente Dual .		95
5.1.	Antecedentes	95
5.2.	Descripción del campo	99
5.3.	Columna geológica probable.....	100
5.4.	Procedimiento de cálculo de la ventana operativa y diseño del Gradiente Dual	102
5.4.1.	Evaluación de los registros geofísicos.....	103
5.4.2.	Registros geofísicos de pozo a completar	104
5.4.3.	Cálculo de los registros de porosidad densidad ρ_D (DPHI) y ρ_S (SPHI).....	107
5.4.4.	Cálculo del esfuerzo vertical S_v	108
5.4.5.	Cálculo de presión de poro normal P_{pn}	109
5.4.6.	Cálculo de la línea de tendencia de compactación normal (LTCN)	109
5.4.7.	Cálculo de tiempo de transito compresional normal (Δt_n)	110
5.4.8.	Cálculo de la presión de poro PP	111
5.4.9.	Cálculo de la presión de fractura P_f	111
5.4.10.	Calibración de la ventana operativa	112

5.4.11. Cálculo del Gradiente Dual.....	113
5.5. Propuesta de diseño	125
5.5.1. Comparativa.....	126
5.5.2. Diseño del sistema para perforar con Gradiente Dual	129
Conclusiones	133
Recomendaciones	135
ANEXOS	136
Nomenclatura	137
Bibliografía:	138

Lista de tablas

Página

Tabla 1. 1 Clasificación de aguas someras, profundas y ultra profundas.....	7
Tabla 3. 1 Clasificación de los equipos de perforación según su generación.....	50
Tabla 5. 1 Descripción de la posible columna geológica para el pozo Yeyo-1	101
Tabla 5. 2 Programa de lodos real.....	117
Tabla 5. 3 Densidad de lodos equivalente.....	121
Tabla 5. 4 Descripción general del sistema propuesto.....	131

Lista de figuras

Figura 1. 1 Clasificación de aguas someras, profundas y ultra profundas.....	7
Figura 1. 2 Mapa de reservas mundiales de hidrocarburos no convencional.....	10
Figura 1. 3 Mapa de reservas mundiales en aguas profundas.....	10
Figura 1. 4 Mapa mundial de perforación de pozos en aguas profundas.....	12
Figura 1. 5 Cuencas de México productoras de hidrocarburos	14
Figura 1. 6 Composición de reservas de crudo.....	15
Figura 1. 7 Composición de reservas del gas natural.....	15
Figura 1. 8 Provincias petroleras de aguas profundas en el Golfo de México.....	16
Figura 1. 9 Reservas 3P a incorporar en el escenario de planeación, escenario optimista, 2012-2026.....	19
Figura 1. 10 Producción de crudo por categoría de proyectos, escenario optimista, 2011-2026.....	19
Figura 1. 11 Producción de crudo por proyecto de aguas profundas, escenario esperado, 2021-2026.....	20
Figura 1. 12 Reservas 3P a incorporar en el escenario de planeación, escenario ENE, 2012-2026.....	21
Figura 1. 13 Producción de crudo por categoría de proyectos, escenario ENE, 2012-2026.....	21
Figura 1. 14 Producción de crudo por proyecto de aguas profundas, escenario ENE, 2021-2026	22
Figura 1. 15 y Figura 1. 16 Movimientos del equipo flotante en el plano horizontal.....	27
Figura 1. 17 y Figura 1. 18 Movimientos en el plano vertical para un equipo flotante de perforación en aguas profundas.....	27
Figura 1. 19 Cono de re-entrada. Una instalación grande en forma de embudo de 3.7 m (12 pies) de diámetro, emplazada en el fondo del mar sirve como conductor para el reemplazamiento de un pozo perforado previamente y para el asentamiento y soporte de la sarta de revestimiento de superficie.....	28
Figura 1. 20 Riesgos de las etapas iniciales de perforación.....	29
Figura 1. 21 Comparación de perforación convencional y gradiente dual.....	36
Figura 1. 22 Concepto de lo que es el gradiente dual, comparativo en	37

Figura 2. 1 Comparación entre la perforación de gradiente simple y gradiente dual.	39
Figura 2. 2 Ubicación del pozo en donde se realizó la prueba piloto.....	46
Figura 3. 1 Ejemplo de plataforma autoelevable Jack up	51
Figura 3. 2 Ejemplo de plataforma fija.....	52
Figura 3. 3 Ejemplo de plataformas sumergibles	52
Figura 3. 4 Ejemplo de plataforma semisumergible.....	53
Figura 3. 5 Ejemplo de barcos perforadores.	54
Figura 3. 6 Buque FPSO utilizado para explotación y almacenamiento de petróleo.....	55
Figura 3. 7 Buque FSO utilizado para explotación y almacenamiento de petróleo.	55
Figura 3. 8 Plataforma Clasic spar y Trus spar.	56
Figura 3. 9 Preventor de reventones o (BOP).	57
Figura 3. 10 Preventor tipo ariete.....	58
Figura 3. 11 Riser utilizado para la perforación de pozos.....	62
Figura 3. 12 Umbilicales del riser.....	64
Figura 3. 13 Bomba centrífuga.....	68
Figura 4. 1 Alternativa para generar doble gradiente.	76
Figura 4. 2 Elementos de la tubería submarina para las alternativas 1Ay 1B.....	77
Figura 4. 3 Opción 2A.....	78
Figura 4. 4 Opción 2B.....	79
Figura 4. 5 Opción 2C.....	80
Figura 4. 6 Opción 3	81
Figura 4. 7 Ubicación del campo Troll	84
Figura 4. 8 Sistema RMR típico para perforar aguas profundas.....	86
Figura 4. 9 Pilote. y Figura 4. 10 Colocación del sistema de succión.	86
Figura 4. 11 Colocación del sistema de bombas. y Figura 4. 12 Sistema RMR ya armado.	87
Figura 4. 13 Operación del circuito cerrado de recuperación de lodo del sistema RMR... ..	87
Figura 4. 14 Módulo de succión y Figura 4. 15 Sensor de presión colocado en módulo de succión.	88
Figura 4. 16 Módulo de bomba submarina.....	89
Figura 4. 17 Manguera de succión. y Figura 4. 18 Líneas flexibles de retorno.....	89
Figura 4. 19 Plataforma de manipulación de la manguera con la línea de retorno del lodo instalado.	90
Figura 4. 20 Cabestrante umbilical colocado en cubierta. y Figura 4. 21 Contenedores del sistema de control RMR.....	90
Figura 4. 22 Control del sistema RMR dentro del contenedor. y Figura 4. 23 Control del sistema RMR	91
Figura 4. 24 Ubicación del mar del sur de china.	91
Figura 4. 25 Principales componentes del sistema.	94

Figura 5. 1 Localización del pozo Yeyo-1.....	100
Figura 5. 2 Diagrama de flujo del cálculo del gradiente dual.	102
Figura 5. 3 Gráficas de los registros geofísicos.....	103
Figura 5. 4 Diagrama de flujo para completar los registros geofísicos.	106
Figura 5. 5 Carriles completos de los registros geofísicos.....	107
Figura 5. 6 Grafica de la línea de tendencia de compactación normal (LTCN).....	110
Figura 5. 7 Gráfica de calibración de fluido de control.....	112
Figura 5. 8 Ventana operativa de Presión vs Profundidad del G.D.....	122
Figura 5. 9 Gráfica de Densidad Equivalente vs Profundidad.	123
Figura 5. 10 Estado mecánico propuesto para el pozo Yeyo-1.	125
Figura 5. 11 Comparativa de las ventanas operativas de forma Convencional y Gradiente Dual.	126
Figura 5. 12 Comparativa del estado mecánico para el pozo Yeyo-1 de forma Convencional vs Gradiente Dual.....	128
Figura 5. 13 Vista en planta del diseño de Tr de manera convencional y con gradiente dual.....	128
Figura 5. 14 Arreglo y equipo de perforación propuestos para ser utilizados en el Golfo De México en aguas profundas.....	130
ANEXO A. 1 Tabla para la selección de diámetros de tuberías de revestimiento.....	136

Abstract

This work is focused in the dual gradient technology and its application. Using the knowledge developed throughout the world related to deep water drilling technologies, but in particular with dual gradient technology; this investigation aims to define if the dual gradient technology is technically useful and applicable in deep water drilling wells in the Gulf of Mexico.

This thesis work is divided in five chapters.

Chapter 1 shows a classification of water deep, and states information about world reserves of oil and gas, and word reserves of oil and gas in deep water. In this chapter we can distinguish national total reserves and Mexico's oil and gas resources defined by PEMEX. It is shown deferent production scenarios made by CNH in deep water fields in the Gulf of Mexico.

Chapter 2 is related to the development of the dual gradient technology and a historical review about the invention of this technology.

Chapter 3 is related to equipment and tools that are needed in order to drill a deep water well. It is showed a variety of different classifications and descriptions about equipment to drill a well in deep water, BOP's, risers, pump, etc.

Chapter 4 shows different examples of the application of the dual gradient technology throughout the world, it details the experience gained by other countries during the application of dual gradient and a description of the equipment implemented during those applications.

Chapter 5 is a design proposal of a well that was drilled in the Gulf of Mexico using the technology of dual gradient. It shows the localization and the geological sequence of the well Yeyo-1. It details the procedure and computation needed to design the operative window. Finally is stated the design proposal with dual gradient and a comparison between drilling the well Yeyo-1 in a conventional manner (the way that was drilled the well Yeyo-1) and drilling the same well with the dual gradient technology.



Introducción

Objetivo:

Realizar un diseño de la ventana operativa con la tecnología de gradiente dual en un pozo de aguas profundas del Golfo de México, proponer un arreglo y equipo necesario para la ejecución del diseño propuesto y realizar una comparativa entre la perforación convencional y la tecnología de gradiente dual.

Problema central de la investigación

¿Es una opción técnica para PEMEX la perforación de pozos con tecnología de gradiente dual en aguas profundas del Golfo de México?

Hipótesis

A partir de las experiencias con la tecnología de gradiente dual en otras áreas del mundo, la tecnología de gradiente dual es técnicamente viable para la perforación de pozos en aguas profundas del Golfo de México.

El trabajo de tesis se divide en 5 capítulos los cuales se enuncian y describen a continuación:

Capítulo I Perforación de pozos en aguas profundas: panorama mundial

Se presenta una clasificación de aguas someras, profundas y ultra profundas, se muestra información referente a las reservas mundiales y reservas mundiales en aguas profundas. De igual manera se abordan las reservas nacionales totales y los recursos nacionales definidos por PEMEX en aguas profundas. Por último se muestran escenarios de producción elaborados por la CNH en campos de aguas profundas del Golfo de México.

Capítulo II Historia de la tecnología

Se menciona el antecedente de la tecnología de gradiente dual, así como una descripción de la historia de cómo surgió dicha tecnología. El porqué de la necesidad de perforar en aguas profundas, y cómo un grupo de personas pertenecientes a las empresas de Conoco y Hydril, conformaron la junta de proyectos industriales encargada de llevar a cabo el desarrollo tecnológico y evaluar costos. Para finalmente poder realizar la primer prueba piloto de perforación de un pozo en la parte norte del Golfo de México considerada como zona de aguas profundas.

Capítulo III Equipos y herramientas para perforar en aguas profundas

Se tiene la clasificación de los equipos que se utilizan para perforar en aguas profundas así como una descripción de los mismos, de igual manera se muestra una descripción y clasificación de preventores, tubería submarina (riser), bombas, entre otros, considerados como conexiones submarinas y elementos de un equipo de perforación flotante. Finalmente se muestra una descripción de manera general de las propiedades y características de los fluidos de perforación convencionales así como también se habla de los fluidos de perforación sintéticos, sus principales ventajas, desventajas y aplicación en México.

Capítulo IV Aplicación de la tecnología de Gradiente Dual en el mundo

Se muestran algunas opciones de arreglos para perforar pozos con gradiente dual y su evaluación para determinar el mejor arreglo para llevar a cabo esta operación. Por último se mencionan algunos ejemplos en donde se ha perforado con la tecnología de gradiente dual y la descripción de los componentes utilizados.

Capítulo V Propuesta de diseño de perforación de un pozo en aguas profundas del Golfo de México utilizando la tecnología de Gradiente Dual

Se citan los antecedentes que se deben considerar para perforar un pozo con esta tecnología, como ejemplo se muestra información de la localización y descripción de la columna geológica del pozo Yeyo-1 al que se le aplicó la tecnología de

gradiente dual. Se detallan los procedimientos de cálculo para completar algunos registros geofísicos así como los cálculos necesarios para el diseño de la ventana operativa con la tecnología de gradiente dual y de todos los elementos que se necesitan para generar la ventana operativa como son: presión de poro (P_p), presión de fractura (P_f), esfuerzo de sobrecarga (S_v) entre otros. Finalmente se muestra la propuesta de diseño con la tecnología de gradiente dual y una comparación con la forma convencional así como el arreglo y equipo para perforar el pozo Yeyo-1.

Capítulo I

Perforación de pozos en aguas profundas: panorama mundial

1.1. Clasificación de aguas someras, profundas y ultra profundas

En la industria petrolera internacional existen distintas clasificaciones, para delimitar lo que se considera aguas someras, profundas y ultra profundas.

Tabla 1. 1 Clasificación de aguas someras, profundas y ultra profundas.

	Aguas someras (m)	Aguas profundas (m)	Aguas ultra profundas (m)
API (Instituto Americano del Petróleo).	≤ 610	610 – 1830	> 1830
MMS (Servicio de Gestión de Minerales).	≤ 304.8	≥ 304.8 pero < 1524	> 1524
DEA (Asociación de Ingeniería de Perforación).	≤ 457	> 457	> 2100
US (Universidad de Stavanger en Noruega).	≤ 900	≥ 900 pero ≤ 2100	> 2100

De manera convencional la clasificación utilizada en México es la siguiente (Figura 1.1):

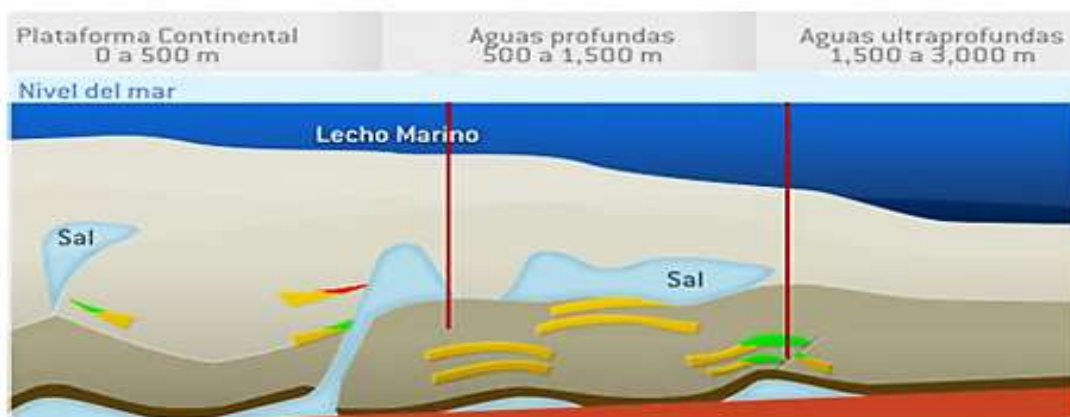


Figura 1. 1 Clasificación de aguas someras, profundas y ultra profundas.^{1*}

^{1*} Bibliografía al final del trabajo.

1.1.2. Definición de aguas someras y profundas

Aguas someras: se refiere al tirante de agua menor a 500 metros.

Aguas profundas: Las aguas profundas marinas en las que se realiza la exploración y explotación de yacimientos petroleros son aquellas ubicadas en tirantes de agua mayores a 500 metros (distancia entre la superficie y el lecho marino). En nuestro país, éstas se localizan en una importante región del Golfo de México, que comprende una extensión de aproximadamente 575 mil kilómetros cuadrados.¹

1.2. Reservas mundiales

Algunos países tienen unas enormes reservas de petróleo y de gas, que hasta hace relativamente poco no podían aprovecharse, y ni siquiera entraba en sus planes hacerlo. Gracias a los avances tecnológicos, estos hidrocarburos no convencionales ya pueden extraerse más fácilmente y a precios lo suficientemente razonables. El shale oil y el shale gas, sus nombres en inglés (en castellano reciben otros como arenas bituminosas, petróleo y gas de esquisto, gas pizarra.) pueden acabar revolucionando el mapa energético mundial.

Según las últimas estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo cuenta con yacimientos que contienen unos 345.000 millones de barriles de petróleo no convencional, un 10% del total de las reservas de crudo del planeta. Y también con casi 7.300 billones de pies cúbicos de gas natural no convencional, lo que supone un 32% de la totalidad de las reservas mundiales. Unas cifras que ya suponen un vuelco para la concepción del futuro de las energías fósiles (suponen incrementar las reservas globales un 11% en el caso del crudo y un 47% las de gas natural) y que, además, pueden quedarse muy cortas en relación a las reservas reales de shale con que cuenta el planeta. Y es que el informe de la Administración de Información de Energía de EUA (EIA, por sus siglas en inglés) contempla las reservas presentes únicamente en 42 países, sólo contempla los recursos que pueden ser extraídos mediante las tecnologías que actualmente ya se utilizan y, además, deja fuera otros yacimientos potenciales que

se encontrarían bajo los grandes pozos de crudo de Oriente Medio y la región del Caspio, y que podrían llegar a ser sustancialmente mayores a los ya conocidos. Las nuevas técnicas de fracturación hidráulica (el polémico fracking) y de perforación horizontal están sirviendo para descubrir nuevos yacimientos de crudo y de gas atrapados en la roca. Pero podría haber mucho más, las enormes reservas detectadas pueden ser la puerta para una revolución del sector energético, pero aún hay que acoger con cautela que todas ellas pueden ser realmente explotadas en el futuro.

Pero otros países que aún no explotan todo el potencial de sus yacimientos no convencionales pueden convertirse también en gigantes globales en este nuevo negocio (Figura 1.2). La gran potencia del crudo no convencional hoy es Estados Unidos, pero Rusia le supera ampliamente por sus reservas de petróleo de esquisto. El gigante ruso concentra una quinta parte de todas las reservas mundiales técnicamente recuperables de crudo no convencional (con 75.000 millones de barriles), le sigue Estados Unidos (58.000 millones) y a más distancia China (32.000 millones), Argentina (27.000 millones) y Libia (26.000 millones). Estos cinco países reúnen más de la mitad de todas las reservas de shale oil del planeta.

Del mismo modo, más de la mitad de las reservas de shale gas fuera de Estados Unidos se concentran en cinco países: China, Argentina, Argelia, Canadá y México.²

La (Figura 1.3) muestra la ubicación de petróleo en aguas profundas, así como el volumen y profundidad estimada a la que se encuentran los yacimientos.

Reservas mundiales de gas y petróleo

La explotación de esos recursos abre nuevas perspectivas energéticas

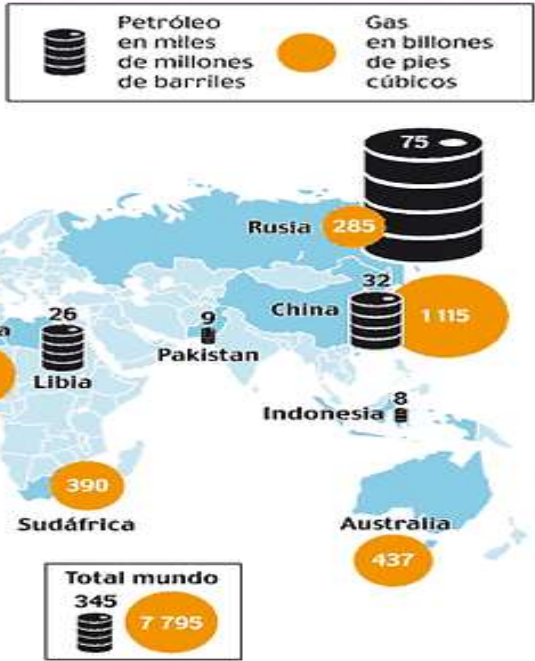


Figura 1. 2 Mapa de reservas mundiales de hidrocarburos no convencional.

1.2.1. Reservas mundiales en aguas profundas

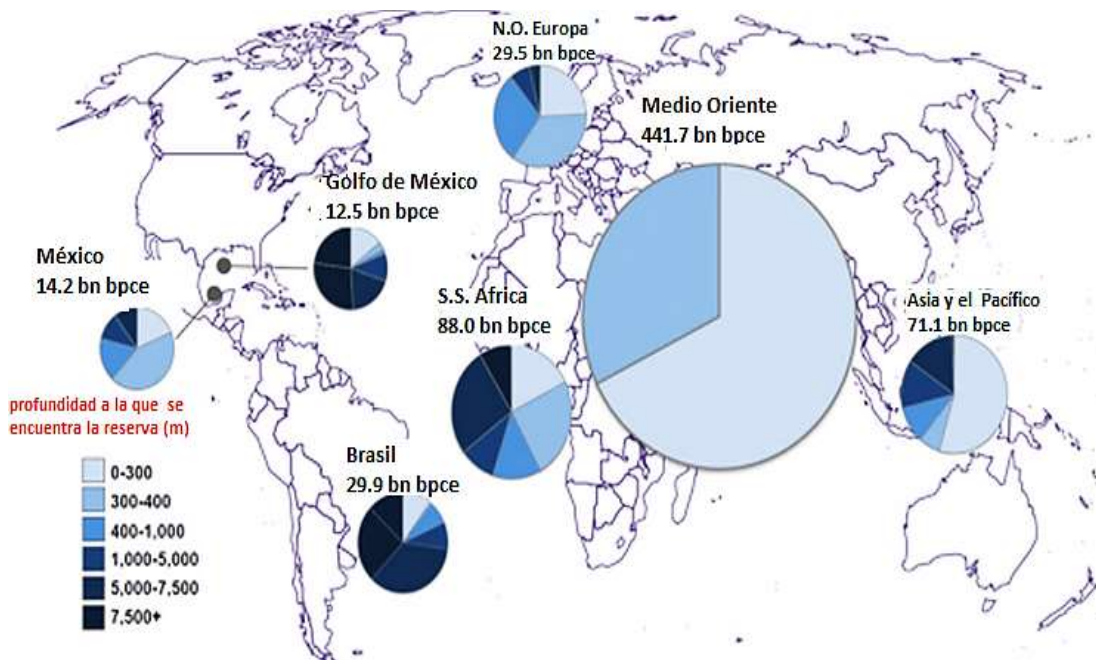


Figura 1. 3 Mapa de reservas mundiales en aguas profundas.³

1.2.2. Áreas de desarrollo en el mundo

Las compañías petroleras están perforando en el mar profundo para llegar a los focos restantes de aceite. La perforación en aguas profundas suele ser costosa de 120 a 150 millones de dólares aproximadamente, pero los altos precios del petróleo en 2007 y 2008 contribuyeron a un renovado interés en las reservas marinas. Hoy en día sólo se recomienda realizar la fase de exploración en estos campos, pues la parte de desarrollo se ve afectada por el bajo precio de crudo que se tiene actualmente, de tal manera, que a este volumen de aceite se le denomina como hidrocarburo comercialmente no viable.

De acuerdo con el Servicio de Gestión de Minerales de Estados Unidos (E.U.A, MMS por sus siglas en inglés), había 31 plataformas de perforación en aguas profundas en el Golfo de México en 2008 en comparación con sólo tres en 1992. Siete nuevos proyectos en aguas profundas entraron en producción en el Golfo en 2008 incluyendo el Campo *Thunder Horse*, actualmente el mayor productor de la región.

La fase de exploración también se ha seguido en otras partes del mundo. A principios del 2010, se inició la perforación frente a las Islas Malvinas, donde el aceite se consideraba anteriormente demasiado profundo para ser viable.

Pero la mayor parte del petróleo en aguas profundas se ha encontrado en el llamado triángulo de oro (Figura 1.4) formado por el Golfo de México, Brasil y África Occidental. Los campos de Tupi y Júpiter en la costa de Brasil son dos de las más grandes reservas de aguas profundas descubiertos en los últimos años y grandes reservas también están siendo explotados en las costas de Angola y Nigeria.⁴

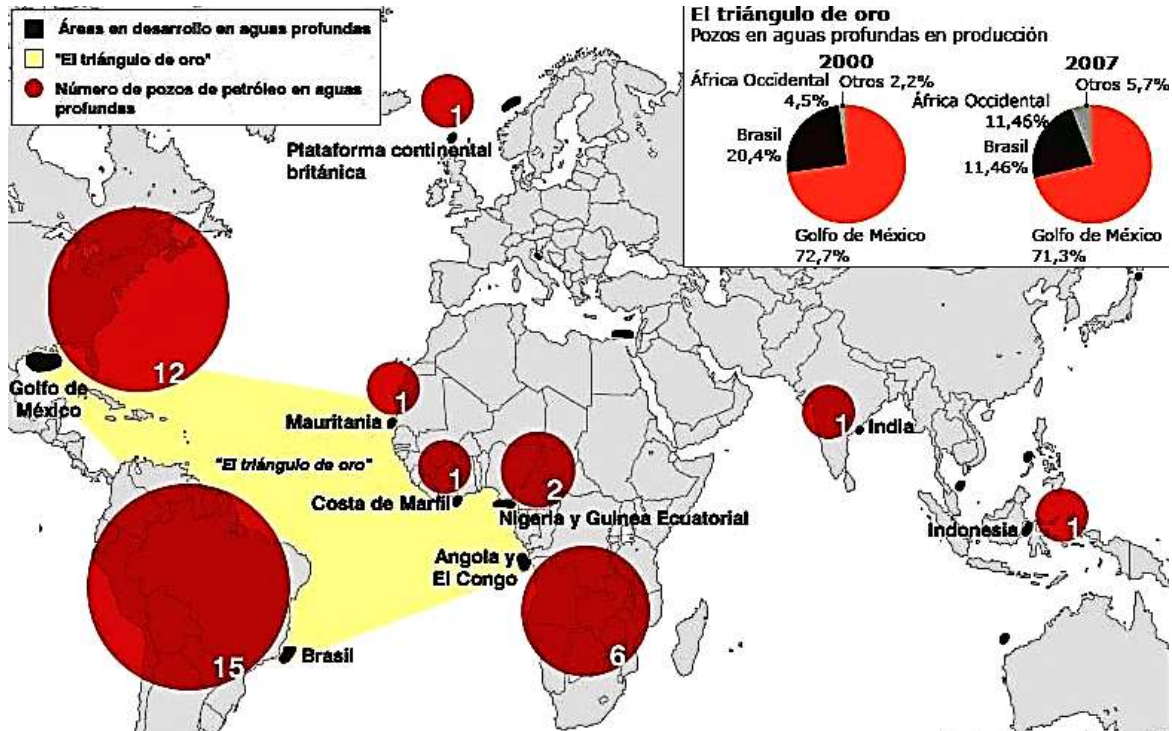


Figura 1. 4 Mapa mundial de perforación de pozos en aguas profundas.⁴

1.3. ¿Qué son las reservas?

Las cantidades de petróleo crudo, gas natural y sustancias asociadas que pueden ser recuperados comercialmente de yacimientos en cierta fecha y bajo condiciones determinadas. Cumpliendo con los siguientes criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes.

1.3.1. Clasificación de reservas

Reservas probadas o 1P: Son las que aportan la producción y demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica.

Reservas probables: Son aquellas reservas donde el análisis geológico y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos el 50 % de

que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables, también llamada reserva 2P.

Reservas posibles: Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de diseño sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles o reserva 3P, tendrá al menos una probabilidad del 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

1.3.2. Reservas nacionales totales al 1 de enero de 2013

La (Figura 1.5) muestra la distribución geológica de las cuencas productoras de hidrocarburos en México, así como el gráfico de los tipos de reserva y el volumen de aceite y gas estimados al 1 de enero del 2013, definición de tipos de reserva 1P, 2P Y 3P para el caso del aceite, en la reserva tipo 1P se estima un volumen de 10.1 mmmbpce, de los cuales el 31% proviene de la zona terrestre y el 69% de la zona marina, para el tipo 2P se tiene un volumen de 18.5 mmmbpce, en donde el 40% proviene de zona terrestre y el 60% de la zona marina, para el tipo 3P se considera un volumen de 30.8 mmmbpce, para esta reserva la aportación de la zona terrestre es de 48% y la marina de 52%. De tal manera que para los tres tipos de reserva se tiene un mayor volumen de aceite en la zona marina.

Para el caso del gas observamos que el volumen estimado para la reserva tipo 1P es de 17.1 mmmpc, aportando la zona terrestre el 58% y la marina el 42%, para el caso de la reserva tipo 2P el volumen estimado es de 34.9 mmmpc, el 64% proviene de la zona terrestre y el 36% de la zona marina, para el tipo 3P se considera un volumen de 63.2 mmmpc y que el 66% se encuentra en la zona terrestre y el 34% en la zona marina. Subrayando que para los tres tipos de reserva la mayor aportación de gas proviene de las cuencas de la zona terrestre.

En la (Figura 1.6) observamos el porcentaje de la composición del aceite para los tres tipos de reserva, resaltando que la mayor aportación es de crudo pesado,

seguido de crudo ligero y una mínima aportación de crudo súper ligero. Tomando en cuenta los datos de las gráficas, decimos que México tiene mayor volumen de aceites pesados. De manera similar en la (Figura 1.7) podemos apreciar, el porcentaje de la composición del gas para los tres tipos de reserva, siendo el gas asociado el de mayor porcentaje de aportación y el no asociado con menor aportación. Analizando los datos de la composición decimos que México cuenta con mayor volumen de gas asociado.

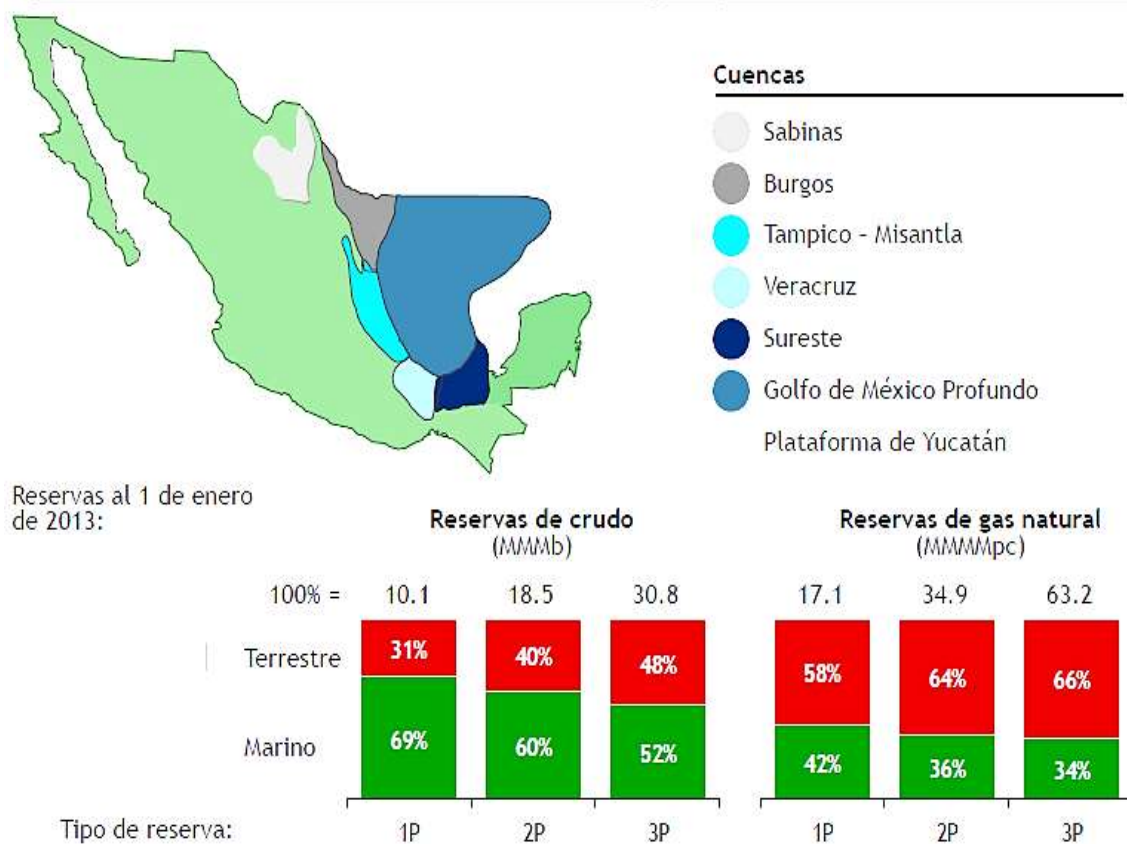


Figura 1. 5 Cuencas de México productoras de hidrocarburos ¹.

Reservas de crudo al 1 de enero de 2013
Miles de millones de barriles (MMMb)

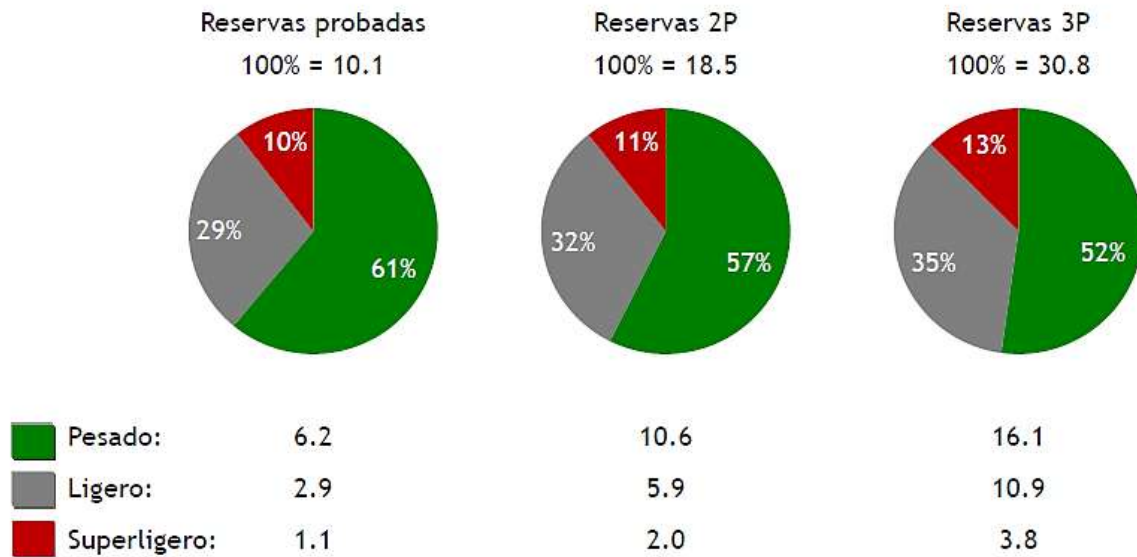


Figura 1. 6 Composición de reservas de crudo. ¹

Reservas de gas natural al 1 de enero de 2013
Billones de pies cúbicos (MMMMpc)

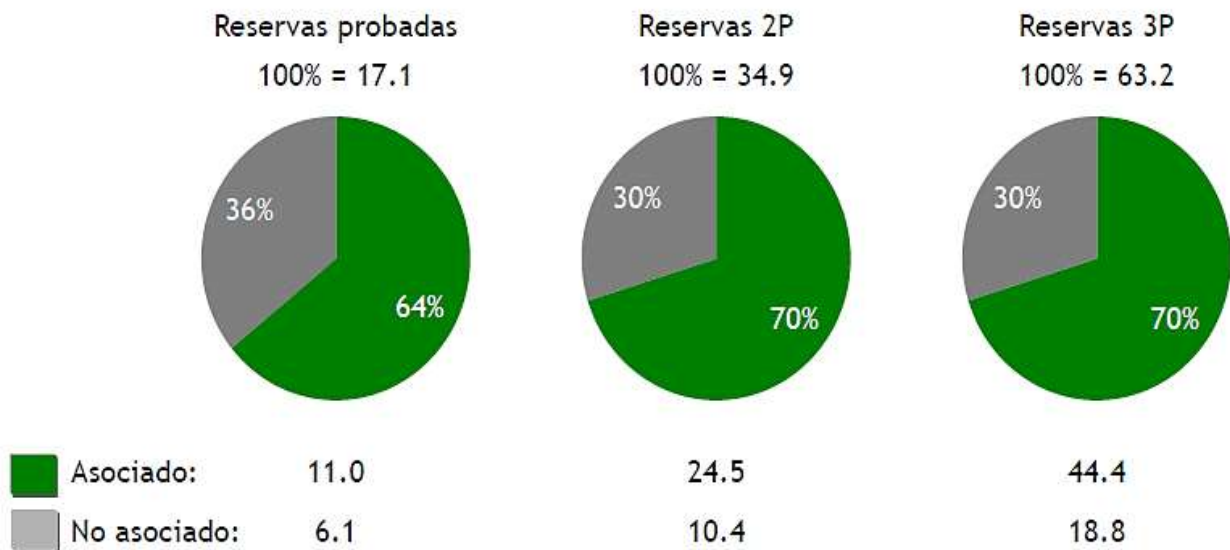


Figura 1. 7 Composición de reservas del gas natural. ¹

1.3.3. Recursos nacionales definidos por PEMEX en aguas profundas

Se estima que México cuenta con 50.5 miles de millones de petróleo crudo equivalente. Representa el 58 por ciento del total de los recursos prospectivos del país, estos recursos se encuentran en aguas profundas del Golfo de México y se caracterizan por contar con un tirante de agua mayor a 500 metros. Los recursos pueden convertirse en reservas por medio de la actividad exploratoria exitosa.⁵

Parte fundamental del cumplimiento de la estrategia exploratoria de PEP (Pemex Exploración y Producción), ha consistido en adquirir más de 45 mil kilómetros de sísmica 2D y alrededor de 55 mil kilómetros cuadrados de sísmica 3D.

Además, estas actividades han permitido identificar y mapear siete provincias petroleras en aguas profundas del Golfo de México, denominadas: Cinturón Plegado Perdido, Provincia Salina del Bravo, Cordilleras Mexicanas, Planicie Abisal, Cinturón Plegado de Catemaco, Provincia Salina del Istmo y Escarpe de Campeche como se muestra en la (Figura 1.8).

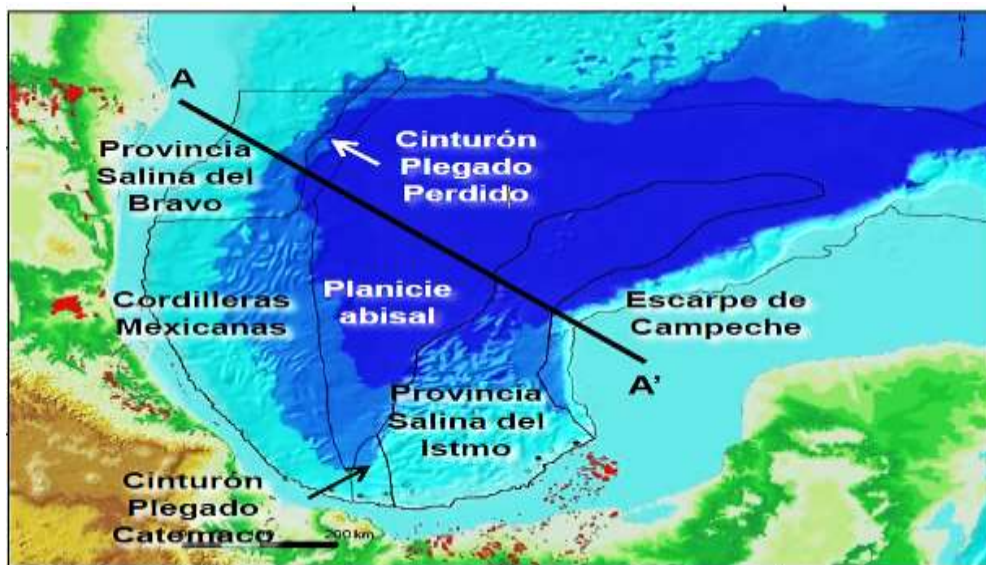


Figura 1. 8 Provincias petroleras de aguas profundas en el Golfo de México.¹

De estas provincias, Pemex Exploración y Producción ha enfocado sus esfuerzos primordialmente en seis provincias en aguas profundas, de las cuales en tres se

ha logrado probar directamente la presencia de hidrocarburos en el subsuelo, se citan a continuación: En el área que comprende el Cinturón Plegado de Catemaco y el sur de las Cordilleras Mexicanas se descubrió una provincia gasífera con recursos prospectivos en un rango de cinco a 15 millones de millones de pies cúbicos de gas y una reserva 3P de 2.4 millones de millones de pies cúbicos de gas. Dentro de esta área en el Campo Lakach con una reserva de 1.3 millones de millones de pies cúbicos de gas y se terminó el primer pozo delimitador con resultado exitoso.

En la Provincia Salina del Istmo, particularmente en el área Nox-Hux, se han descubierto yacimientos de aceite pesado y extra pesado, que representan la continuación hacia aguas profundas del *tren* productor del complejo Ku Maloob Zaap.

Por otro lado, de especial importancia se considera la Provincia Cinturón Plegado Perdido, esta es el área más prospectiva de México por ser la continuación de los descubrimientos de Aceite ligero en los Estados Unidos de Norteamérica.¹

1.3.4. Escenarios de producción de campos en aguas profundas

El conocimiento que actualmente se tiene de la distribución geográfica de los recursos prospectivos en México, ha permitido dirigir la estrategia exploratoria hacia la búsqueda de aceite, sin descuidar la exploración de gas no asociado, de acuerdo al valor económico y/o a los volúmenes de hidrocarburos estimados para cada una de las cuencas. Así, las actividades exploratorias serán dirigidas principalmente a las cuencas del Sureste, donde en el corto y mediano plazo se espera continuar con la producción de aceite. En este mismo periodo las cuencas de Burgos y Veracruz participarán con una importante producción de gas no asociado. Adicionalmente, se han programado trabajos exploratorios en la cuenca del Golfo de México Profundo, donde si bien existen riesgos mayores, también se esperan volúmenes mayores de hidrocarburos a incorporar. Por lo anterior, se estima que esta cuenca contribuirá con una producción significativa de aceite y gas natural en el mediano y largo plazo.

El reto para PEP es acelerar la conversión de recursos prospectivos en reservas 3P, por lo que la estrategia exploratoria ha centrado sus esfuerzos en los siguientes objetivos:

- Incrementar la probabilidad de éxito geológico en aguas profundas.
- Aumentar el nivel de incorporación de reservas de aceite en las cuencas del Sureste.
- Ampliar el portafolio de oportunidades exploratorias en áreas de gas no asociado.
- Intensificar la actividad en delimitación para incrementar la reclasificación a reservas probadas.

Para lograrlo, la exploración se está enfocando hacia las áreas que por su valor económico y/o estratégico resultan las más atractivas (Figura 1.9), para lo cual se ha considerado la información sísmica adquirida, los resultados de los pozos perforados y de los estudios de plays, así como la capacidad de ejecución y la cercanía a las instalaciones de producción. El logro de las metas anteriores se fundamenta en la ejecución eficiente de las actividades programadas, donde la adquisición de información, el procesamiento de datos sísmicos y la interpretación geológica-geofísica, permitirán nuevas oportunidades y generar localizaciones exploratorias, así como evaluar el riesgo geológico asociado a las mismas, fortaleciendo así el portafolio de proyectos exploratorios.

A medida que avanza el periodo prospectivo, las reservas 3P a incorporar provendrán cada vez más de la exploración que se efectúe en aguas profundas del Golfo de México. Al cierre de 2012 se logró incorporar 443 mmbpce provenientes de la cuenca de Golfo de México profundo, y para 2026 se prevé que la incorporación llegue a 1,107 mmbpce. Con ello, su participación en la incorporación de reservas 3P pasará de 29.2% en 2012 a 49.5% en 2026.⁶

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

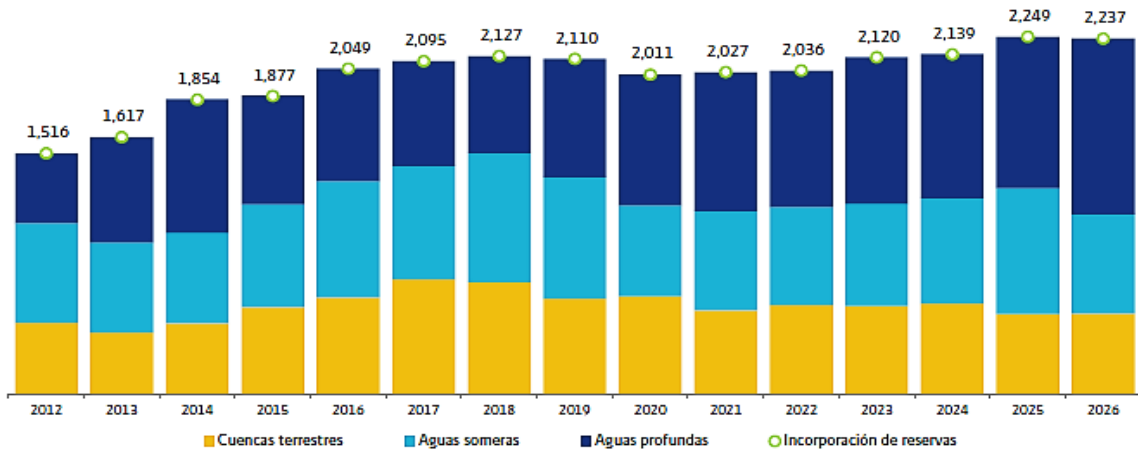


Figura 1. 9 Reservas 3P a incorporar en el escenario de planeación, escenario optimista, 2012-2026.

Con base en la información adquirida, se han identificado diez provincias geológicas y siete áreas relevantes por explorar (Cinturón Subsantino, Oreos, Nancan, Jaca Patini, Lipax, Yoka y Han), así como otras tres de las cuales ya se han adquirido sísmicas 3D y se incorporarán reservas en el corto plazo (Cinturón Plegado Perdido, Holok y Nox Hux). El reto en los proyectos de aguas profundas es importante, ya que se pretende establecer producción comercial de hidrocarburos a partir de sedimentos Terciarios y Mesozoicos en tirantes de agua mayores a 500 metros.

(Miles de barriles diarios)

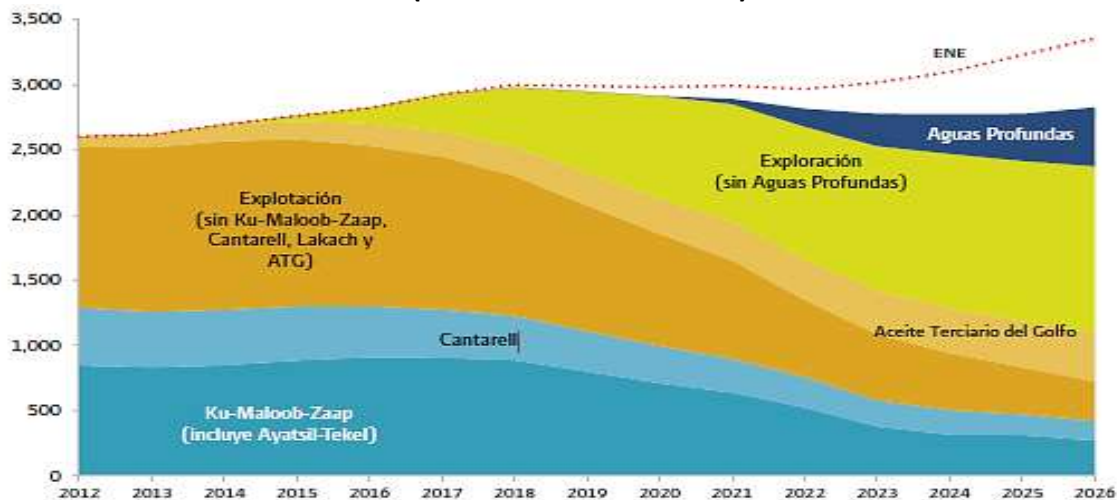


Figura 1. 10 Producción de crudo por categoría de proyectos, escenario optimista, 2011-2026.

La figura anterior (Figura 1.10) muestra el escenario optimista o esperado, en donde se observa que la primera producción de aceite proveniente de aguas profundas será en 2021. La producción inicial se estima en 38 mbd y provendrá de los proyectos Holok y Área Perdido. Posteriormente, en 2024 se incorporará el proyecto Tlancanán. Estos tres proyectos alcanzarán una aportación de 451 mbd en 2026 como se muestra en la (Figura 1.11).

(Miles de barriles diarios)

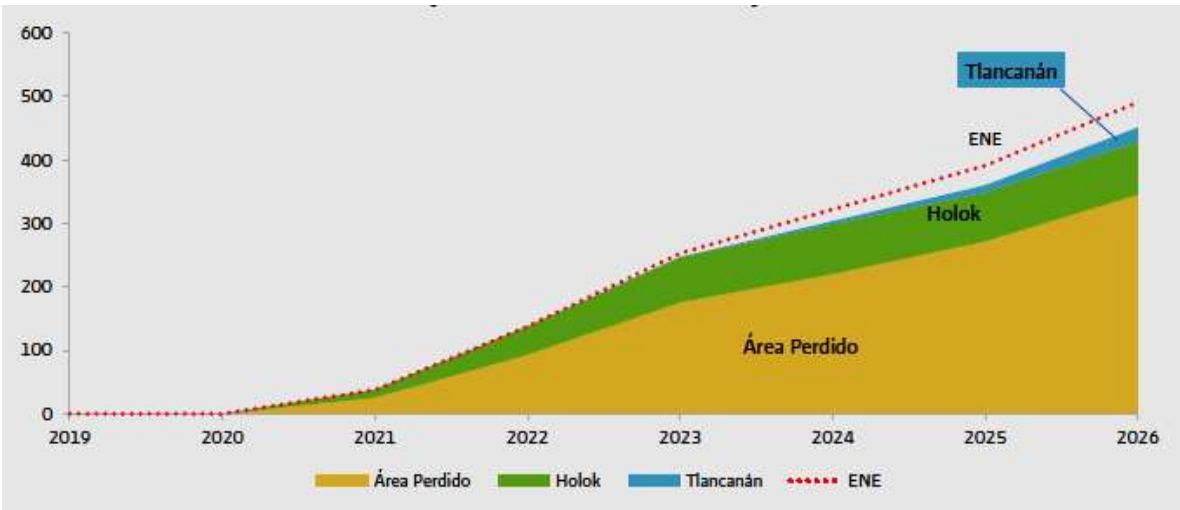


Figura 1. 11 Producción de crudo por proyecto de aguas profundas, escenario esperado, 2021-2026.

La incorporación de reservas del escenario ENE (Estrategia Nacional de Energía) parte de la misma base de recursos prospectivos del escenario optimista o esperado. El volumen incorporado a la reserva 3P será ligeramente superior, ya que prevé un valor de 2,020 mmbpce promedio anual durante el periodo 2012-2026; es decir, 16 mmbpce mayor que el escenario esperado. En el escenario ENE, al igual que en el esperado, se prevé que conforme avanza el periodo prospectivo, la participación de las incorporaciones de recursos en aguas profundas será cada vez más importante (Figura1.12). No obstante, existen diferencias respecto a la incorporación de reservas en algunos años entre ambos escenarios. En 2015 y en el periodo 2020-2022 el escenario ENE tendrá mayores incorporaciones. En tanto, las del escenario optimista serán mayores entre 2023 y 2026. Esto último se debe a que las metas de producción del escenario ENE serán mayores en este segmento del periodo de análisis, reduciendo la incorporación de

reservas provenientes de proyectos exploratorios y desarrollos futuros, principalmente.

(Millones de barriles de petróleo crudo equivalente)

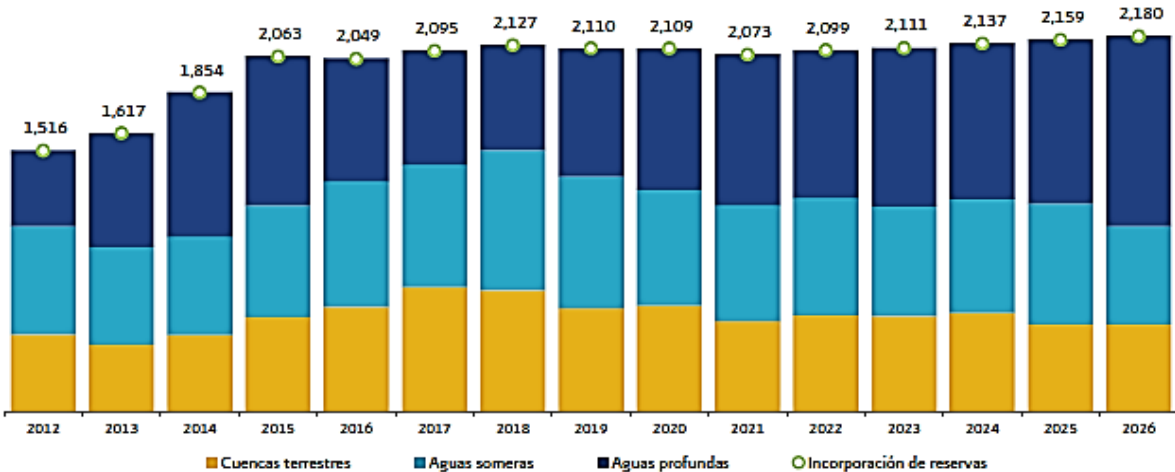


Figura 1. 12 Reservas 3P a incorporar en el escenario de planeación, escenario ENE, 2012-2026.

En el caso particular de los proyectos de aguas profundas, en el escenario ENE se desarrollarán, entre 2021 y 2026 (Figuras 1.13 y 1.14), los mismos tres proyectos que el escenario Inercial, inclusive en los mismos tiempos de ejecución: Área Perdido y Holok en 2021 y Tlanacán a partir de 2024. Sin embargo, la diferencia entre los escenarios provendrá de los resultados del proyecto Área Perdido, cuya producción será mayor desde 2023 y hasta 2026 en el escenario ENE.⁶

(Miles de barriles diarios)

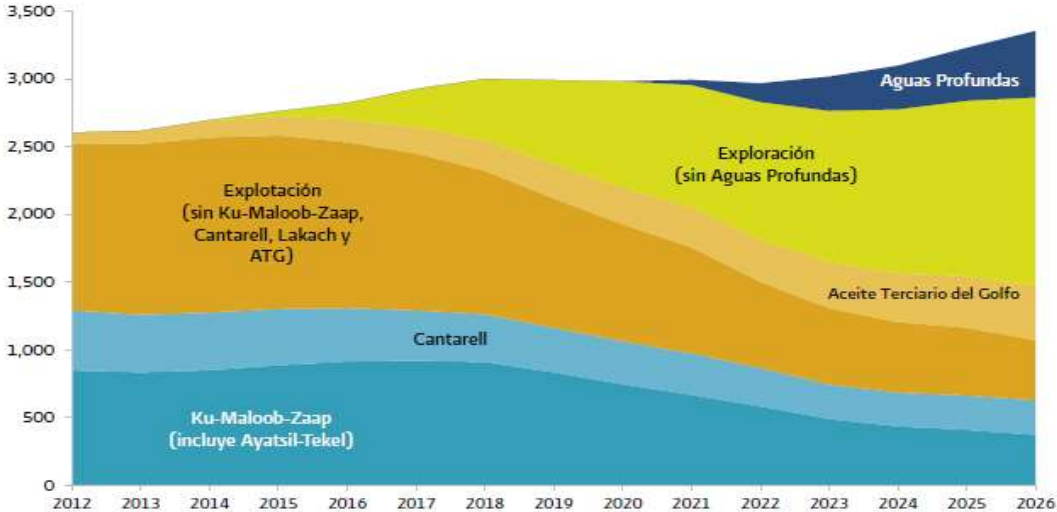


Figura 1. 13 Producción de crudo por categoría de proyectos, escenario ENE, 2012-2026.

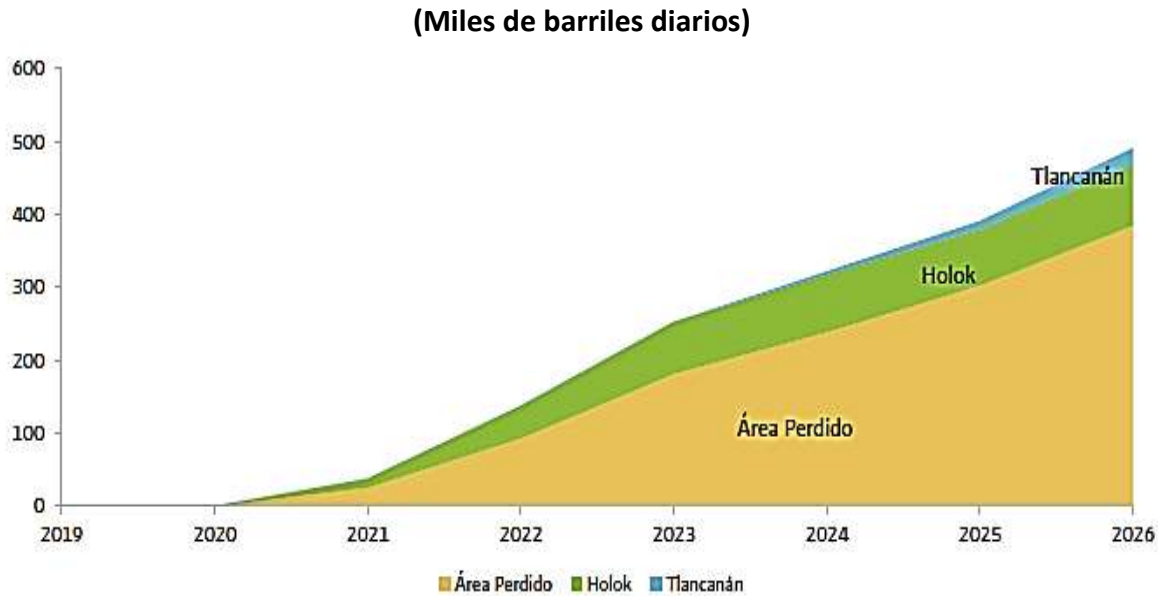


Figura 1. 14 Producción de crudo por proyecto de aguas profundas, escenario ENE, 2021-2026 ⁶.

1.4. Problemas que se enfrentan en la perforación de pozos en aguas profundas

La explotación de campos en aguas profundas requiere satisfacer una serie de desafíos tecnológicos, derivados de la complejidad del desarrollo de los yacimientos en este ambiente, esto significa:

- Altos costos de exploración y desarrollo.
- Incrementos en los costos de operación por la utilización de equipos especiales de perforación.
- Alcanzar zonas productoras a pesar de las estrechas ventanas de operación.
- Problemas de control de pozos.
- Riesgos a poca profundidad.
- Enfrentar el reto de las bajas temperaturas en el lecho marino.
- Resolver las dificultades de logística y abastecimiento, debido a grandes volúmenes de combustible, incluidos los fluidos de perforación y terminación.

-
- Necesidad de utilizar la mejor tecnología y las mejores prácticas que garanticen el éxito o minimicen la posibilidad de fracaso durante las operaciones.

En la perforación de aguas profundas existen elementos que hacen la diferencia al operar:

- Gradientes de fractura más bajos.
- Velocidad de penetración (ROP) aumenta.
- Limpieza del riser se vuelve un elemento crítico.
- Baja temperatura del agua, incrementa la viscosidad del fluido de control.
- Densidad equivalente de circulación (EDC).
- Suabeo y surgencia.
- Pérdida del fluido de control, podría ocasionar el colapso del riser.
- Las manifestaciones pueden inducir la formación de hidratos.
- Los sistemas de fluidos de control son más costosos, ya que se considera volúmenes mayores y formulaciones especiales.
- Incremento en el costo asociado al equipo de perforación, debido a que este equipo debe soportar corrientes marinas.

La tecnología de vanguardia pertenece a compañías operadoras líderes, las que en combinación con compañías de servicio, investigan y desarrollan nuevas soluciones para la perforación en aguas profundas.

Hoy en día se tienen identificados elementos que son causantes de problemas en la actividad de perforación en aguas profundas, a continuación hare mención de estos problemas.

i. Nuevas tecnologías

La industria petrolera tiene como objetivo fundamental, desarrollar tecnologías que le ayuden a solucionar problemas derivados de la perforación en aguas profundas, dentro de los problemas se encuentra:

-
- ✓ La perforación de zonas con hidratos de gas y la prevención de la formación de estos en el sistema de circulación.
 - ✓ Cementación de Tuberías de revestimiento (TR), incluyendo nuevas formulaciones de cemento y nuevas técnicas de colocación.
 - ✓ Diseño, evaluación y mantenimiento de sistemas de fluidos de control, eficientes en ambientes más agresivos de temperatura y presión.
 - ✓ Mejora continua de la tecnología existente para hacer posible la expansión de las actividades de exploración y producción en aguas profundas.

ii. Planeación de la perforación

Una de las actividades con mayor importancia es la planeación, pues de esa actividad depende que una perforación en aguas profundas sea exitosa y ante todo segura. Es por esto que en la planeación se debe tener un equipo multidisciplinario, el cual debe manejar los conceptos de identificación, evaluación y control de pozos, de tal manera que dentro de las actividades a realizar en la planeación se deben considerar la elaboración de planes de contingencia, registros y evaluación de riesgos y algo que es de gran importancia como es el análisis de decisiones.

Para la elaboración de la planeación cabe mencionar que en el mercado existen varios métodos que sirven como guía para llevar a cabo este proceso, desde redacción hasta su ejecución, dicho proceso tiene un periodo de elaboración de 2 años antes de ponerlo en práctica, a lo largo de esta elaboración se considera que la perforación exitosa de un pozo tiene que ver que los operadores consideren las restricciones que se tienen para la elaboración de dicho pozo las cuales pueden ser de manera implícita o específicas.

Las restricciones implícitas: tienen que ver con la selección del tipo de equipo para perforar el pozo, como ejemplo se tiene:

Parámetros de operación: alcance en profundidad de perforación, tirante de agua máximo, velocidad de desplazamiento, condiciones de perforación, anclaje, diseño y sobrevivencia.

Sistema de potencia: potencia disponible y su distribución, potencia de emergencia y propulsión.

Capacidad: área total de almacenamiento de risers, tubería de revestimiento (TR), área libre disponible, tubería de perforación en estiba horizontal, agua potable y para perforación, aceite, diésel, bentonita, cemento, salmuera, lodo de perforación, entre otros elementos más.

Equipo de perforación: torre de perforación, área disponible para pasar tubería, capacidad del malacate, mesa rotaria, top drive, *swivel*, sistema de hizaje y tensionamiento, compensadores de movimiento y otros elementos.

Sistema de circulación: bombas de lodo, equipo para procesamiento de lodo, desarenadores, centrifugas, temblorinas, sistemas de calentamiento de lodo, equipo para cementaciones.

Sistema submarino: preventores y facilidad para su manejo, sistema de control, características del riser, junta telescópica, diverters, tuberías de perforación, *drill collar*, sistemas de monitoreo y posicionamiento, manejo del árbol y estructura submarina.

Moonpool, grúa, helipuerto, sistema de anclaje: cable o cadena, anclas y anclaje asistido por thusters.

El moonpool es una abertura o agujero que se encuentra en el casco del barco y en las plataformas de perforación, permitiendo bajar con seguridad las herramientas para desarrollar cualquier operación en pozos marinos.

Equipo adicional: botas, chalecos y tablas salvavidas, botes de rescate, sistema contra incendio, áreas de prueba y detectores de fuego y gas.

Las restricciones específicas: están referidas a la localización o el sitio en donde se pretende perforar, dentro de estas restricciones se tiene:

- ❖ Profundidad del lecho marino.
- ❖ Fuerza de las corrientes oceánicas.
- ❖ Columna geológica esperada.
- ❖ Riesgos por presiones anormales o subnormales.
- ❖ Posibilidad de influjos de agua o gas.
- ❖ Formaciones con hidratos de gas.
- ❖ Zonas de pérdida de circulación.

De manera general la planeación debe considerar ambos tipos de restricciones, por lo que se deberá contar con toda la información del equipo flotante, así como la adquisición de registros de pozos vecinos, para poder implementar un programa efectivo que garantice la construcción del pozo.

iii. Riesgos de las etapas iniciales de la perforación

La perforación de pozos en aguas profundas se realiza con un equipo flotante, con estos equipos se han alcanzado profundidades de lecho marino superiores a 1,800 m (6023 pies) en el Golfo de México, donde la presencia de corrientes submarinas hacen la diferencia respecto al equipo necesario que debe ser mucho más grande y potente para mantener la estabilidad, transportar el volumen adicional de lodo, maniobrar el riser y demás elementos, necesarios para la perforación del pozo, de tal manera que el reto principal en la perforación de pozos en aguas profundas son las condiciones en la zona en la que se está perforando.

Las condiciones meteorológicas juegan un papel importante, el mar y el viento imparten seis tipos de movimiento al sistema flotante; tres de los cuales corresponden a movimientos de translación y los tres restantes a movimientos de rotación.

Movimientos en el plano horizontal:

Surge: Translación en el eje longitudinal (x) de la embarcación, (de proa a popa), **Avance o Retroceso** (Figura 1.16).

Sway: Translación en el eje transversal (y) de la embarcación, (de babor a estribor), **Deriva** (Figura 1.15).

Yaw: Rotación alrededor del eje (z) (Moon pool), **Guiñada**.

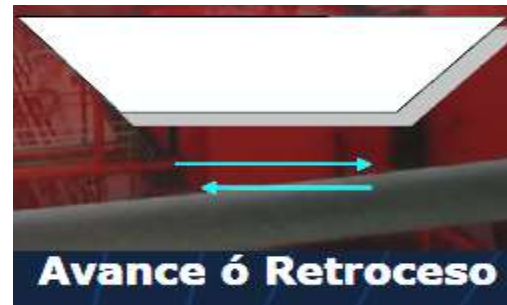


Figura 1. 15 y Figura 1. 16 Movimientos del equipo flotante en el plano horizontal.

Movimientos en el plano vertical:

Heave: Translación en el eje (z), hacia arriba y abajo; **Arfada**.

Roll: Rotación sobre el eje longitudinal (x) de babor a estribor; **Balanceo** (Figura 1.17).

Pitch: Rotación sobre el eje transversal (y) de proa a popa; **Cabezada** (Figura 1.19).



Figura 1. 17 y Figura 1. 18 Movimientos en el plano vertical para un equipo flotante de perforación en aguas profundas.

Los movimientos en el plano horizontal: Avance o Retroceso, Deriva y Guiñada (Surge, Sway y Yaw) se controlan mediante el sistema de posicionamiento

dinámico GPS. Los movimientos en el plano vertical: Arfada, Balanceo y Cabezada (Heave, Roll y Pitch) son consecuencia directa del diseño del sistema flotante.

La respuesta del sistema flotante a las condiciones meteorológicas es un factor muy importante en la selección del mismo. El buen diseño de un equipo flotante, facilita las operaciones de perforación, controlando los movimientos que pueden provocar problemas en el riser. El desafío más importante en la perforación en aguas profundas del Golfo de México, consiste en perforar un agujero estable (Figura 1.19) en cuencas sedimentarias jóvenes, con una tasa alta de depositación de sedimentos, los cuales pueden resultar subcompactados para efectos del anclaje del equipo.

Además de los peligros relacionados con los flujos de agua y gas provenientes de zonas someras que dificultan la perforación impidiendo una calibración adecuada del agujero, las operaciones de re-entrada en agujero descubierto, así como la cementación de las tuberías de revestimiento.

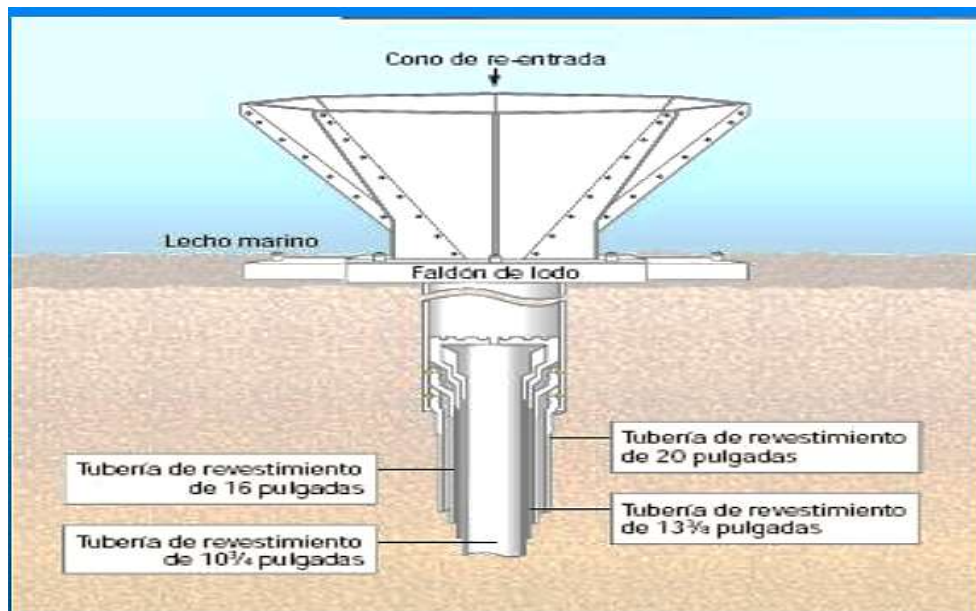


Figura 1. 19 Cono de re-entrada. Una instalación grande en forma de embudo de 3.7 m (12 pies) de diámetro, emplazada en el fondo del mar sirve como conductor para el re-emplazamiento de un pozo perforado previamente y para el asentamiento y soporte de la sarta de revestimiento de superficie.⁷

Los flujos de agua y gas ocurren en formaciones con presiones anormales, generalmente constituidas por arenas no consolidadas atrapadas en bloques de fallas selladas por arcillas impermeables. Se encuentran entre 244 y 1680 m de profundidad por debajo del lecho marino. La presencia de gas puede favorecer la formación de hidratos de gas en los equipos instalados en el fondo marino o alrededor de los mismos. Al no controlarse se puede ocasionar desde el ensanchamiento del agujero (Figura 1.20), que debilitaría la tubería de revestimiento que constituye el principal soporte estructural del mismo, hasta derrumbes severos que podrían provocar la pérdida del pozo.

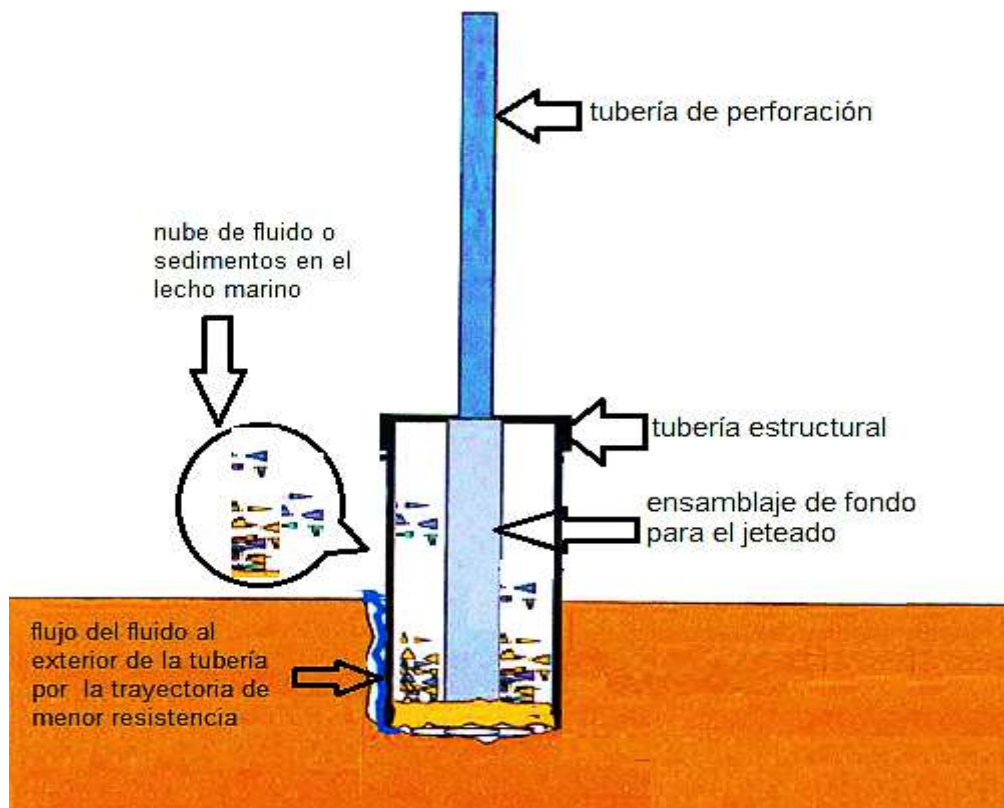


Figura 1. 20 Riesgos de las etapas iniciales de perforación⁸.

Para poder diseñar pozos seguros se requiere completa información sobre la presión de poro y el gradiente de fractura, ya que para perforar un agujero hidráulicamente estable se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro de los límites que establecen estas dos variables.

Mediante un adecuado programa de tuberías de revestimiento, en algunos casos, se ha dado solución a los problemas con los sedimentos someros no consolidados, así como a las zonas de transición inevitables a mayor profundidad.

iv. Hidratos de gas

Bajo ciertas condiciones de alta presión y baja temperatura el agua forma una estructura que atrapa al gas. Los hidratos de gas, pueden obstruir la circulación en las tuberías o despresurizarse en forma violenta cuando llegan a la superficie, provocando catástrofe, metano, etano, propano, butano, isopropano, CO₂, H₂S, son algunos de los gases que forman los hidratos.

Para prevenir su formación, existen formulaciones que utilizan cortes de aceites especiales (C10 – C18), para formular fluidos sintéticos de olefinas internas (IO) y alfa olefinas lineales (LAO) que en combinación con aditivos químicos (alcoholes, glicoles y polímeros) inhiben la formación de hidratos mediante mecanismos de control cinético y/o termodinámico.

Los hidratos también se forman de manera natural en el lecho marino y por debajo del mismo, por lo que representan un peligro si se les atraviesa durante la perforación.

v. Perforación a baja temperatura

Otra de las dificultades en la perforación en aguas profundas, está representada por el efecto que tiene el choque térmico sobre el fluido de control. El enfriamiento del fluido de perforación en el espacio anular, (o en el riser de retorno), puede provocar el aumento de la viscosidad del fluido y de la resistencia gel, además de ocasionar grandes pérdidas de presión por fricción. Estos factores aumentan la probabilidad de que se produzcan problemas de pérdidas de circulación.

Una aproximación a la solución de este problema, se consigue evaluando el comportamiento reológico a baja temperatura (de 5° a -9° C), utilizando unidades de enfriamiento que reproduzcan las condiciones del fondo marino complementadas con pruebas API convencionales.

El empleo de fluidos base sintética de reologías planas, da como resultado ventanas de operación hidráulica más amplias, compatibles con cualquier factor limitante de presión de poro y gradiente de fractura.

Lo anterior, aunado a la tecnología de levantamiento submarino de lodo permite el manejo eficiente de grandes volúmenes de lodo; con ello se evita el fracturamiento de la formación por efecto del peso de la columna, aislando el lodo y bombeándolo de regreso a la superficie, fuera del riser para aligerar la carga hidrostática. Esto permite continuar la perforación sin sobrepasar el gradiente de fractura de la formación.

vi. Efectos de presión y la temperatura

Estos dos factores Presión y Temperatura, resultan críticos por la manera en que afectan a las propiedades del fluido de perforación. En los sistemas base agua, la presión incrementa la densidad del fluido y también puede aumentar su viscosidad, sin descontar los cambios en las propiedades reológicas por efecto de temperatura.

Los sistemas sintéticos, son especialmente susceptibles a los cambios en la presión, debido a su compresibilidad. Por ello, es de gran importancia la clara comprensión de la manera en que la temperatura y la presión, alteran el desempeño de los fluidos de control.

vii. Optimización de la hidráulica de la perforación

El proceso de optimización de la perforación en aguas profundas, corresponde a la secuencia lógica de analizar: los efectos e interacciones de las variables de perforación utilizando modelos matemáticos y efectuar una revisión de la información derivada de actividades previas; Estas incluyen: Tipo de lodo, parámetros hidráulicos, tipo de barrena, peso sobre la misma, velocidad de penetración, registros de pozos vecinos, etc., con el propósito de identificar cuáles son las variables y las mejores prácticas, que ofrecen la posibilidad de mejorar el proceso de perforación.

viii. Respiración del pozo

La “respiración” del pozo, conocida también como hinchazón del pozo o *Ballooning*, es un problema frecuente en aguas profundas. Consiste en la pérdida ligera de lodo mientras se circula, seguida de ganancias casi equivalentes cuando la circulación se detiene. Su manejo puede consumir mucho tiempo y con frecuencia es precursor de una pérdida de circulación. La hinchazón del pozo con frecuencia se interpreta erróneamente como un brote, derivando en la implementación de los procedimientos de control del pozo que pueden complicar la situación o realmente ocasionar la pérdida de circulación.

La acción recomendada involucra la reducción de la presión anular, disminuyendo en la medida de lo posible la densidad del lodo y la densidad equivalente de circulación (ECD), mediante la disminución del gasto dando tratamiento al lodo, o reduciendo la velocidad de penetración. Este problema también puede contraatacarse mediante la utilización de materiales para pérdidas de circulación leves; adicionando en especial, materiales específicos como la combinación de carbonato de calcio y grafito sintético.

ix. Perdidas de circulación

La mejor solución a los problemas de pérdida de circulación, consiste primordialmente, en evitarla. Una respuesta rápida y eficiente a los problemas de pérdida de circulación es vital desde el punto de vista económico, ya que los fluidos de control representan una buena parte de los costos de perforación. A través de una eficiente planeación de la perforación es posible identificar las zonas de riesgo, optimizar la hidráulica con el propósito de evitar la presión excesiva mientras se perfora y anticiparse al problema mediante la utilización de las mejores soluciones disponibles en cuanto a materiales para pérdidas de circulación.

Las compañías de servicio de lodos de perforación, utilizan software especializado durante la fase de diseño del programa de perforación, con el propósito de

analizar y asegurar un claro entendimiento del riesgo e identificar las mejores prácticas disponibles para la implementación de un plan de acción en caso de presentarse la pérdida de circulación; previendo contar con los materiales capaces de mitigar las pérdidas, bajo cualquier circunstancia.

x. Cumplimiento en materia ambiental

Casi en todo el mundo, se tienen estrictos controles y reglamentación que obliga a que cualquier fluido o desecho descargado al mar, no afecte negativamente al medio ambiente. Las compañías operadoras realizan un esfuerzo continuo para asegurar que el impacto de sus operaciones sea nulo.

Este esfuerzo radica en el establecimiento de un área de protección ambiental dedicada a la tarea de monitorear y reportar las operaciones de descarga en la localización, después de asegurarse que estas cumplen o superan los estándares requeridos en cada etapa del proceso de perforación.

xi. Manejo de desechos

Es pieza fundamental como respaldo a las actividades que tienen que ver con el cumplimiento ambiental. Existe una amplia gama de equipos de control de sólidos y servicios de manejo de desechos en la industria, mismos que incluyen desde la limpieza de barcos, hasta el tratamiento de sólidos para su disposición final, con lo que se busca ser “amigable” con el medio ambiente.⁹

1.5. Definición de gradiente dual

La perforación de Gradiente Dual se basa en conseguir dos gradientes de presión hidrostática distintos al esperado con una perforación convencional, generando la misma presión en el fondo del pozo que normalmente se obtiene con un solo fluido de perforación. El gradiente de lodo es referenciado al lecho marino denominado como línea de lodo. La presión dentro del pozo es la suma del gradiente generado por la columna de agua de mar que va desde la superficie hasta el lecho marino y el gradiente del lodo de perforación que va del lecho marino hasta el fondo del pozo. Así, el margen entre los gradientes de presión de poro y fractura se

incrementa significativamente, es decir los parámetros de operación entre estos dos gradientes aumenta permitiendo una mejor navegación dentro de la ventana operativa para el asentamiento de tuberías de revestimiento.

1.5.1. ¿Por qué Gradiente Dual?

En la perforación de pozos en aguas profundas, tiene como uno de tantos retos, la reducción de la ventana operativa entre la presión de poro y la presión de fractura de la formación. De tal manera, que en las cuencas sedimentarias jóvenes que representan altas tasas de depósito, como es el Golfo de México y partes de las zonas marinas de Brasil y África Occidental, el estrecho margen entre la presión de poro y la de fractura, se complica más o se ve afectada mayormente, en cuanto se encuentra en zonas de mayor profundidad.¹⁰

Este acontecimiento es explicado como el resultado de las bajas presiones de sobre carga, debido al bajo gradiente de presión del agua de mar, más que al esfuerzo típico de las formaciones de arena-arcilla. La situación resultante es que la sobre carga y la presión de fractura en un pozo costa afuera son significativamente bajas, que aquellas de un pozo en tierra de igual profundidad, y es más difícil mantener una presión en el lodo de perforación para que este no fracture la formación.

Normalmente el método que mejor se adapta como solución de estos problemas es que se fortalezca la tubería de revestimiento (TR), aumentando el número de tramos colocados en el pozo durante las operaciones de perforación y terminación, siendo altamente costoso en material y mayor número de horas operando.

Se ha demostrado que el número de tuberías de revestimiento (TR) colocadas en un pozo, puede ser reducido si es que se tiene un mejor control entre la diferencia de presión de poro y la presión de fractura. En la perforación convencional, se extiende desde el equipo de perforación hasta el fondo del pozo y forma un gradiente único de presión de lodo. Para disminuir la carga en el tubo ascendente se reemplaza el gradiente único de presión por un gradiente doble. En donde un

gradiente de presión hidrostática actúa desde el equipo de perforación hasta el lecho marino, mientras que un nuevo gradiente de presión más elevado actúa desde el lecho marino hasta el fondo del agujero.

La necesidad de utilizar un gradiente dual es relativamente simple: es causada por el reducido gradiente de fractura de la formación por debajo del lecho marino (0.5 vs 1.0 psi/ft). El aislamiento es alcanzado mecánicamente mediante válvulas, bomba y equipo de procesamiento de corte en el lecho marino.

Cuando se utiliza el sistema de perforación de gradiente dual el riser es sustituido (en sentido figurado) permitiendo que la presión del lecho marino sea menor (dado que el gradiente de presión de agua salada es más bajo que el de la mayoría de los fluidos de perforación), y esto permite al perforador una mayor navegación en la ventana operativa. Es decir el gradiente dual ayuda a ampliar la ventana operativa y ayuda a tener mejor navegación dentro de esta y el manejo de la diferencia entre las presiones de poro y fractura ya no está tan estrecho y no se corre el riesgo de tener una pérdida de circulación provocando un descontrol en el pozo.

La disminución de la columna de lodo en el agujero puede permitir el ahorro de hasta cuatro columnas de revestimiento en el diseño del pozo como se muestra en la (Figura 1. 21). La tecnología de gradiente dual o doble hace posible que cualquier pozo que sea perforado a cualquier profundidad o tirante de agua alcance el objetivo geológico teniendo un diámetro de agujero de 12 ¼ pulgadas. Los pozos con diámetro grande que se pueden perforar con la tecnología gradiente dual también conocida como (levantamiento submarino de lodo) podrán ser terminados con tuberías de producción de 7 pulgadas de diámetro hasta el nivel del lodo, con lo cual muchos pozos pueden alcanzar su máxima tasa de flujo potencial.

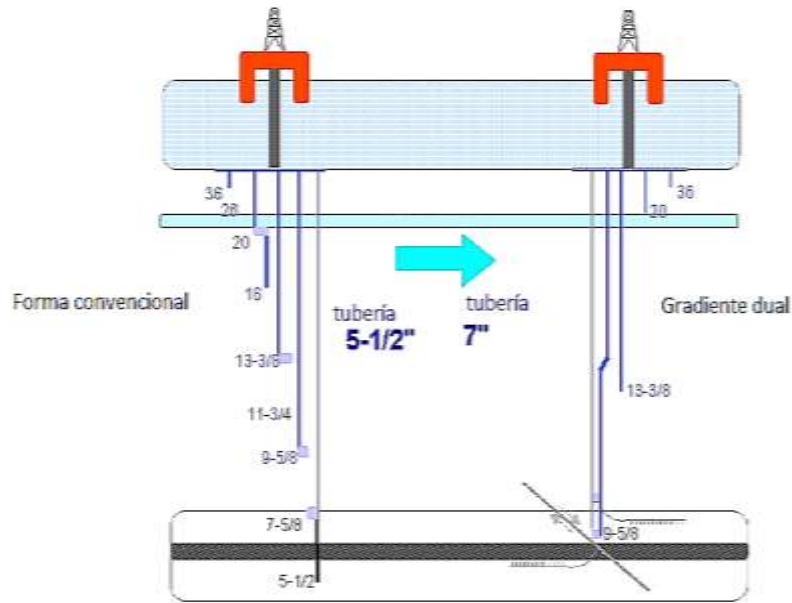


Figura 1. 21 Comparación de perforación convencional y gradiente dual¹¹.

El concepto básico de la perforación de doble gradiente según Gold Smith (1998), es crear una situación, en la cual el pozo percibe que solo existe agua marina por encima del lecho marino, para ello se utilizan dos tipos de fluidos, el primero es agua marina y se localiza dentro del riser entre el equipo superficial y el fondo marino, y el segundo, el fluido de perforación que va del fondo marino hacia el pozo, asentando el equipo en el lecho marino para permitir trazar al pozo como si este fuera un pozo terrestre;¹² (Figura 1.22).

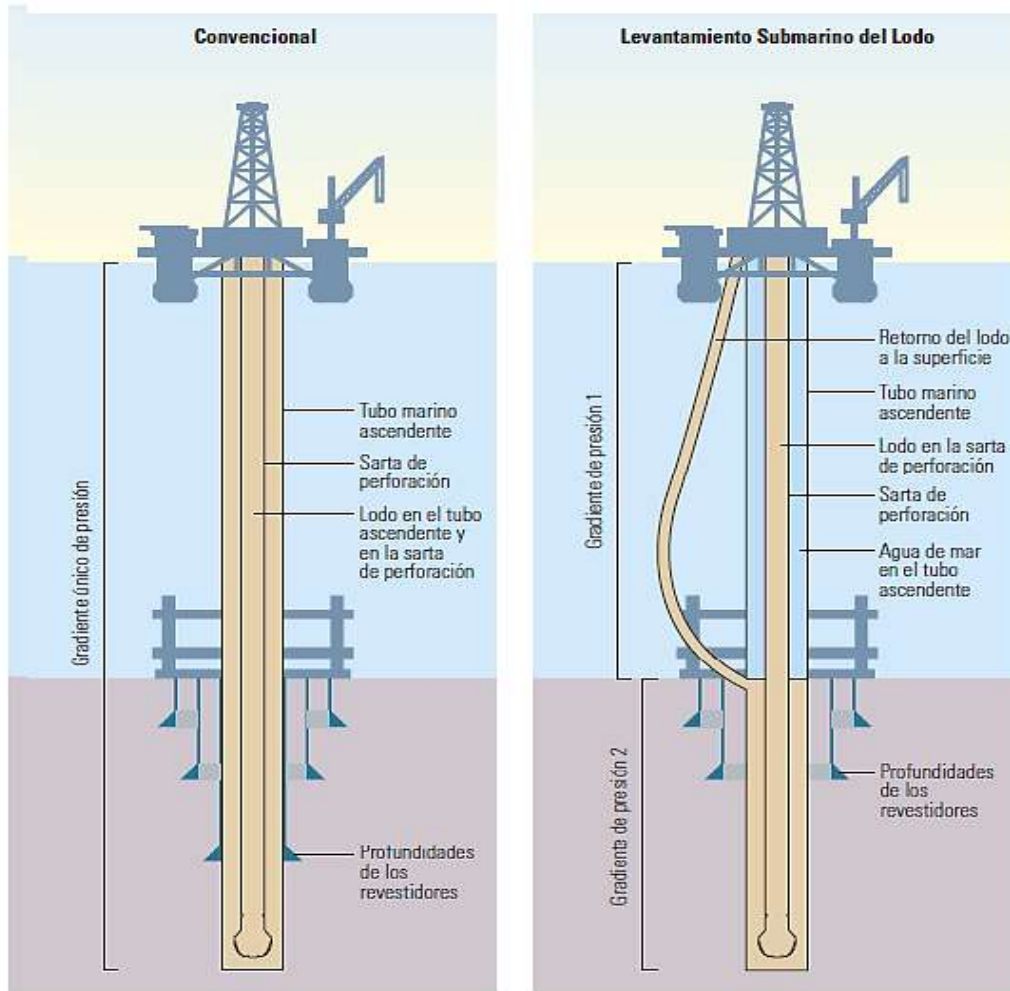


Figura 1. 22 Concepto de lo que es el gradiente dual, comparativo en la forma convencional y gradiente dual. ¹³

Capítulo II

Historia del desarrollo de la tecnología de Gradiente Dual

2.1. Antecedente

La perforación de Gradiente Dual se basa en conseguir dos gradientes de presión hidrostática distintos al esperado con una perforación convencional, generando la misma presión en el fondo del agujero que normalmente se obtiene con un solo fluido de perforación. El gradiente de lodo es referenciado al lecho marino que recibe el nombre de línea de lodo. La presión dentro del pozo es la suma del gradiente generado por la columna de agua que va desde la superficie hasta la línea de lodo, y el gradiente del lodo de perforación que va desde la línea de lodo hasta el fondo del pozo (Figura 2.1). Así, el margen ente los gradientes de presión de poro y de fractura se incrementan significativamente. El perfil de la presión con un sistema Gradiente Dual es similar al del perfil de presión observado en sedimentos de aguas profundas.

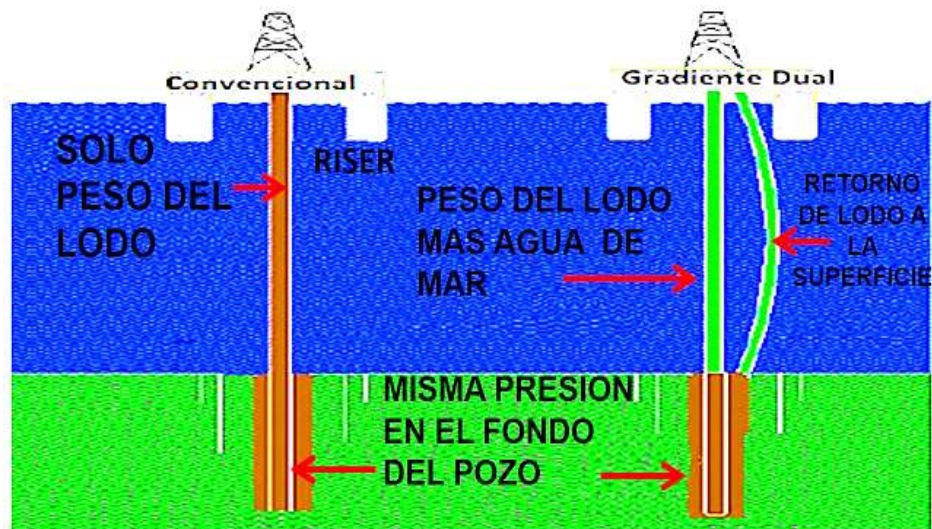


Figura 2. 1 Comparación entre la perforación de gradiente simple y gradiente dual.¹⁴

Manera de calcular la presión de sobrecarga considerando la columna de agua y la de los estratos, de tal manera que se contempla la presión en profundidad.

Manera Convencional

$$P[psi] = TVD_{[ft]} * 0.52 * MW_{\left[\frac{lb}{gal}\right]} \quad (2.1)$$

$$P\left[\frac{Kg}{cm^2}\right] = MW_{\left[\frac{gr}{cm^3}\right]} * \frac{TVD_{[m]}}{10}$$

Gradiente Dual

$$P[psi] = \left(WD_{[ft]} * 0.52 * GW_{\left[\frac{lb}{gal}\right]} \right) + (TVD_{[ft]} - WD_{[ft]}) * 0.52 * MW_{\left[\frac{lb}{gal}\right]} \quad (2.2)$$

$$P\left[\frac{kg}{cm^2}\right] = \left(GW_{\left[\frac{gr}{cm^3}\right]} * \frac{WD}{10} [m] \right) + MW_{\left[\frac{gr}{cm^3}\right]} * \frac{(TVD_{[m]} - WD_{[m]})}{10}$$

Dónde:

TVD= Profundidad total.

MW = Peso del lodo.

GW = Densidad del agua.

WD = Tirante de agua.

2.2. Historia de cómo surgió la tecnología

La idea de perforar con un gradiente dual surgió en la década de 1960, cuyo objetivo era eliminar el riser, por lo tanto el concepto originalmente fue designado. “Perforación sin tubo ascendente” en esta década, las capacidades tecnológicas existentes eran insuficientes para la tarea. Por otra parte la demanda no era muy grande; por lo que la tecnología convencional basada en el uso de riser con tubo ascendente resultó adecuada para las profundidades previstas.

Es en la década de 1990 que nuevamente es retomado el tema de perforación con gradiente dual, debido a que se hicieron descubrimientos importantes de acumulaciones de hidrocarburos en aguas profundas en el Golfo de México. Con estos descubrimientos la demanda para adquirir plataformas de perforación en aguas profundas con capacidad fue intensa. Debido a que estas plataformas eran escasas, los operadores y contratistas estaban motivados para encontrar maneras de ampliar las capacidades de las plataformas de perforación en aguas poco profundas. Es entonces que el concepto de perforación con gradiente dual, parecía ofrecer una forma de reducir el peso del lodo en el tubo ascendente y los requisitos de mantenimiento de la estación, así como los volúmenes de lodo. Esto permitiría a las plataformas más pequeñas entrar a aguas más profundas.

2.3. Quienes intervinieron

Personal de *Conoco* y *Hydril*, comenzaron a investigar conceptos de perforación sin tubo ascendente y rápidamente se dieron cuenta, que al desarrollar una solución de gradiente dual para aguas profundas, era una tarea demasiado grande para una, o dos empresas a emprender. En 1996, se organizó un taller de un día, organizado por Hydril y asistieron aproximadamente 25 operadoras, contratistas y empresas de servicio. El propósito de esta reunión fue confirmar que la perforación de gradiente dual respondería a las necesidades tecnológicas de las operaciones en aguas profundas y para demostrar que era en el mejor interés de todos para apoyar el desarrollo de esta tecnología.

2.4. Tiempo de desarrollo y costos

El taller se convirtió en el inicio de la Junta de Proyectos Industriales (JIP por sus siglas en inglés) de perforación sin tubo ascendente. JIP ha tenido su base para desarrollarse en tres fases y ahora se conoce como Levantamiento Submarino de

Lodo de Perforación, (SMD por sus siglas en inglés). Hoy en día la tecnología es casi realidad comercial.

A continuación se mencionaran las tres fases de desarrollo de la tecnología.

Fase I

Ingeniería conceptual: periodo comprendido 9/1996 hasta 4/1998 y un costo, de \$ 1,05 millones de dólares.

Al igual que se dio el cambio de perforación de percusión a perforación con mesa rotatoria, o la perforación en tierra a la perforación en alta mar o costa afuera, el desarrollo del sistema de SMD y su integración en un equipo de perforación requiere pensamiento innovador único, componentes de hardware y pruebas exhaustivas. Quizá a lo que se le debe dar un poco más de valor es a la, colaboración de equipo multidisciplinario. Es por esto que en esta primer fase los 22 participantes se fijaron los siguientes objetivos:

- Investigar, conceptualizar y manejar una base de diseño para el mecanismo de Gradiente Dual.
- Investigar el impacto de las operaciones de perforación con Gradiente Dual y los procedimientos de control de pozos, en todos los aspectos, tomando en cuenta que el uso de esta tecnología necesita cumplir con los parámetros necesarios de seguridad.
- Crear una solución que fuera aceptable para Industria y adaptable a cualquier equipo de perforación marina.
- Considerar el uso de la tecnología de gradiente dual como una forma común de perforar aguas profundas.¹⁴

Con los objetivos fijados los participantes se dedicaron a la planeación de esta nueva tecnología, considerando que existía una necesidad en la industria muy evidente, pues no se contaba con la tecnología adecuada para operar en aguas profundas, de esta forma se convoca a los participantes a una reunión, pidiéndoles que se tuviera una participación constante para poder dar una solución a los retos de perforación en aguas profundas.

Los participantes voltean su mirada hacia el Golfo de México, pues es donde se tenía la mayor necesidad y falta de tecnología, es por esto que la idea principal era poder crear nueva tecnología de perforación y que fuera adaptable a los equipos existentes, pues estos equipos solo perforaban en aguas someras, de tal manera que con la creación de esta tecnología estos equipos podrían ser capaces de entrar a operar en aguas profundas.

El uso de esta tecnología, una vez acoplados a los sistemas flotantes, debía garantizar una perforación segura y eficiente, por consiguiente se tendría que hacer una revisión minuciosa, de diseño de equipo y tecnología y considerar hacer una prueba piloto para ver el funcionamiento de la misma.

Fase II

Diseño de componentes: esta fase se realizó en el periodo de enero de 1998 a abril del 2000, teniendo un costo de \$ 12,65 millones dólares.

Con el personal competente se seleccionaron los componentes que formaran parte de la tecnología, llevando a cabo pruebas las cuales permitieron analizar si los componentes y material seleccionados eran los adecuados con la finalidad de realizar posibles mejoras para obtener una tecnología adecuada que diera solución al problema que se presentaba.

Cualquier sistema de gradiente dual debe lograr lo siguiente con el fin de mantener la integridad del pozo y de seguridad en todo momento:

- Debe mantener una presión de fondo constante.
- Debe manejar todos los sólidos asociados a una operación de perforación mar adentro.
- Además, el sistema debe funcionar de forma confiable al perforar varios pozos.

Por tal motivo, el grupo de trabajo se planteó los siguientes objetivos, con la idea de poder cumplir la perforación de un pozo, utilizando gradiente dual.

- Diseñar, construir y probar todos los componentes del sistema de bombeo submarino electro-hidráulico, para garantizar la integridad de hasta 2 años de perforación equivalentes.
- El resultado final debe ser de confianza, en cada uno de los componentes previstos en el diseño del sistema comercial.
- Crear todas las operaciones de perforación y así controlar los procedimientos.
- Realizar estudios iniciales de integración de perforación, para asegurar que un sistema de bombeo submarino puede ser incorporado, en una variedad de plataformas. Esto incluyó análisis de los elevadores de perforación.

En esta etapa se llegó al cumplimiento del objetivo principal, que era hacer el desarrollo y diseño de control de pozo, considerando que en esta parte se revisó a detalle cada componente que conforma la tecnología de gradiente dual, el desarrollo de control de pozo fue diseñado para poder soportar cualquier falla que se presente en el equipo, es por esto que se hace hincapié en que el procedimiento de control de pozos, junto con la perforación y diseño de equipo tiene que estar ligados, para poder garantizar un perforación exitosa. Como los objetivos para esta fase de diseño de equipo, control de pozo y revisión de los elementos fue aprobada se procedió con la última fase.

Fase III

Diseño de Sistemas, Fabricación y Pruebas: comprendió el periodo de 1-00 a 11-2001, teniendo un costo de \$ 32.100.000 millones de dólares.

Para esta fase, la confianza que se tenía que el proyecto resultara un éxito fue bastante alta, consideraron que se llegaba a la parte de enfrentarse a los riesgos físicos y financieros que también eran muy elevados. Pero con esa confianza se decidió adaptar a una plataforma esta tecnología, para poder decir que se tenía un

equipo de perforación dual y poder llevar a cabo una prueba piloto. De tal manera que para esta fase se empleó la propuesta de los siguientes objetivos:

- Asegurar un sitio como operador de la prueba.
- Integrar los componentes probados en un sistema de perforación de levantamiento de lodo (*MudLift*).
- Desarrollar los procedimientos de pruebas de campo.
- El personal debe familiarizarse con la tecnología de perforación con gradiente dual, para que se tenga un mejor control al operar o si es que se presenta un descontrol de pozo.
- Perforar un pozo de prueba para validar la función del sistema y los procedimientos de control operativo en un ambiente de perforación.

En esta última etapa, los participantes comenzaron a proponer opciones de equipos flotantes para poder adaptar la tecnología, así como el lugar adecuado para poder hacer la primer prueba antes de poder sacar al mercado la tecnología. Con esta prueba y con la ayuda de las fases anteriores, se determinaría si dicho sistema era aceptado o eliminado, en esta parte de la fase se cubrieron con todos los permisos y requerimientos necesarios, para poner en marcha la prueba de la tecnología. Finalmente, decidieron cual sería el lugar de prueba y el equipo flotante a utilizar.

La plataforma seleccionada fue una plataforma semi-sumergible de segunda generación Nueva Era, este equipo se encontraba en Galveston, y por lo tanto disponible para el acceso durante el diseño de la integración de este sistema prototipo, además se tenía que respetar el grado máximo de tirante de agua de 1500 ft (457.2 m).

En la (Figura 2.2) se muestra el sitio de la prueba, ofrecida por Texaco el campo Cañón Verde 136. Siete días previos a la perforación permitió a los participantes simular la perforación y todos los posibles eventos durante la misma, haciendo un bosquejo en papel. Los participantes revisaron todos los detalles, como el procedimiento durante la perforación, las modificaciones requeridas por la

plataforma, especificaciones del equipo, pantallas de control electrónico, cuidando en todo momento el tema de la seguridad. Cabe mencionar que durante este periodo, todas las dudas que se presentaron fueron anotadas y atendidas con la finalidad de asegurar el éxito de la operación.¹⁵

Esto fue suficiente para demostrar el rendimiento del equipo y procedimientos de control en las operaciones de perforación reales. Y permitiéndoles de esta manera hacer la primera perforación de gradiente dual.

Los participantes JIP - BP, Chevron, Conoco, Diamond Offshore, Global Marine, Hydril, Schlumberger y Texaco todos han sido partidarios pendientes. Para cada uno de ellos, este proyecto fue el mayor esfuerzo de desarrollo de la tecnología en su cartera, permitiendo así una nueva forma que ayuda a perforar aguas profundas.

Por último se debe mencionar que la integración de estas tres etapas fue un éxito, pues hoy en día se puede utilizar este sistema como una alternativa de perforación en aguas profundas.

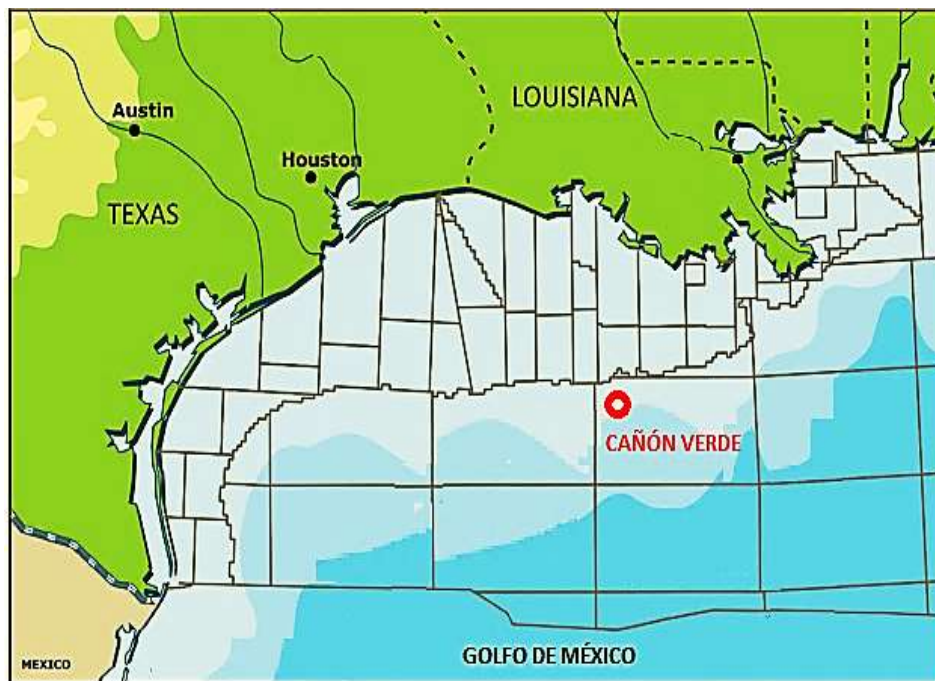


Figura 2. 2 Ubicación del pozo en donde se realizó la prueba piloto de perforar con el sistema gradiente dual¹⁵.

2.5. Ventajas y desventajas que se consideran al perforar con gradiente dual

Ventajas:

- Reduce riesgos.
- Reduce tiempos de operación.
- Se reduce la utilización de tuberías de revestimiento.
- Reduce el costo del pozo.
- Pozos más grandes pueden ser perforados para dar cabida a grandes cadenas de producción y acabados de diseño con mayor capacidad de flujo.
- Los objetivos geológicos pueden alcanzarse a un costo menor.
- Se reduce el descontrol de pozos por pérdidas de circulación.¹⁴

Desventajas:

- Condiciones meta oceánicas afectan al posicionamiento del equipo, en las operaciones de perforación, cementación de tuberías de revestimiento entre otras.
- Disponibilidad del equipo para la renta.
- Sistema de separación de recortes y fluido de control.

Capítulo III

Equipos y herramientas para perforar pozos en aguas profundas

3.1. Equipos de perforación

Las unidades de perforación móviles que se conocen hoy día, son sofisticadas piezas de maquinaria. Las unidades originales fueron, al inicio, simples equipos terrestres, que se acondicionaron para aguas someras y ubicadas sobre una estructura de perforación. Estas mismas técnicas de perforación que fueron desarrolladas en tierra, son las mismas que han sido usadas en los primeros equipos de perforación costa afuera. Dichas técnicas fueron usadas por algún tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas profundas, creo un nuevo tipo de ingeniería, la “ingeniería de diseño estructural costa afuera”.

Los equipos de perforación rotatoria, pueden ser: terrestres o marinos. Las principales características de los equipos terrestres son la transportabilidad y la profundidad máxima de operación. Para el equipo marino la selección se hace de acuerdo a las siguientes variables:

- La profundidad del pozo.
- El tirante de agua.
- La capacidad del equipo.
- Sistema de anclaje o posicionamiento.
- Sistemas de generación de energía.
- Zona de tratamiento de desechos.
- Distancia a la zona de abastecimiento más cercana.
- Equipo de seguridad y contra incendios.

Por ello fue necesario construir estructuras móviles, las cuales pudieran sentarse en el fondo marino. Estos han evolucionado.

Los equipos de perforación costa afuera han sido clasificados nominalmente en generaciones dependiendo el año en que fue construido y la profundidad de agua en la que puede trabajar como se muestra en la Tabla 3.1

Tabla 3. 1 Clasificación de los equipos de perforación según su generación.

Generación	Tirante de agua de trabajo (m)	Fecha de construcción
Primera	200	Principios de 1960
Segunda	300	1969-1974
Tercera	500	Principios de 1980
Cuarta	1000	1990
Quinta	2500	1998-2004
Sexta	3000	2005-2010

Los sistemas se dividen en dos grupos:

- ✓ Sistemas fijos: Plataformas fijas, Jack ups.
- ✓ Sistemas flotantes: Plataformas de Piernas Tensionadas (TLP por sus siglas en inglés), Sumergibles, Semi-sumergibles, Barcos perforadores FPS (Instalación Flotante de Producción por sus siglas en inglés) y FPSO, TrussSpar, SparClasica..

Autoelevable Jack up: Con este tipo de equipo se perforan pozos mar a dentro. Tiene bases que soportan la cubierta. El equipo es transportado remolcándolo con sus bases retraídas. Cuando se ubica sobre el sitio donde se va a perforar, las bases se liberan hasta llegar al fondo, donde se descansaran en el lecho marino como se muestra en la (Figura 3.1).

Los equipos de bases retractiles “Jack up” pueden perforar en aguas que oscilan entre algunos pies o pocos metros, hasta más de 400 pies (120 metros) de tirante de agua.



Figura 3. 1 Ejemplo de plataforma autoelevable Jack up

Plataforma fija: Su instalación se realiza en campos ubicados en aguas de hasta 200 metros de profundidad. Estas plataformas poseen la ventaja de ser completamente estables aun cuando hay mal tiempo. Estas estructuras se diseñan para recibir todos los equipos de perforación, almacenamiento de material, alojamiento de personal y todas las instalaciones necesarias para la perforación y producción de pozos petroleros (Figura 3.2).

Utilizan estructuras modulares de acero (existe otra opción que es concreto). La instalación de los equipos en la localización se lleva a cabo con pilotes hincados en el lecho marino. Se trata de una estructura inmóvil que opera mar adentro hasta 300 metros de tirante de agua, una vez que es construida no se moverá de la localización donde se encuentre perforando.



Figura 3. 2 Ejemplo de plataforma fija.

Sumergibles: Descansa en el fondo del océano cuando está perforando. Los miembros de la cuadrilla llenan los compartimentos con agua, esto hace que el equipo se sumerja, y sus bases descansen en el lecho marino como se muestra en la (Figura 3.3). Cuando el equipo está listo para moverse, se vacía el agua de los compartimentos, lo cual hace que el equipo flote. Después los botes remolcan el equipo al próximo sitio donde se va a perforar. Los constructores de equipos de perforación diseñaron los sumergibles para perforar en aguas poco profundas hasta de 175 pies (50metros).



Figura 3. 3 Ejemplo de plataformas sumergibles

Semi-sumergible: Es un equipo flotante para perforar en el mar. Tiene pontones y columnas las cuales se llenan con agua (Figura 3.4), los pontones hacen que la unidad se sumerja parcialmente hasta una profundidad predeterminada, el equipo de trabajo se ensambla en la cubierta; Cuando el equipo se encuentra sobre el sitio donde se va a perforar el pozo, los trabajadores pueden anclarlo al lecho marino o usar un sistema de posicionadores y propulsores para mantener el equipo ubicado sobre el pozo.

El sistema de anclaje se compone de 8-12 anclas, cables y/o cadenas, que actúan como resortes y producen esfuerzos capaces de restaurar la posición de la plataforma cuando ésta es movida por acción de las olas, vientos y corrientes marinas. La profundidad de operación de las plataformas que presentan sistema de anclaje está limitada a 2000 pies (600 m), mientras que las que utilizan el posicionamiento dinámico pueden perforar en tirantes de hasta 2000 metros de profundidad.

Cabe mencionar que en el sistema de posicionamiento dinámico no existe una conexión física de la plataforma con el lecho marino, excepto la de los equipos de perforación. Los sensores acústicos determinan la deriva, y los propulsores en el casco accionados por computadora restauran la posición de la plataforma.



Figura 3. 1 Ejemplo de plataforma semisumergible.

Barcos perforadores: se trata de un buque construido para cumplir con las funciones propias de una instalación marina de perforación y extracción, los barcos de perforación están diseñados sobre la base y el casco de un barco

normal y equipados con unos sistema de perforación, sala de bombas y todo el equipo adicional para llevar acabo las operaciones, el personal a bordo es el mismo que para una plataforma semisumergible. Es mucho más versátil que cualquier otro tipo de instalaciones flotantes como pueden ser las plataformas.

Una de la gran ventaja de esta unidad es la capacidad de perforar en aguas profundas de 3000 metros. Es por esto que últimamente se han construido este tipo de unidades pues existe la necesidad de entrar a operar en aguas profundas o ultra profundas en donde otras unidades no pueden operar.

En la (Figura 3.5) se muestra algunos ejemplos de los barcos que están siendo utilizados en la costa del Golfo de México, como una tercera opción entre plataformas autoelevables y las semisumergibles. Para mantener una posición del barco sobre la zona de perforación se utiliza una combinación de un sistema de posicionamiento dinámico constituido por una potente unida de propulsores, conectados a un sistema de cómputo el cual registra datos muy precisos sobre la posición exacta del barco. Utilizando la red de satélites, logrando con ello una corrección en las posibles variaciones de posicionamiento. La desventaja para estas unidades es que solo pueden ser utilizadas en zonas en donde la altura de las olas es baja y exista baja velocidad de vientos.



Figura 3. 2 Ejemplo de barcos perforadores.

Buques FPSO:(*floating production storage and offloading*), de producción, almacenamiento y descarga son similares a los barcos de perforación, aunque realizan operaciones de almacenaje y transporte utilizan parte del gas producido

como combustible, mientras el resto del gas es enviado por tuberías hasta su punto de comercialización (Figura 3.6).

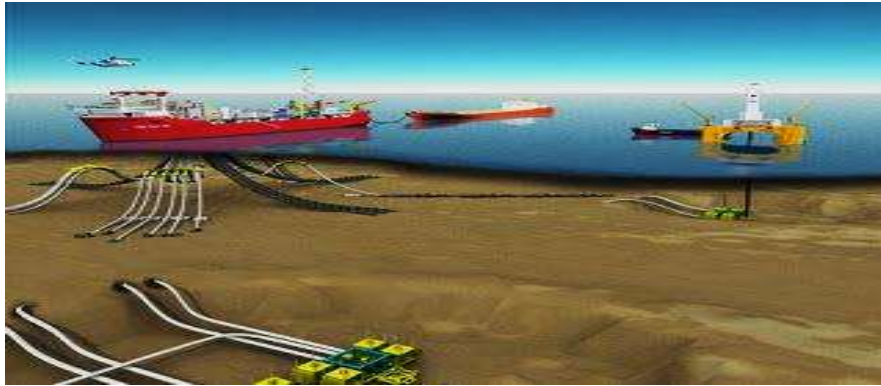


Figura 3. 3 Buque FPSO utilizado para explotación y almacenamiento de petróleo.

Buque FSO: (*floating store and offloading*), están diseñados como su nombre lo indica para almacenar y transportar petróleo y gas extraído, de igual manera este tipo de buques utiliza parte del gas como combustible y el resto es transportado en tuberías hasta el punto de comercialización (Figura 3.7).

Estas unidades se mantienen en el lugar de la operación mediante el uso de grandes líneas sintéticas que son fijadas al lecho marino o mediante el uso de un sistema de posicionamiento dinámico¹⁶.



Figura 3. 4 Buque FSO utilizado para explotación y almacenamiento de petróleo.

Plataforma tipo Spar: existe una nueva generación de unidades flotantes utilizadas en la industria petrolera para la explotación de campos en aguas profundas. Estas son llamadas *Spar Buoy* y/o simplemente Spar.

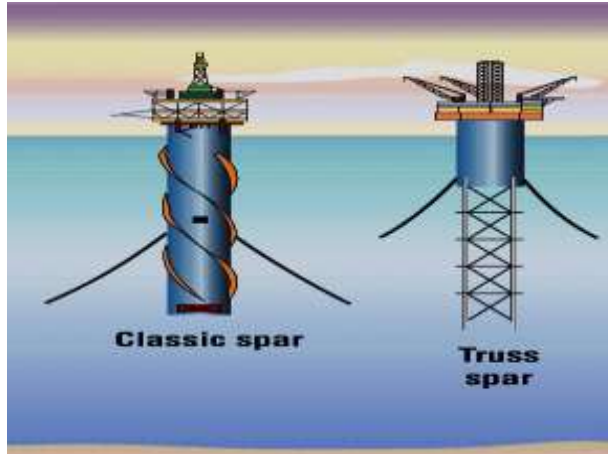


Figura 3. 5 Plataforma Clasic spar y Trus spar.

Un Spar es un sistema metálico que se posiciona verticalmente dentro del agua sosteniéndose con líneas sintéticas que le ayudan a soportar las cargas laterales que se pudieran presentar. Existen tres tipos de *Spar*: *Classic Spar*, *TrussSpar* y *CellSpar* (Figura 3.8). Con el uso de estas plataformas tipo Spar, se pretende maximizar la producción de petróleo en la región de aguas profundas en el Golfo de México.

3.2. Conexiones submarinas

3.2.1. BOP´S

El preventor de reventones o (BOP *Blowout Preventer* por sus siglas en inglés) es el sistema principal que participa en el control del pozo. El BOP es una válvula especializada, grande, usada para sellar, controlar y monitorear los pozos de gas y petróleo. Los BOP se desarrollaron para enfrentar presiones anormales extremas y flujo incontrolado que surge del yacimiento durante la perforación.

Los preventores de reventón evitan que la tubería de perforación y revestimiento, las herramientas y los fluidos de perforación sean expulsados del recinto del pozo cuando hay un indicio de reventón, además de controlar la presión del pozo y el flujo de petróleo y gas.

Los términos preventores, arreglo de preventores y sistema de preventores se usan en forma común e intercambiable para describir, en general, varios preventores apilados de diversos tipos y funciones, así como sus componentes

auxiliares. Un preventor de reventones submarino típicamente incluye componentes como líneas hidráulicas y eléctricas, módulos de control, acumuladores hidráulicos, válvulas de prueba, líneas de matar y estrangular, válvulas, junta del tubo elevador, conectores hidráulicos y bastidor de soporte.



Figura 3. 6 Preventor de reventones o (BOP).

Los BOP submarinos (Figura 3.9) se conectan a la plataforma costa afuera a través del tubo de perforación, que brinda una vía continua para la sarta de perforación y los fluidos que emanan del interior del pozo. En realidad, el tubo elevador extiende el interior del pozo hasta la plataforma. Dos categorías de BOP son las prevalentes: de arietes y anular. Los conjuntos de BOP generalmente utilizan los dos tipos, con al menos un BOP anular apilado sobre varios BOP de ariete.

3.2.2. Preventor de Ariete

Trabaja sobre el principio de dos elementos de sello, o bloques de ariete, los cuales al acercarse entre sí sellan el espacio anular alrededor de la tubería. Son de construcción rígida para insertos flexibles de caucho y diseñados para sellar sobre una forma geométrica predeterminada o con el pozo vacío, usando los arietes ciegos o de mandíbula llena. También pueden utilizarse para cortar la tubería instalando los arietes de corte. Los arietes cierran y abren por presión hidráulica, el empaque de caucho sintético realiza el sello final entre los arietes opuestos o entre un ariete y la tubería en el pozo. El material elástico sellante,

tanto para arietes ciegos como para los de tubería, garantiza un cierre eficaz contra las pérdidas por alta presión de lodo que contengan arenas y ripios. El plástico en reserva detrás de las placas es empujado hacia adelante para reemplazar al desgastado por el movimiento del tubo.



Figura 3. 7 Preventor tipo ariete.

Los preventores del tipo ariete (Figura 3.10) se usan para forzar la tubería dentro del pozo bajo presión, o sea con el pozo cerrado, en este caso es necesario utilizar dos preventores con el debido espacio entre ellos para las uniones de conexión. Los arietes superior e inferior son abiertos y cerrados alternativamente para dejarlas pasar, manteniendo siempre el pozo controlado.

La relación de cierre es alrededor de 7 a 1, lo que significa que la presión requerida para cerrar el preventor es de alrededor de un séptimo de la presión del pozo; las relaciones pueden ser tan bajas como de 2 a 1.

Existen arietes de tubería que pueden cerrar en un rango de diámetro de tubería (3 1/2" - 5 1/2") y preventores con rangos entre 2000 lb/pg² y 15000 lb/pg².

Preventor de Ariete Tipo Cameron "U"

La mayoría de los preventores tipo "U" tienen relaciones de 7 a 1. La presión del sistema es de 1500 lb/pg² y en condiciones apropiadas solamente se requerirá de alrededor de 500 lb/pg² para operar. Su rango máximo de operación es de 5000 lb/pg².

Preventor de Ariete Tipo Cameron "QRC"

En este modelo, la presión del pozo ayuda a mantener los arietes cerrados.

Preventor de Ariete Tipo NL Shaffer "LWS"

Se caracteriza por su estructura ligera que ofrece para el cambio de arietes con dos puertas con bisagras. Hay que disponer de espacio suficiente bajo la estructura para su operación.

Preventor de Ariete Tipo Hydrill "V" y "X"

Tiene sistema de cambio de arietes de puertas con bisagras. El tipo "V" está diseñado para rangos de operación de 5000 lb/pg² y el tipo "X" para 10000 lb/pg², ambos son resistentes al sulfuro de hidrógeno.

3.2.3. Preventor Anular

Su propósito es cerrar el espacio anular alrededor de la tubería, sin importar el diámetro o la forma de la herramienta que está posicionada. Puede usarse para forzar tubería dentro del pozo en caso de emergencia, pero por la fricción pueden fallar fácilmente. Es el primer dispositivo que se actúa para cerrar el pozo. La presión de cierre recomendada es de 1500 lb/pg²; durante el trabajo de forzamiento esta presión debe disminuirse al punto que permita una pequeña fuga que lubrique el empaque, para extender su vida útil.

Los tipos más comunes son: Hydrill Tipo GK, su diseño permite que la presión del pozo ayude a mantenerlo cerrado; Hydrill Tipo GL, diseñado para pozos marinos o de grandes profundidades, tiene una cámara secundaria que ofrece contra balance para equilibrar la diferencia por la columna hidrostática; Hydrill Tipo MSP, usado principalmente en los sistemas desviadores de flujo.

El caucho de los empaques puede ser natural "NR", Nitrilo (sintético) "NBR", o de Neopreno "CR".

El preventor Cameron Tipo D, resiste ambientes de sulfuro de hidrógeno y se recomienda en aplicaciones con lodos base aceite. Su apertura y cierre requieren

de una presión entre 1500 a 3000 lb/pg², la cual debe ser mantenida durante su operación.

Preventor Anular de Desviación (*Diverter System*)

Para controlar un amago a poca profundidad, con el conductor sentado en una formación débil, donde no se puede cerrar el pozo completamente sin el riesgo de generar grandes presiones y la posibilidad de ocasionar fracturas para desfogue de la presión. El sistema de desviación del flujo usa un preventor anular situado sobre el tubo conductor y una o dos líneas situadas inmediatamente por debajo de él. El control se basa en el agotamiento de la fuente y en llevar el flujo hacia un área segura fuera del equipo y personal.

3.2.4. Arreglo de conjunto de preventores

Los requerimientos de los arreglos de preventores en aguas profundas son fundamentales para una perforación segura. Estos requerimientos están muy relacionados al medio ambiente de perforación específico. Los cambios en las características en el pozo pueden requerir cambios en el equipo de los preventores y en el equipo de control de pozos, por eso es muy importante discutir los cambios en los arreglos de preventores, las necesidades y los problemas de operación en aguas profundas.

Existen tres tipos de arreglos de preventores, utilizados en la perforación en aguas profundas:

- Arreglo Típico de Preventores.
- Arreglo de Preventores con Compuertas Hidráulicas.
- Arreglo de Preventores Superficiales.

Los principales problemas que presentan los preventores al ser utilizados en aguas profundas son:

-
- ✓ Las bajas temperaturas causan problemas de congelación del fluido de perforación afectando a los elastómeros de los preventores y además permitiendo la formación de hidratos.
 - ✓ Problemas con la capacidad de los arietes y con sus sistemas de cierre.
 - ✓ Problemas de la capacidad de sello de los preventores originados por la presencia de hidratos.
 - ✓ Necesidad de nuevas configuraciones o arreglos de preventores.
 - ✓ Problemas con los sistemas de control relacionados con los tiempos de respuesta.
 - ✓ Pérdidas de tiempo ocasionados por fallas en los subsistemas de los preventores (preventor anular, conector, junta flexible, preventor de arietes, válvula de la línea de matar y de estrangulamiento y del sistema de control). Esta pérdida de tiempo representa en la perforación en aguas profundas aproximadamente el 4% del tiempo de perforación.

Clasificación e Identificación

El API ha clasificado el uso de los preventores con base en los siguientes puntos:

- Rango de presión de estallido del revestimiento al cual se conectan.
- Máxima presión esperada en superficie

La clasificación típica de API para conjunto de preventores API-RP-53 es la adecuada para operar con 2000, 3000, 10000, y 150000 lb/pg² (141, 211, 352, 703 kg/cm²) de presión de trabajo.¹⁷

3.3. Riser

Es un sistema de tuberías conductoras que conectan a estructuras flotantes en la superficie y los cabezales del pozo en el fondo marino. Los *risers* marinos (Figura 3.11) se han usado desde 1950 cuando se usaron por primera vez para perforar desde barcasas en las costas de California.

Desde esos días los risers se han usado para cuatro razones principales:

- Perforación.
- Terminación / reparación.
- Producción/ inyección.
- Exportación.

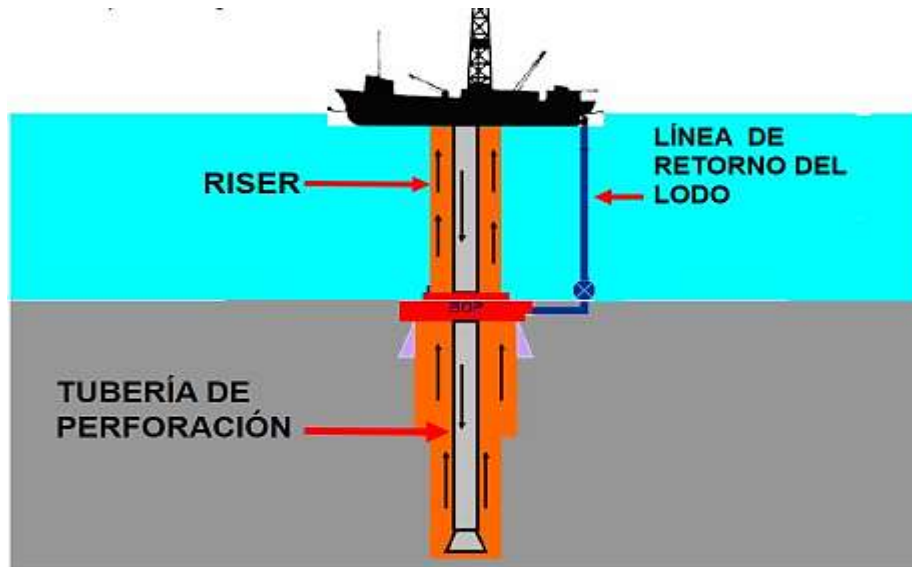


Figura 3. 8 Riser utilizado para la perforación de pozos.

Sin importar su uso los *risers* tiene un rango amplio de configuraciones. Delas cuales se pueden distinguir:

- Complejidad de acuerdo con su sección transversal (simple vs múltiple).
- Comportamiento global o de geometría (pequeño vs deflexión grande).
- Tipo de soporte (tensores superiores o montaje fijo vs concentrado o flotación distribuida).
- Rigidez estructural (metal vs risers flexibles).
- Continuidad (juntas seccionales vs tubo continuo).
- Materiales.

Como se ha mencionado los risers de perforación tienen como función principal transportar fluidos del y hacia el pozo, soportar líneas auxiliares, herramientas guías y tuberías de perforación; sirve como una tubería para instalar y remover los BOPs.

Los risers de producción usados en plataformas flotantes, llegaron después de los de perforación. Estos empezaron a ser usados en la década de los setentas inspirados en los riser de perforación tensionados arriba. Después se empezaron a usar risers bundle, flexibles, tensionados arriba (TTR's), de acero en catenaria (SCR's), híbridos (combinación de acero y flexible).

Los risers de exportación tienen una arquitectura similar a los de producción, pero estos generalmente con grandes diámetros y bajas presiones.

Los risers de perforación se pueden subdividir:

Riser de baja presión

Los risers de perforación estándar son de baja presión, abiertos a la presión atmosférica en la parte final. Estos están constituidos de un número de juntas de riser, típicamente de 15 a 23 m de largo. Un riser típico tiene un tubo central de 21 pulgadas de diámetro nominal y está equipado con un número de líneas periféricas.

Algunas líneas periféricas son: Matar y estrangular, propulsión, línea hidráulica pequeña. Este tipo de riser está equipado con módulos de flotación para reducir el peso en el agua en la parte superior e inferior del riser normalmente no se le colocan sistemas de flotación.

Risers de alta presión

Cuando el BOP es colocado en superficie se requiere de risers de alta presión. Existe un riesgo potencial cuando los BOP's son colocados en la superficie, al menos que exista un sistema adecuado para la desconexión del fondo marino en caso de una emergencia.

3.3.1. Risers de terminación y reparación

Los risers de terminación son semejantes con los risers de perforación de alta y baja presión. Los hay en una gran variedad de diámetros, con una tubería simple o un riser completo de perforación, dependiendo del trabajo que se vaya hacer. Un

riser de terminación generalmente se usa para correr el colgador de la tubería y la tubería a través del riser de perforación y los BOP's dentro del agujero.

Un riser de reparación generalmente se usa en lugar del riser de perforación para reentrar en el pozo a través del árbol submarino, y también es usado para instalar el árbol submarino.

Cuando se usa en unidades flotantes tiene un RSP (*riser safety package*), un sistema de seguridad en el fondo marino para permitir cerrar el pozo y además cuenta con EDP (*emergency disconnect package*) un sistema de desconexión. La energía para desconectarse es proporcionada por un umbilical (Figura 3.12) que está conectado al riser.



Figura 3. 9 Umbilicales del riser.

3.3.2. Componentes de un riser

Cuerpo del riser: tubo conductor principal que conforma el riser (se usa tubería sin costura y con conectores soldados al final), se integra por tramos que convergen en uniones. El material usado puede ser acero de diferentes grados y aleaciones o materiales de baja densidad y alta resistencia. Típicamente son de 9.14 a 15.24 m, el uso de diferentes longitudes también es permitido para dar el espaciado correcto del riser.

Uniones del riser: es uno de los componentes más importantes, son los extremos de cada junta del riser para conectar las diferentes secciones. Dependiendo del

fabricante, las uniones pueden ser bridadas, acoplamientos mecánicos, integrales o no integrales, reemplazables o no. Debido a que las profundidades de perforación se han incrementado, la selección del material y diseño de los tornillos es crítico.

Juntas telescópicas: se instala en la parte superior y se utiliza para compensar los movimientos verticales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos. Es una junta especial diseñada para prevenir el daño del riser y controlar el paso del umbilical cuando pasa a través de la mesa rotaria.

Está constituida por dos barriles que se deslizan uno sobre el otro. El barril externo está unido al riser marino y se encuentra bajo tensión mediante cables al tensor. El barril interno es de acero pulido y se encuentra sujeto a la parte inferior del desviador de flujo y se le permite el movimiento axial.

Los sellos de hule en el espacio anular entre el barril interno y el externo soportan la presión del lodo en la unión. Durante la operación, el fluido de perforación se retiene y el barril interno se centra mediante un empacador actuado a presión.

Este empacador requiere una mínima presión de aire para sellar entre los barriles, el empacador lleva un buje de desgaste que inhibe cualquier desgaste del sello y ayuda a centrar el barril interno. Un recipiente de lubricación proporciona el elemento de sello con fluido lubricante.

Junta flexible: también llamada unión flexible o uniflex, se instala en la parte superior del conjunto de preventores y en la parte inferior de la sarta del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos laterales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del equipo por el oleaje. La máxima deflexión soportada por la junta flexible inferior es de 10 y para la superior 15.

Características principales: autocontenida, autocentrada, está libre de fricción y no requiere lubricación. El elemento flexible consiste de componentes esféricos de acero y elastómeros.

Puede soportar altas cargas de compresión y movimiento de corte.

Conectores: son la interface de unión entre el riser y el conjunto de preventores, en la parte inferior, o entre el riser y la superficie. En el caso del extremo inferior, se tienen diferentes tipos y marcas de conectores.

Los conectores tipo collar se utilizan para asegurar el paquete inferior del riser a la parte superior del conjunto de preventores y para asegurar la parte inferior del conjunto de preventores al cabezal. Estos conectores forman un sello firme, al mismo tiempo que soportan esfuerzos de flexión y de pandeo causados por la presión del pozo, la tensión del riser y el movimiento de la unidad flotante.

Sistema de tensionadores: Consiste de un conjunto de líneas de acero o cables que mantienen en tensión el riser marino con el fin de evitar que la totalidad de su peso se recargue sobre sí mismo y sobre el conjunto de preventores o sobre el cabezal. Este peso crearía cargas adicionales de flexión y de pandeo que podrían fatigar alguno de los componentes del sistema de perforación submarino.

Válvula de llenado: su función es permitir el paso de fluido para evitar que se abata el nivel de fluido de perforación y se coloca en cualquier lugar de la sarta del riser para prevenir el colapso.

Durante las operaciones normales de perforación, la manga interna de la válvula se mantiene cerrada mediante un resorte. Cuando la presión del riser disminuye, la presión del océano presiona la manga y vence la fuerza del resorte. Esto provoca que la válvula se abra y permita la entrada del agua del mar hacia el interior del riser para igualar la presión y prevenir el colapso.

Conjunto inferior: es la parte inferior del conjunto de elementos del riser. Este incluye cualquier equipo entre la junta de presión y el árbol submarino. Está formado típicamente por un conector (riser/junta flexible), la junta flexible, el preventor anular, los pods de control submarino y un conector hidráulico que une el sistema inferior del riser con el resto del conjunto de preventores.

Un arreglo convencional para un conjunto inferior del riser, nótese el orden del arreglo, de arriba hacia abajo, junta flexible o unión bola, luego una brida que conecta con el preventor anular, después, una abrazadera que se une a un conector hidráulico tipo collar. En realidad, el conjunto inferior del riser de perforación, es una subsección de todo el sistema de riser.

Líneas de estrangular y matar: normalmente estas se encuentra en la parte exterior del cuerpo del riser y son de 15000 psi. Estas líneas van desde el sistema flotante, a lo largo del riser, hasta el cabezal y se utilizan para controlar el pozo a fin de prevenir que lleguen a ser un descontrol.

- ✓ Línea de propulsión: usada para inyectar fluido en la parte inferior del riser y acelerar el flujo para una mejor evacuación de los recortes.
- ✓ Línea hidráulica: sirve para activar los BOP's submarinos.

Otros componentes

Equipo compensador de movimiento: instalado para compensar el arrastre del equipo de perforación. Los compensadores funcionan como una liga flexible entre la fuerza del océano y el equipo de perforación. Consiste de una tubería compensadora, tensores, tensionadores guía y podline.

La tubería compensadora se localiza entre el bloque viajero y el *swivel* el *kelly*, permite al perforador mantener un peso constante en la barrena como el arrastre del equipo de perforación. Los tensores están conectados al tubo externo de la junta con cables de acero. Estos tensores soportan al riser, a la columna de lodo con una tensión constante como el arrastre del equipo de perforación. El tensor guía y *podline* mantienen una tensión constante en la guía de cables de acero.¹⁹

3.3.3. Bomba submarina

El éxito de un sistema de perforación de gradiente dual depende de las características y el funcionamiento del sistema y lo bien que se ajuste a las condiciones de profundidad. La elevación mecánica de fluido de perforación es considerada como una de las alternativas, para crear un sistema de doble gradiente. Existen 3 opciones de bombeo submarino considerado como soluciones, para crear el efecto de doble gradiente las cuales son:

-
- ❖ Bombas estilo jet (bombas de impulso).
 - ❖ Bombas de desplazamiento positivo.
 - ❖ Bombas centrífugas.

Se evaluaron las variaciones de estas tres opciones de bomba, considerando los requisitos para manejar los pesos de lodo, gasto y la profundidad del agua. La solución de bombeo también tiene que estar modernizada y ser capaz de adaptarse a una plataforma existente, cumpliendo o superando criterios de seguridad y cumplir o superarla tecnología actual.

Sobre la base de estas evaluaciones, la bomba centrífuga (Figura 3.13) fue seleccionada como la alternativa para ser utilizada en la perforación de gradiente dual.



Figura 3. 10 Bomba centrífuga.

Las principales ventajas y desventajas de las bombas centrífugas son:

Ventajas:

- ✓ Sin válvulas requeridas como parte de la acción de bombeo.
- ✓ Diseñado para cubrir el volumen de fluido de control.
- ✓ Se puede configurar en serie y sin volumen específico de control / ajuste.
- ✓ Capacidad para pasar cualquier gasto de fluido suministrada por la bomba de superficie triplex.
- ✓ Capacidad de controlar y gestionar la presión diferencial al bombear a través del control de velocidad del impulsor.

-
- ✓ Capacidad para manejar y pasar recortes que regresan con el fluido perforación.

Desventajas:

- ✓ Desgaste interno de la bomba por alta densidad en los líquidos y alto contenido de sólidos.
- ✓ Baja eficiencia global desplazamiento positivo.¹⁸

3.4. Lodos de perforación

El Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) define al fluido de perforación como un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas para realizar una operación de perforación.

3.4.1. Principales propiedades de un fluido de perforación

Las propiedades físicas de un fluido de perforación, la densidad y las propiedades reológicas de viscosidad son monitoreadas para facilitar la operación de perforación de un pozo. Cada pozo es único, por lo tanto es importante que estas propiedades sean controladas de acuerdo a los requisitos para un pozo en particular y el flujo que se está usando. Las propiedades reológicas de un fluido pueden afectar negativamente un aspecto, al mismo tiempo que producen un impacto positivo importante sobre otro. Por lo tanto se debe lograr un equilibrio para maximizar la presión de bombeo y evitar los inlfujos de fluidos, además de impedir la pérdida de circulación hacia la formación que se está perforando.

Muchos fluidos diferentes pueden y han sido usados en la perforación costa a fuera, hoy en día los fluidos sintéticos de baja viscosidad, se usan cada vez más para la perforación en aguas profundas. Estos sistemas sintéticos gozan de una popularidad cada vez más debido al mayor rendimiento de la perforación y a la mejor estabilidad del pozo que proporciona en comparación con los fluidos base agua. La solubilidad del gas y su efecto sobre la detección de brotes y el control

del pozo deben ser considerados para todos los pozos en aguas profundas. Los fluidos sintéticos son costosos y no se recomiendan para zonas que tienen altas posibilidades de pérdidas de circulación. Cabe reiterar que la selección apropiada y el diseño correcto del fluido de perforación dependen de la consideración de los factores más importantes para un proyecto determinado en aguas profundas, así como de las preocupaciones y preferencias del cliente.

3.4.2. Generación de los lodos de perforación sintéticos (SBM)

A principios de la década de los ochenta, se hicieron esfuerzos para reducir el impacto sobre el medio ambiente de los lodos base aceite, mediante la sustitución del aceite diesel por productos petroleros más refinados, llamados aceites minerales, como fluido base en los lodos base aceite de emulsión inversa. Los lodos preparados con estos aceites más refinados eran menos tóxicos que los lodos preparados con aceite diesel, pero muchos aún contenían suficientes compuestos aromáticos para ser inaceptables desde el punto de vista ambiental y no se degradaban rápidamente.

En marzo de 1990, en el sector noruego del Mar del Norte, se usó un lodo preparado con un fluido base sintético (un éster), el cual constituía el primer producto de sustitución de estos fluidos de perforación a base de aceite mineral que era aceptable desde el punto de vista ambiental. Un lodo base sintético a base de éter fue usado costa afuera de Noruega, más tarde en el mismo año. La primera Poli Alfa Olefina (PAO) fue usada en mayo de 1991. Otros fluidos base sintético fueron introducidos en la industria en el siguiente orden: Alquibenceno Lineal (LAB), acetal, Alfa Olefinas Lineales (LAO), Olefinas Internas (IO) y Parafinas Lineales (LP).

La perforación con Lodos Base Sintético (SBM) es bastante común hoy en día en las regiones del Golfo de México y del Mar del Norte, así como en otras regiones tales como el Extremo Oriente, Australia y Sudamérica. Debido a la evolución constante del mercado, se considera que la industria ya ha pasado a usar como mínimo la tercera generación de fluidos base sintético. El límite que separa los SBM de primera generación de los SBM de segunda generación está

generalmente definido por el costo y la viscosidad cinemática del líquido base sintético. Típicamente, los lodos base sintético de segunda generación son menos costosos y menos viscosos. Por lo tanto, se puede considerar que los SBM de primera generación están basados en éster, éter y poli alfa olefinas, mientras que los de segunda generación están basados en alfa olefinas lineales, olefinas internas y parafinas lineales.

Se considera que el lodo a base de acetal es un lodo de primera generación debido principalmente a su alto costo, mientras que el alquilbenceno lineal caduco es el primer líquido clasificado como lodo base sintético de segunda generación debido a su precio y a su viscosidad cinemática. La definición general de un material sintético es algo que fue producido por síntesis química. Los fluidos base sintético deben satisfacer dos criterios para ser usados en los fluidos de perforación:

- Primero, deben cumplir con las normas y los reglamentos ambientales locales para la descarga de recortes al mar. Si los recortes deben ser recogidos y transportados a tierra, entonces el uso de un lodo base sintético en vez de un lodo base aceite no ofrece ninguna ventaja adicional, excepto desde el punto de vista de la salud y de la seguridad.
- Segundo, el material sintético debe ser el fluido base para un sistema de lodo estable con las propiedades inhibitoras de un lodo base aceite de emulsión inversa.

3.4.3. Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación sintéticos

Ventajas:

- Estabilidad e inhibición de lutitas.
- Estabilidad de temperatura.
- Lubricidad.

-
- Resistencia a la contaminación química.
 - Reducción de corrosión.
 - Tolerancia a los sólidos.
 - Reducción del daño a la formación.
 - Minimiza las pegaduras de tubería.
 - Densidad del fluido de perforación reducida.
 - Recuperables y reutilizables.
 - Menores costos de cementación.
 - Alta velocidad de penetración.

Desventajas:

- Altos costos iniciales por barril.
- Esfuerzo mecánico requerido.
- Interfiere con la identificación de brotes.
- Requiere control de contaminación.
- Altos costos por pérdidas de circulación.
- Problemas con su disposición final.
- Requiere de equipo para el control de sólidos más sofisticado, así como de materiales para la limpieza del pozo.
- Limpieza del equipo de perforación.
- Puede ocasionar problemas de salud, ambiente y seguridad.
- Peligro de incendio.
- Interfieren con la toma de registros (requiriendo herramientas especiales).
- Son compresibles.

3.4.4. Aplicación en México

Es importante que el fluido de perforación cumpla funcionalmente con el propósito de diseño establecido, también asegure dichas propiedades bajo condiciones de perturbación, en el caso de aguas profundas esto es primordial, dada la magnitud de la inversión en este tipo de proyectos.

En este sentido, el primer criterio para la selección de los fluidos de perforación en aguas profundas es que estos sistemas minimicen el cambio de las propiedades reológicas a bajas velocidades de corte con la temperatura y la presión, tal que el impacto sobre la densidad equivalente (DEC) sea mínimo. Una reología del fluido de perforación muy sensible a los cambios de temperatura incrementa la densidad equivalente (DEC) pudiendo llegar a fracturar la formación, así mismo, deberá considerarse que una densidad estática baja puede permitir fácilmente los influjos de los fluidos de la formación, ambas situaciones derivadas del estrecho gradiente entre la presión de poro y de fractura.

Conforme México avanza en su incursión exploratoria en aguas profundas, tiende a enfrentar condiciones de mayor complejidad en presión, temperatura y ambientes geológicos. Entre los aspectos más importantes que la industria nacional tendrá que considerar están:

- Mayores tirantes de agua, (menor temperatura en el lecho marino).
- Mayores profundidades objetivo, (mayor temperatura en el fondo del pozo).
- Mayores dificultades de acceso al objetivo.

Con relación a lo anterior, México inicia la perforación exploratoria y posterior desarrollo del Cinturón Plegado de Perdido, esta zona es considerada de aguas ultra profundas, por lo que para su exploración y desarrollo se hace necesario un control estricto de los procesos de perforación, incluyendo el de los fluidos de perforación.¹⁹

Capítulo IV

Aplicación de la tecnología de Gradiente Dual en el mundo

Costa afuera y muy por debajo del fondo del mar, se encuentra el futuro de la industria petrolera. Hace un par de décadas, los geólogos han llegado a comprender que existen grandes volúmenes de aceite en alta mar.

En algunas áreas de aguas profundas, la geología es tal que se pueden incrementar los volúmenes de reservas con grandes hallazgos. Se habla de la posibilidad de encontrar cientos de millones de barriles de petróleo en un solo lugar, o incluso miles de millones. De hecho, esta nueva frontera de profundidad en alta mar lo convierte en la posibilidad de aprovechar grandes cantidades de energía, con implicaciones estratégicas para el futuro de la industria petrolera. La rentabilidad de la perforación mar adentro tiene el potencial de ser significativo, pero la inversión inicial necesaria es elevada. Los estudios realizados, también apuntan a los posibles peligros ambientales que intervienen en el proceso, el derrame de aceite ocurrido el 20 de abril de 2010, de la plataforma *Deep wáter Horizon*, propiedad de *Trans ocean* y contratada por BP, a 41 millas (64 km aproximadamente) costa afuera de Louisiana, en aguas del Golfo de México es el ejemplo más notorio. Pero a medida que aumenta la demanda mundial de energía y los precios del petróleo se incrementan, y algunos de los mayores descubrimientos de hidrocarburos se encuentran en alta mar; se prevé un incremento importante en la exploración y producción de estos yacimientos de difícil acceso.

A pesar de las grandes inversiones de tiempo y capital, así como la necesidad de una mayor dependencia de la tecnología, la perforación costa afuera tiene el potencial de generar márgenes de beneficios positivos para las empresas que están dispuestas a trabajar en aguas profundas.²⁰

Como ya se mencionó en el Capítulo I, la perforación de doble gradiente es una técnica de perforación con presión controlada, que puede extenderse a aguas ultra profundas, su viabilidad económica se refleja en perforación y producción de

pozos, de una manera que puede ser tan seguro como la tecnología de perforación convencional. Es especialmente beneficioso en pozos caracterizados por un estrecho margen entre las presiones de poro y presiones de fractura. El gradiente doble permite que durante la perforación se pueda llegar a la profundidad total del pozo, con un menor número de sartas de revestimiento, en menor tiempo relativamente en comparación con la perforación convencional.

Es por eso que un grupo de investigadores se dedicaron a realizar pruebas con diferentes arreglos en un equipo de perforación y así determinar cuál de las alternativas es la mejor opción para generar un gradiente dual el cual les resultara viable en lo técnico y económico para poder ponerlo en el mercado y ser utilizado por las diferentes compañías.

4.1. Alternativas para perforar con gradiente dual en aguas profundas con sistema tubería submarina

Concepto Alternativa 1: Tubería submarina Individual

Concepto alternativa (Opción) 1 (Figura 4.1): consta de un único tubo ascendente de perforación convencional modificado para incorporar una línea de energía de agua de mar y una línea de retorno de lodo integrado por bomba de lodo (MLP) por sus siglas en inglés, dispositivo giratorio submarino (SRD) y unidad procesadora de sólidos (SPU).

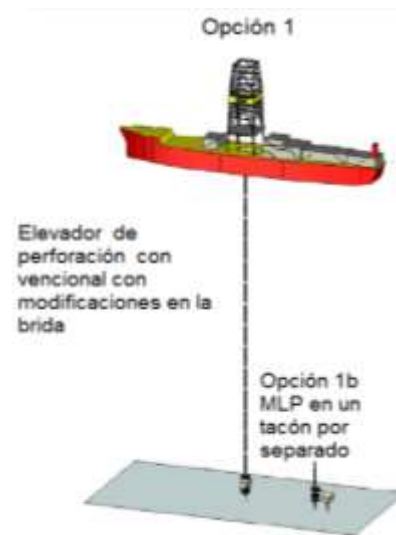


Figura 4. 1 Alternativa para generar doble gradiente.²¹

Esto se clasifica en dos variantes:

- Opción 1A: consistente en un arreglo de MLP, SRD, y SPU "en línea" con el LMRP y BOP; como se muestra en el lado izquierdo de la (Figura 4.2).
- Opción 1B: consistente en la MLP y la SPU (bomba y el colector) instalado en un muñón separada; como se muestra en el lado derecho de la (Figura 4.2).

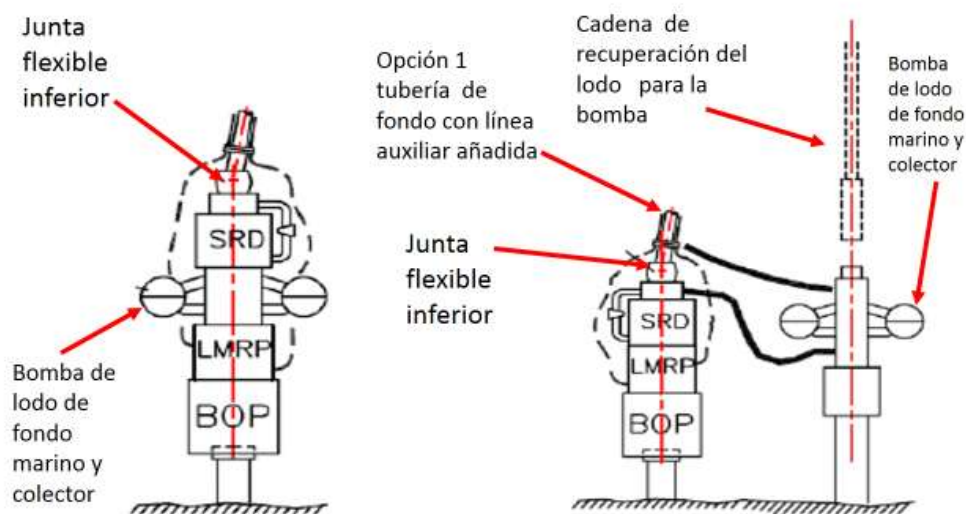


Figura 4. 2 Elementos de la tubería submarina para las alternativas 1A y 1B.

Por lo general, las tuberías submarinas de perforación convencionales consisten en estranguladores, hidráulica, líneas de matar (ampliamente conocidos como "línea auxiliar "). Para la opción 1, se propone que una de las líneas auxiliares se utilizará en perforación con gradiente doble como una línea de retorno de lodo para tomar los recortes de la MLP y enviarlos al piso de perforación. Considerando que, para el modo de perforación regular (gradiente solo), el mismo será utilizado como una línea de impulso de lodo en el sentido convencional.

Concepto Alternativa 2: Tubería submarina Dual

El concepto que subyace a la opción 2 consiste en utilizar dos bandas desplegadas desde el buque de perforación, es decir, un tubo ascendente de

perforación principal implementado y operado de manera normal (adelante), y un elevador de rotación auxiliar desplegado y operado de la (popa). Este está diseñado principalmente para tomar ventaja de la capacidad de la perforación dual en los buques de perforación. El diámetro interior de la auxiliar es concéntrico al anillo del elevador, y estará dimensionado para proporcionar la línea de alimentación de agua de mar a la MLP; mientras que el agujero interior de la tubería submarina proporciona la vía de retorno del lodo de la MLP al piso de perforación. Tres variaciones se consideraron para esta opción; para todas las variantes, la tubería submarina principal es un tubo ascendente de perforación convencional con el SRD y MLP integrada. Estas variaciones se describen brevemente a continuación.

Opción 2A (Figura 4.3): la tubería auxiliar colgada en la cubierta principal en un carro diseñado específicamente para el propósito de bajo de rotación secundario, pero posiblemente fuera del centro. La MLP es apoyada por una barra separadora con bisagra para permitir los movimientos de oleaje.

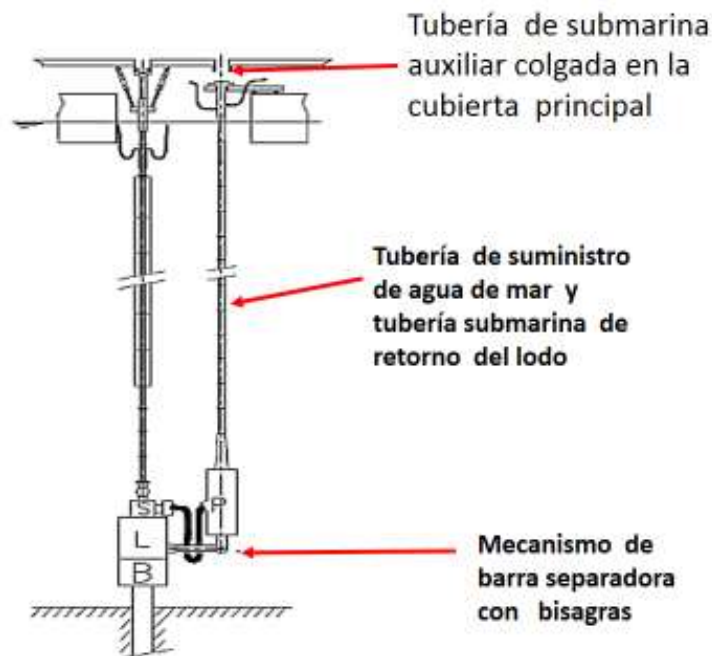


Figura 4. 3 Opción 2 A

Opción 2B (Figura 4.4): tubería submarina auxiliar suspendida por el malacate y tensada por sistema compensador de oleaje de la sarta de perforación. La MLP se apoya en un tocón de aproximadamente 160 pies (49 m) de distancia de la boca de pozo.

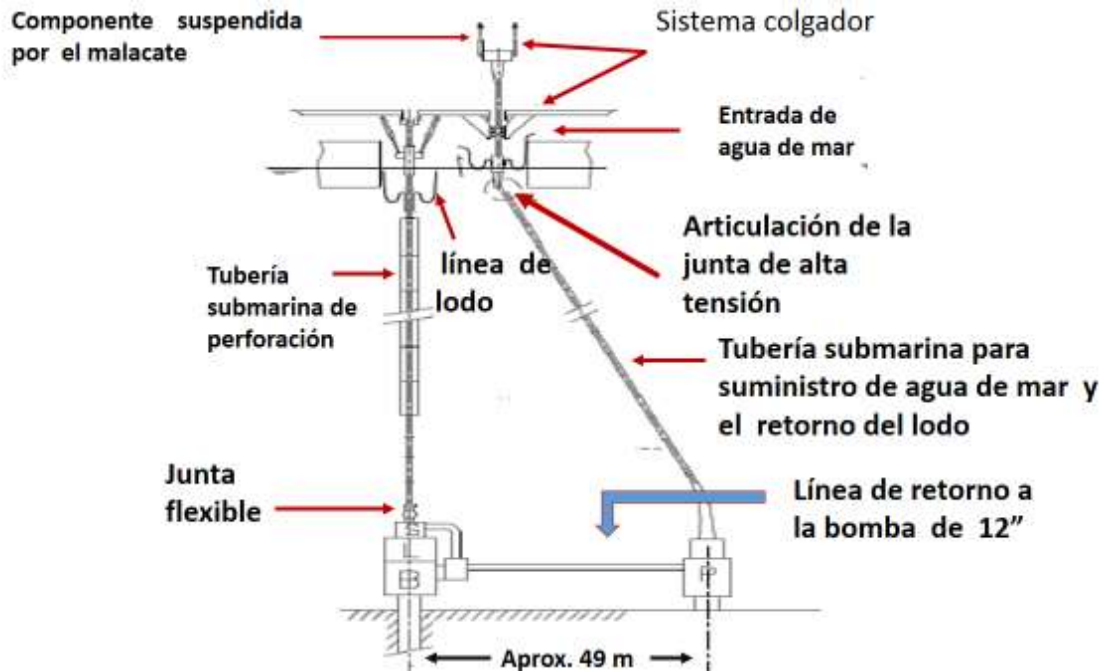


Figura 4. 4 Opción 2B

Opción 2C (Figura 4.5): tubería submarina auxiliar suspendido de tensores de diseño especial. La MLP se apoya en un tocón ubicado aproximadamente a 160 pies (49 m) de distancia de boca de pozo. Para todas las variaciones una opción adecuada de fontanería de fondo marino, sería conectar SRD con la bomba y la línea de retorno de lodo de la tubería auxiliar.

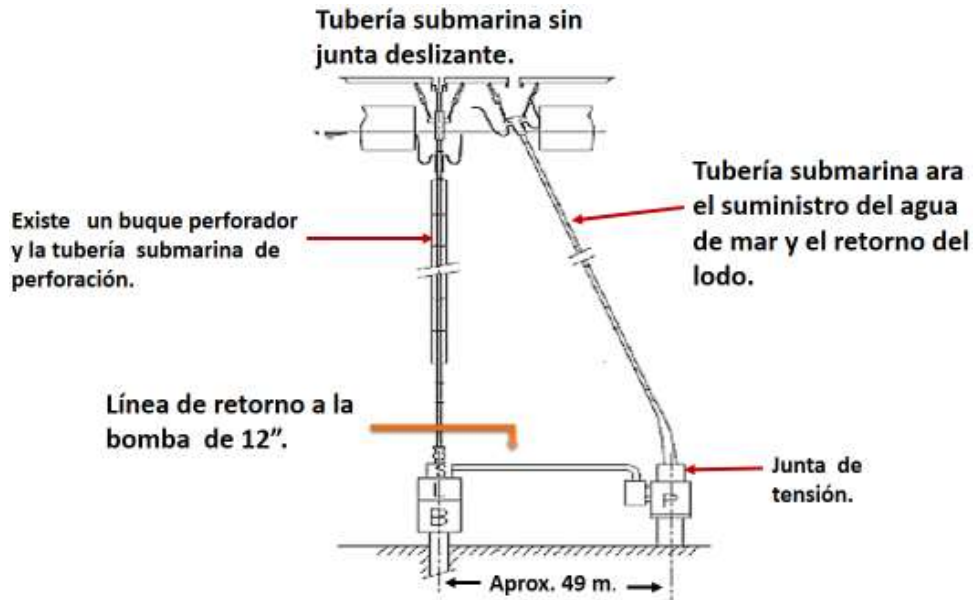


Figura 4. 5 Opción 2C

Concepto Alternativa 3: Tubería submarina principal individual y tubería submarina auxiliar libre. La opción 3 consta de un taladro concéntrico de expansión libre, una tubería submarina auxiliar que se utiliza en conjunto con una tubería submarina de perforación convencional. Como en el caso de la opción 2, el tubo ascendente principal sería una perforación convencional. La tubería submarina auxiliar independiente estaría compuesta por tubos de calibre concéntricos con anillo elevador de dimensiones necesarias para permitir la entrada del agua de mar y el orificio interno permite el paso de los recortes hacia la MLP para que sean enviados a la superficie.

La (Figura 4.6) muestra un esquema del sistema de bandas independiente. El análisis inicial mostró que la distancia entre la tubería submarina de perforación convencional y la tubería submarina auxiliar independiente no está obligado a ser de aproximadamente 1200pies (366 m), con base en las compensaciones estimadas de la tubería submarina libre en los diseños considerados. Se requerirán los puentes de catenaria flexible en la parte superior para entregar el poder a la MLP desde el buque de perforación, así como proporcionar un camino de retorno para que el lodo sea enviado de nuevo a la embarcación.

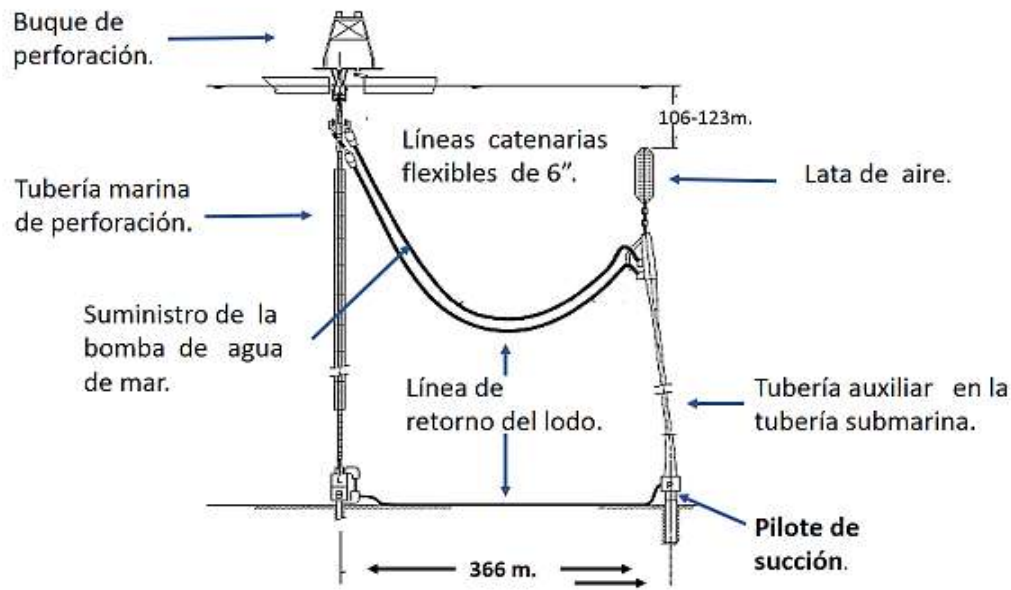


Figura 4. 6 Opción 3

Los conceptos fueron evaluados y clasificados sobre la base de los pros y los contras en relación a lo largo de las líneas de funcionamiento, así restricciones que se pueden imponer en el sistema de perforación, y el grado de esfuerzo de desarrollo que pueden ser necesarios para evitar que los citados problemas se conviertan en "obstáculos". Además, las opciones propuestas se sometieron a una extensa técnica de evaluación para ponerlo en práctica en las operaciones de perforación en profundidades que van desde 7.000 y 10.000 pies (2133 y 3048 m). Esta evaluación incluyó los siguientes análisis y cálculos:

- Cálculos para determinar el rendimiento colapso por API 5C3, los requisitos de tensión por 16Q API RP, y carga máxima del gancho durante la operación de perforación. Cálculos adicionales, de conformidad con las directrices de API RP 2RD, se tiene que poner especial atención de que todos los elementos como tubería propuesta y el tamaño de la junta tengan el tamaño adecuado para el rango de profundidad de agua, presiones y cargas definidos en la base de diseño.

-
- Análisis dinámicos laterales y axiales de los sistemas de tuberías submarinas de perforación para evaluar la fuerza y la resistencia a la fatiga durante el despliegue, operaciones de perforación normales, las operaciones de agujero superficial y recuperación.

4.1.1. Evaluación y clasificación

La evaluación primaria y categorías de clasificación utilizada en la comparación de las alternativas propuestas son las siguientes:

- Los costos del sistema y equipo (CAPEX).
- Los costos operativos (OPEX).
- Despliegue, recuperación y la desconexión de emergencia (tiempo, complejidad, desconexiones y reconexiones)
- Vencimiento la inmadurez de la tecnología, diseño de retos para los nuevos equipos.
- Modificaciones del aparejo requerido.
- Portabilidad entre unidades móviles de altamar de doble torre de perforación (modus) posicionado dinámicamente (DP).
- Impacto en la perforación convencional si el equipo gradiente dual no está operando.
- Potencial de choque.
- La fiabilidad del sistema.
- El riesgo de ejecución de proyectos.
- Riesgo las operaciones del Proyecto.
- Equipos.

Con base en análisis técnicos, clasificación cualitativa de las características y la determinación de las posibles limitaciones funcionales, se pudo concluir que la mejor alternativa es la 1. Es la opción considerada como la más operacionalmente viable y técnicamente, y debe en última instancia, dar lugar a un sistema de Gradiente Dual seguro con el CAPEX y OPEX total más bajo.²²

4.2. Ejemplos donde se ha aplicado la tecnología de Gradiente Dual

El desarrollo del sistema de gradiente dual también conocido como recuperación de lodo sin tubo ascendente (RMR) permite perforar la sección superior y el uso del lodo de perforación pesado e inhibido. Proporcionan ventajas, tales como: estabilidad del agujero, mejora el control de pozo tanto en materia de gas superficial y flujo de agua superficial. También se previenen arcilla y perforaciones en depósitos de arena.

Se propuso el proyecto de demostración en el año 2000 para calificar el sistema (RMR), este proyecto fue aprobado por la JIP y financiado por el Consejo Noruego de investigación, *Hydro*, *Statoil* y AGR. La JIP estableció para tecnología RMR su uso en tirantes de agua de 450 metros de profundidad.

El objetivo del proyecto demostración 2000 era permitir la perforación de las secciones superiores recogiendo recortes y lodo, que regresan a la superficie en un sistema cerrado. Se instaló un módulo de succión con un cabezal giratorio de control de baja presión en la plantilla. Este módulo de succión con ayuda de la bomba desvía el retorno del lodo y es levantado hasta la superficie llevándolo al sistema de procesamiento del equipo de perforación.

Una fase de Pre-Ingeniería se completó en 2002. Esto sirvió como base para establecer las bases de diseño y definir el alcance del trabajo al solicitar financiación del 2000 al 2003, para demostrar y calificar el sistema RMR de 450 metros la profundidad del agua por medio de pruebas de campo en alta mar. La base de diseño y alcance del trabajo se basó en los resultados desde la fase de

Pre-Ingeniería. Además del diseño detallado fue desarrollado con el aporte de *Hydro* y *Statoil*, y fue verificado por el Comité de Dirección del Proyecto.

EL diseño en papel fue aprobado y se prosiguió a realizar la prueba en un pozo costa afuera, el campo seleccionado fue el campo Troll (Figura 4.7) y el trabajo de perforación se llevó a cabo con la plataforma *Eirik Raude* en un tirante de agua de 330 m.

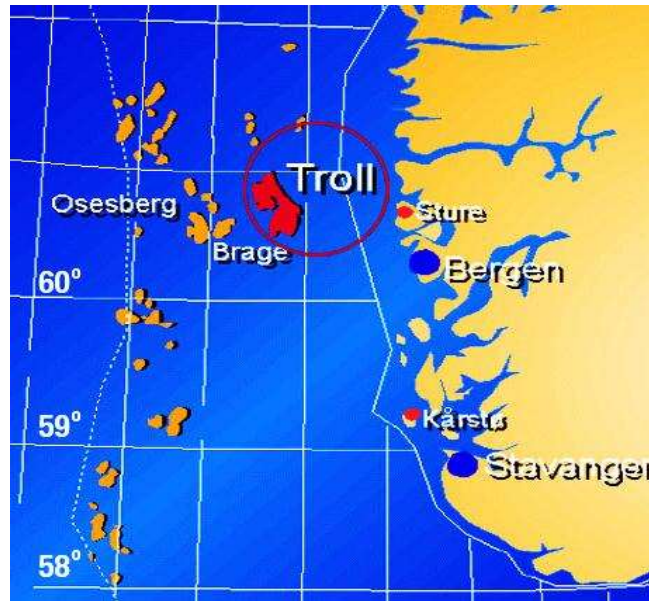


Figura 4. 7 Ubicación del campo Troll ²³

Troll, un campo de gas natural y petróleo, se encuentra en la parte norte del sector noruego del Mar del Norte, en profundidades de agua de 1.033 a 1.132 pies (315 a 345 metros), cerca de 40 millas (65kilómetros) al oeste de *Kollsnes*, cerca de *Bergen*. Las estructuras principales del campo son Troll, Troll Este y Oeste.

Troll se estima que tiene reservas recuperables por un monto de 1.8 billones de metros cúbicos de gas natural y dos millones de barriles de petróleo. Se considera como uno de los mayores yacimientos del Mar del Norte, el campo es operado por *Statoil*, con un 30,59%; *Petoro* tiene el 56%; *A IS Norske Shell* posee el 8,1%; *Conoco Phillips* posee un 1,62%.

Se llegó a la conclusión que la tecnología RMR está calificada para ser utilizada en aguas noruegas.

El reto cuando se utiliza el sistema de RMR es coordinar el arranque de la bomba y dejar de eliminar toda el agua de mar y la contaminación en el sistema de lodo. Esto permitirá re- utilizar casi todo el lodo en las siguientes secciones, con un mínimo de tratamiento y acondicionamiento.²⁴

4.2.1 Ejemplos de recuperación de lodo sin tubo ascendente (RMR)

Está ahora bien establecido el uso del sistema de bombeo submarino RMR sobre todo para pozos perforados por equipos flotantes, en varias partes del mundo como Noruega, Reino Unido y Australia .Aunque los parámetros de configuración del equipo de perforación y la profundidad del agua son diferentes, el sistema RMR típico utilizado a través de estas regiones operativas se muestra en la (Figura4.8). Con la ayuda de este equipo se realizó la perforación de un pozo costa a fuera en Brasil a cargo del principal operador en este país. Los pozos perforados por el principal operador suelen ser perforados en profundidades que van desde los 350 a los 700 m. Las condiciones del fondo marino consisten en arenas razonablemente firmes. Unas de las preocupaciones de perforación es que para estos pozos, la formación Tibau /Guamaré, debajo de la zapata del conductor, puede ser una zona problemática débil, que absorbe fluidos al pozo y hace así una inestabilidad en la perforación, dando como resultado que la tasa de perforación efectiva, la colocación de tuberías de revestimiento (TR's) y la profundidad total del pozo sean difícil de optimizar. Para el montaje de este sistema RMR se necesita un pilote (Figura 4.9) el cual en la parte superior se le instala el módulo de succión y el módulo de las bombas submarinas (Figura 4.10 y 4.11). Cabe mencionar que la colocación de este pilote en el fondo marino se hace al cargarle peso para que penetre el subsuelo.



Figura 4. 8 Sistema RMR típico para perforar aguas profundas.²⁵



Figura 4. 9 Pilote.²⁵



Figura 4. 10 Colocación del sistema de succión.²⁵



Figura 4. 11 Colocación del sistema de bombas.²⁵

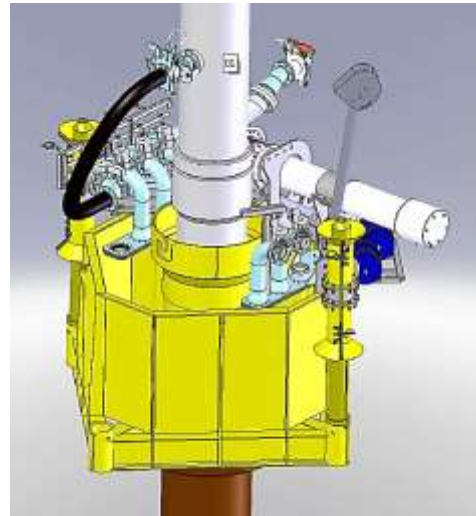


Figura 4. 12 Sistema RMR ya armado.²⁵

El objetivo principal de la operadora es evitar daño al medio ambiente siguiendo rigurosamente el tema de seguridad y protección ambiental. Con el sistema de RMR (Figura 4.12), se puede observar una reducción en la contaminación por los fluidos de perforación que puedan ser vertidos en el mar.

El sistema RMR típico que se utiliza en un equipo de perforación flotante, se instala después de la columna de conductores y bajo presión la cabeza del pozo colocando en su lugar la línea de lodo.

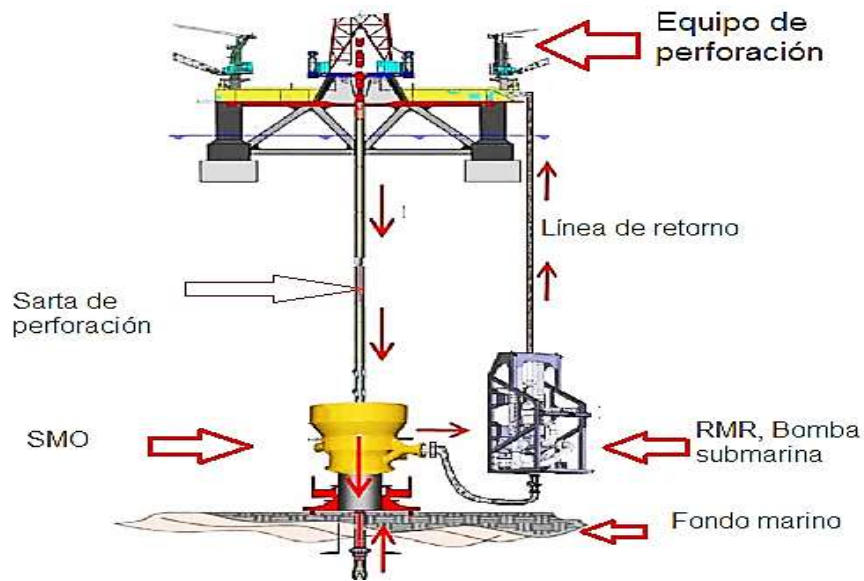


Figura 4. 13 Operación del circuito cerrado de recuperación de lodo del sistema RMR.²⁵

Luego el sistema RMR proporciona una ruta de circulación en circuito cerrado para los fluidos de perforación, que “normalmente” sería vertidos en el fondo del mar durante la perforación de la primera sección en aguas profundas (Figura 4.13). Con este circuito cerrado un sistema de lodo de mejor calidad puede ser utilizado para perforar la sección superior del agujero, para la tubería de revestimiento (TR) superficial dando como resultado; mejor calidad del agujero, mayor capacidad para controlar la zonas de flujo superficial y formaciones problemáticas. Este sistema establece las profundidades de colocación de tuberías de revestimiento (TR) superficial que normalmente son de 22 o 20 pulgadas.

El corazón del sistema RMR comprende; la bomba submarina especializada, el sensor de presión y el sistema de control integrado, que supervisa constantemente la calibración de las bombas del equipo de perforación y el fluido de perforación que se utiliza, así como también monitorea las señales del sensor de presión, la potencia y la velocidad de las bombas submarinas.

El sistema típico RMR tiene un módulo de succión (Figura 4.14), unido a la carcasa del pozo y a la línea de lodo que recoge los líquidos que regresan del pozo. El equipo de aspiración está equipado con un sensor de presión (Figura 4.15), que envía señales al circuito de retorno de la bomba submarina y luego la señal regresa al sistema de controles en superficie a través de los umbilicales.



Figura 4. 14 Módulo de succión²⁵



Figura 4. 15 Sensor de presión colocado en módulo de succión.²⁵

El módulo de la bomba submarina (Figura 4.16), descansa en el fondo del mar y acondicionado para asegurar un trabajo eficaz en la profundidad requerida y la tasa de flujo de fluidos que circulan en el sistema.

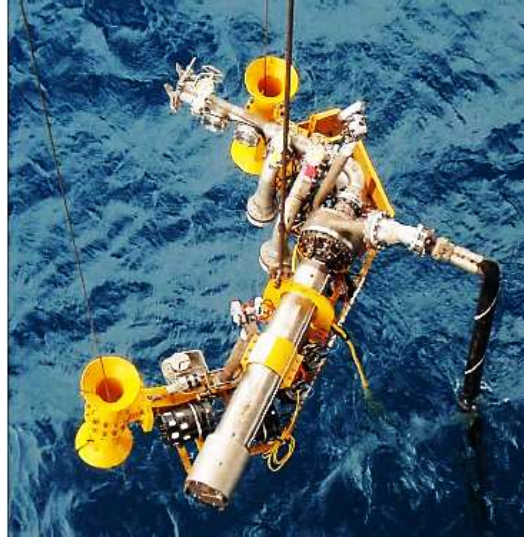


Figura 4. 16 Módulo de bomba submarina.²⁵

Una manguera de succión (Figura 4.17) se conecta entre el módulo de aspiración y el módulo del bomba submarina y proporciona un conducto entre los fluidos de perforación a la bomba, el módulo de la bomba submarina está conectado a una línea de retorno (Figura 4.18) y este se encuentra suspendido en la plataforma (Figura 4.19), esta línea de retorno de lodo transporta los fluido de perforación bombeados del fondo marino hasta la superficie.



Figura 4. 17 Manguera de succión.



Figura 4. 18 Líneas flexibles de retorno.²⁵



Figura 4. 19 Plataforma de manipulación de la manguera con la línea de retorno del lodo instalado.²⁵

Un cabestrante o rodillo enganchador montado en la cubierta (Figura 4.20), envía señales por conducto de un umbilical a la bomba y al sensor de presión monitoreado en el sistema de controles. El sistema que proporciona energía a los controles se encuentran en la cubierta en contenedores denominados de control (Figura 4.21) estos están acondicionados para enviar a la bomba energía y a la vez monitorean el sistema submarino mediante los controles de superficie (Figura 4.22). Además hay un ordenador del sistema de control de RMR instalado en la cabina del perforador (Figura 4.23).²⁵



Figura 4. 20 Cabestrante con umbilical colocado en cubierta.²⁵



Figura 4. 21 Contenedores del sistema de control RMR.²⁵



Figura 4. 22 Control del sistema RMR dentro del contenedor.²⁵



Figura 4. 23 Control del sistema RMR dentro de la cabina del perforador.²⁵

Otro ejemplo de perforación en aguas profundas con el sistema RMR, es el que se realizó como prueba de campo a finales del verano de 2008, en un pozo en el Mar del Sur de China (Figura 4.24), a una profundidad de 4657 pies (1419 m). En este proyecto participaron la junta de proyectos industriales (JIP) y Patronas como socio en el pozo.²⁶



Figura 4. 24 Ubicación del mar del sur de china.²⁶

4.2.2 Aplicación en el Golfo de México

Un ejemplo más de perforación en aguas profundas fue el pozo C-1 el cual comenzó a perforarse el 25 de mayo 2012 en 2260 m de tirante de agua en el Golfo de México.

Los objetivos para el uso del sistema de la CE-Drill en el C-1 fueron los siguientes:

Ayudar a la perforación verdadera (TD) planeada para C-1. Determinar los problemas relacionados con tiempos muertos y pérdidas de circulación. Demostrar que la ECD puede ser eliminada y puede ser manipulada fácilmente según sea necesario. Asegurar una buena limpieza del pozo en todas las secciones. Demostrar que el gas en la parte superior de la tubería submarina de perforación no es un problema durante la perforación con una reducción de nivel del elevador.

El sistema de gradiente doble (DGD)

La tecnología EC-Drill utilizada es una tecnología de última generación de DGD, diseñada para perforar en aguas profundas. El sistema utiliza una bomba submarina instalada en un conjunto elevador modificado (MRJ) para manipular la altura del fluido de perforación en el anillo elevador. Mediante la manipulación del nivel de líquido en el tubo ascendente es posible alterar la presión hidrostática vista por el pozo, controlando así la ECD durante la perforación. El sistema también agrega beneficios al hacer posible la evaluación de la presión de poro y gradiente de fractura, y la indicación de la pérdida lo que reduce el daño de formación.

Su efecto se entiende mejor al compararlo con una convencional, RCD (contrapresión). Sistema basado MPD: Mientras que el Sistema de RCD "virtualmente se extiende", a la altura de una columna de fluido mediante la aplicación de presión de retorno generando un gradiente de presión, el sistema de la EC-drill reduce la altura real de una columna de fluido más pesado, lo que permite un degradado significativamente más plano en la presión del lodo, mucho más cercana a la de la naturaleza. Esto conduce a una presión significativamente

inferior a la zapata, mientras se mantiene la presión requerida para controlar el contenido de la formación en el intervalo perforado.

Para esta operación específica, el módulo de la bomba submarina (SPM) se instala en tres etapas en conjunto del elevador modificado, para bombear el lodo que regresa de nuevo a la superficie desde una profundidad de 400 metros. Los motores, otros equipos eléctricos y el sistema hidráulico se integran en el módulo de la bomba submarina (SPM), estas bombas submarinas de tipo disco se han probado en el campo en el sistema (RMR). La bomba puede manejar el lodo de perforación con recortes de hasta 2,5 pulgadas y hasta Gas libre 10 %.

Si es necesario para una aplicación específica, es bastante fácil para aumentar la presión disponible de la bomba mediante la adición de una cuarta etapa, o incluso añadir otra SPM en serie con el fin de aumentar el funcionamiento de este sistema.

El sistema DGD utilizado consiste en equipos de superficie y submarino. La integración de sistemas y equipo de perforación fue aprobado por DNV según DNV - OS- E101.

Los principales componentes en el sistema se indican en la (Figura 4.25) y se describen a continuación.

4.2.3. Descripción general del sistema.

Equipos de superficie:

1.- Oficina y contenedor de herramienta: aquí se tiene el monitor de los controles eléctricos de DGD y el equipo para conectar el sistema CE-drill a la plataforma.

2.- Contenedores de control: el contenedor de control aloja el equipo de energía para el SPM; incluyendo una unidad de frecuencia variable (UFV), un transformador para aumentar el voltaje, el sistema de control interno. Un sistema de detección de gas se instala junto con la ventilación y el aire acondicionado.

3.- Torno con umbilical: El umbilical se utiliza para transferir señales de potencia para el SPM.

4.- Manejo de la manguera de la plataforma (HHP): Permite el despliegue seguro y sin problemas de la línea de retorno del lodo (LMR).

5.- Sistema de control y monitoreo (CMS): La función principal del CMS computarizado es controlar el SPM para mantener un nivel deseado en el elevador y controlar el fluido de retorno. Control de la presión en el fondo, el elevador de perforación y el ajuste de la VFD para cambiar la velocidad de los motores y las bombas submarinas que deben mantenerse constantes.

Equipo submarino:

6.- Módulo de la bomba submarina: La bomba submarina, motores y tuberías están instaladas en un módulo que se conecta al elevador. El módulo de la bomba submarina contiene válvulas, sensores igual que el módulo de control y este es el centro de las señales de control submarino.

7.- Línea de retorno del lodo (LMR). El sistema CE-DRILL utiliza mangueras flexibles de retorno como conducto del flujo del fluido de perforación y transporte de los recortes.²⁷

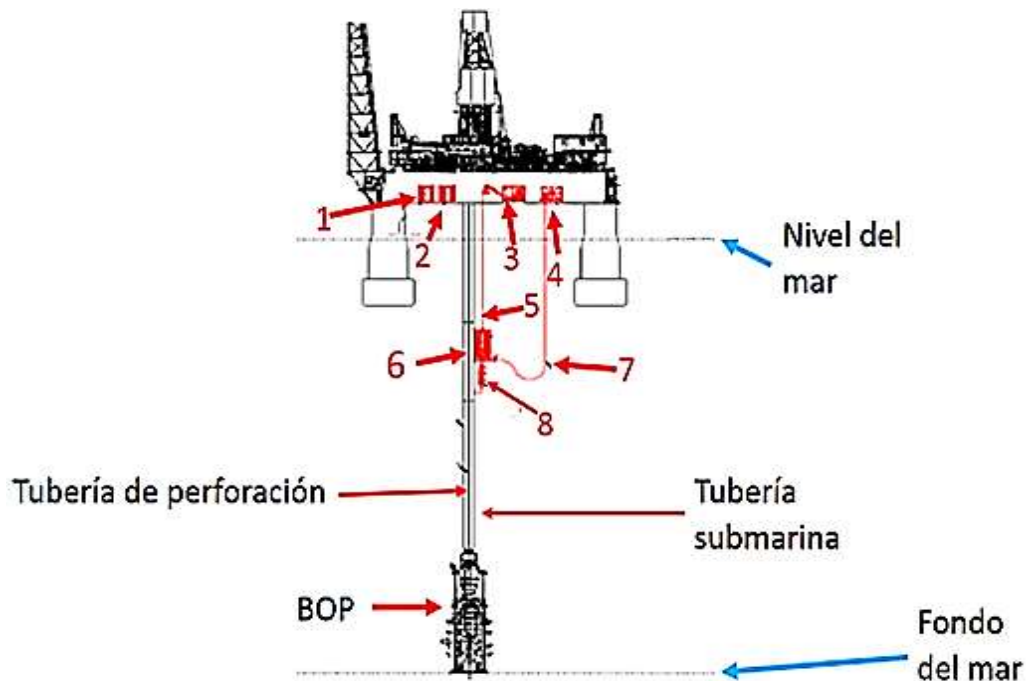


Figura 4. 25 Principales componentes del sistema.²⁷

Capítulo V

Propuesta de diseño de perforación de un pozo en aguas profundas del Golfo de México, utilizando la tecnología de Gradiente Dual

5.1. Antecedentes

Esfuerzo vertical: Se puede definir como el peso creado de los materiales sobre la profundidad de interés.

La magnitud del esfuerzo vertical S_v es equivalente a la integración de las densidades de la roca desde la superficie hasta la profundidad de interés z . En otras palabras:

$$S_v = \int_0^z \rho(z)gdz \approx \bar{\rho}gz \quad (5.1)$$

Donde:

S_v = Esfuerzo vertical [Kg/cm^2].

$\rho(z)$ = Densidad en función de la profundidad. [gr/cm^3].

g = Aceleración de la gravedad [m/s^2].

$\bar{\rho}$ = Densidad promedio de la sobrecarga [gr/cm^3].

z = Profundidad vertical. [m].

En áreas costa afuera, esta expresión se debe corregir por el tirante de agua:

$$S_v = \rho_w gz_w + \int_{z_w}^z \rho(z)gdz \approx \rho_w gz_w + \bar{\rho}g(z - z_w) \quad (5.2)$$

Donde:

$\rho_w = 1.04$ [gr/cm^3] Densidad considerada del agua de mar.

z_w = Tirante de agua [m].

Presión de poro: La presión de poro se define como un potencial escalar hidráulico que actúa en un espacio de poros interconectados a una profundidad dada. El valor de la presión de poro a profundidad es normalmente descrita en relación de la presión hidrostática (o normal), que es la presión asociada con una columna de agua desde la superficie hasta la profundidad de interés.

Presión normal: Se considera presión de poro normal cuando la presión de formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica a la profundidad de interés. Esta presión es expresada como un gradiente hidrostático.

La presión de poro hidrostática se incrementa con la profundidad a una tasa de 10 [MPa/Km] ó 0.44 [psi/ft] (dependiendo de la salinidad del agua). La presión de poro hidrostática P_p^{hidro} , implica la existencia de una red de poros y fracturas interconectados desde la superficie terrestre hasta la profundidad de interés.

$$P_p^{hidro} = \int_0^z \rho_w(z)gdz \approx \rho_w gz_w \quad (5.3)$$

Donde:

$\rho_w = 1.04 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$ Densidad considerada del agua de mar.

g = Aceleración de la gravedad $\left[\frac{m}{s^2} \right]$.

z_w = Tirante de agua [m].

La presión de poro puede exceder el valor de la presión hidrostática en un volumen poroso confinado a una profundidad, conceptualmente el valor máximo de la presión de poro es el esfuerzo vertical o sobrecarga S_V , es también conveniente expresar a la presión de poro en términos de λ_p , donde $\lambda_p = P_p/S_V$, la relación de la presión de poro con el esfuerzo vertical. Una presión de poro litoestática significaría que la presión de poro de la roca es equivalente al esfuerzo vertical S_V .

En general la presión de poro se considera en términos cuasi-estáticos y se considera constante al momento de realizar algún cálculo.

Calculo de la presión de poro utilizando Eaton.

El método original de Eaton consiste en el cálculo del esfuerzo efectivo en las cinco ecuaciones siguientes:

➤ Velocidad sónica V :

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{V}{V_N} \right)^3 \quad (5.4)$$

Donde:

σ_N = Esfuerzo efectivo normal.

V = Velocidad sónica leída [m/s].

V_N = Velocidad sónica de la línea de tendencia de compactación normal [$\mu s/ft$].

El esfuerzo efectivo normal se define como:

➤ Tiempo de tránsito Δt :

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{\Delta t_N}{\Delta t} \right)^3 \quad (5.5)$$

Donde:

Δt_N = Tiempo de tránsito de la línea de tendencia de compactación normal.

Δt = Tiempo de tránsito leído del registro [$\mu s/ft$].

σ_N = Esfuerzo efectivo normal.

➤ Resistividad R :

$$\sigma = \sigma_N \left(\frac{R}{R_N} \right)^{1.2} \quad (5.6)$$

Donde:

σ_N = Esfuerzo efectivo normal.

R = Resistividad leída [Ohm.m].

R_N = Resistividad de la línea de tendencia de compactación normal [Ohm.m].

P_{pN} = Presión de poro normal, es la presión correspondiente a una columna hidrostática de agua a la profundidad de interés [Kg/cm^2].

S_v = Esfuerzo de sobrecarga [Kg/cm^2].

Se utilizó el principio de Tarzeghi²⁸ para calcular la presión de poro, el cual establece lo siguiente:

$$S_v = \sigma + P_p \quad (5.7)$$

$$P_p = S_v - \sigma \quad (5.8)$$

Donde:

P_p = Presión de poro [Kg/cm^2].

S_v = Esfuerzo vertical. [Kg/cm^2].

σ = Esfuerzo efectivo.

Presión de fractura: Se le denomina presión de fractura a la presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. Existen muchos métodos desarrollados para estimar la presión y gradientes de fractura en la literatura.

$$P_{fr} = P_p + \left[\left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (S_v - P_p) \right] \quad (5.9)$$

Donde:

P_{fr} = Presión de fractura $[Kg/cm^2]$.

P_p = Presión de poro $[Kg/cm^2]$.

ν = Relación de Poisson.

S_v = Esfuerzo vertical $[Kg/cm^2]$.

Eaton²⁹ utilizó la teoría de elasticidad para determinar el término K , la cual define que la compresión horizontal se genera cuando una formación sometida a esfuerzos verticales, está limitada elásticamente a expandirse lateralmente:

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} \quad (5.10)$$

Donde:

ν = Relación de Poisson

Eaton:

$$\nu = (0.0645)(\ln(z)) - 0.0673 \quad (5.11)$$

Brocher³⁰

$$\nu = 0.8835 - (0.315) \left(\frac{v_p}{1000} \right) + (0.0491) \left(\frac{v_p}{1000} \right)^2 - (0.0024) \left(\frac{v_p}{1000} \right)^3 \quad (5.12)$$

5.2. Descripción del campo

La localización del pozo Yeyo-1 se encuentra en la zona económica exclusiva del Golfo de México (Figura 5.1), frente a la costa del Estado de Tamaulipas (Playa Bagdad) a 215 Km y a 250 Km de la Ciudad de Matamoros, a 36 Km del límite fronterizo entre México Y E.U.A.; en las siguientes coordenadas:

Coordenadas UTM X=312086.68 m Y=2863590.81m.

Coordenadas geográficas: Latitud 25° 41' 33.55" N y Longitud 95° 0' 54.262" W.
Esta localización está dentro de proyecto del Área Perdido.³¹

El pozo Yeyo-1 tiene un tirante de agua de 2951 metros según el estudio de riesgo somero, por lo que se considera un pozo de aguas ultra profundas.

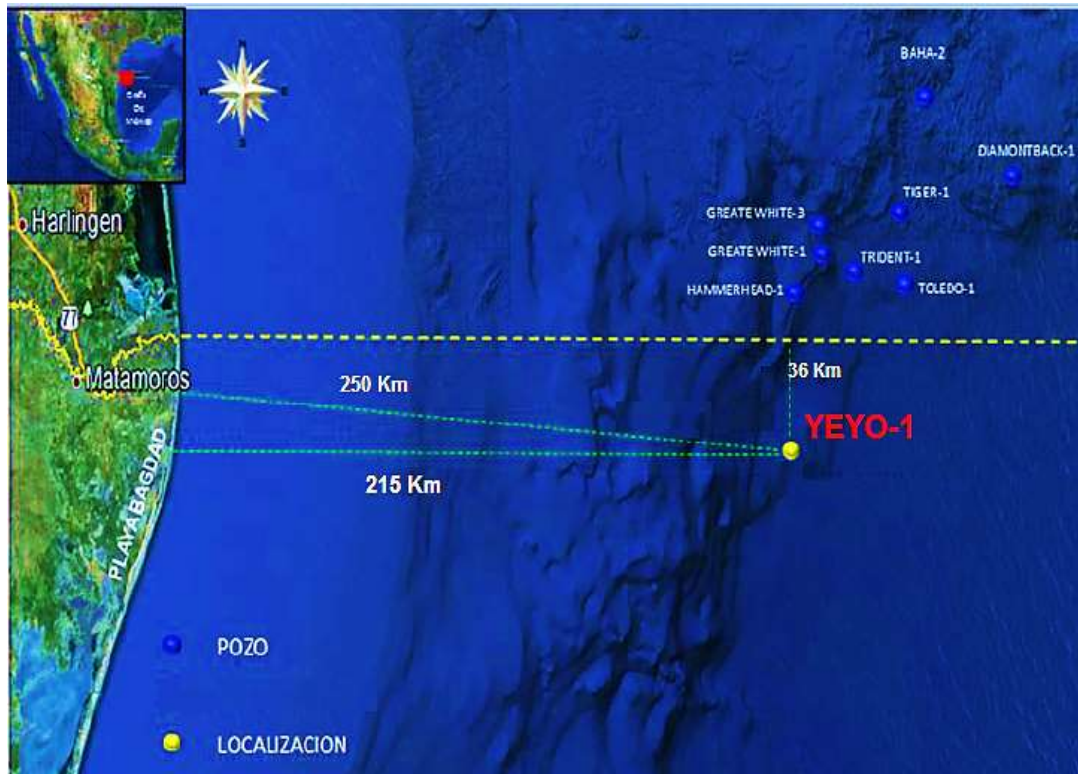


Figura 5. 1 Localización del pozo Yeyo-1.

5.3. Columna geológica probable

En la Tabla 5.1 podemos observar que existen tres objetivos a lo largo de la columna geología que se pretende perforar. El primer objetivo se considera puede estar localizado a una profundidad aproximada de 4345-4374 metros con una posible espesor de 827 m, en este objetivo se puede encontrar una litología de arenisca de grano fino a medio con intercalaciones de lutita y cuarzo pertenecientes al eoceno superior.

Tabla 5. 1 Descripción de la posible columna geológica para el pozo Yeyo-1.

Intervalo [m]		Descripción litológica	Espesor [m]	Edad
2992	2951	Sedimentos recientes.	41	
3050	3074	Arcillas hemipléjicas intercaladas con láminas delgadas de arenas poco consolidadas.	24	Plio-pleistoceno
3190	3219	Canales amalgamados intercalados con láminas de arenas y lutitas.	29	Mioceno
3440	3469	Areniscas con grano fino a medio con intercalaciones de lutita.	29	Oligoceno
3570	3599	Areniscas con grano fino a medio con intercalaciones de lutita.	29	Oligoceno frío
4345	4374	Areniscas con grano fino a medio con intercalaciones de lutita y cuarzo.	31	Obj. 1 eoceno superior
5090	5201	Areniscas con grano fino a medio con intercalaciones de lutita y cuarzo.	111	Eoceno inferior
5300	5446	Areniscas con grano fino a medio con intercalaciones de lutita y cuarzo.	146	Obj. 2 Eoc. Inf. wilcox
5680	5888	Areniscas turbidíticas con intercalaciones de lutitas.	208	Paleoceno
6063	6334	Cuerpo de lutitas en la parte superior del paleoceno.	271	Big Shale
6210	6505	Areniscas con grano fino a medio con intercalaciones de lutita y cuarzo.	295	Obj. 3 Paleoceno Whopper
6640	7006	Areniscas con grano fino a medio con intercalaciones de lutita y cuarzo.		Profundidad total programada

El segundo objetivo se encuentra a una profundidad de 5300 - 5446 metros aproximadamente, tiene un espesor de 442 metros; la litología es igual al del primer objetivo, la edad en la que se encuentra este objetivo es el eoceno inferior.

Finalmente el tercer objetivo para este pozo se encuentra a una profundidad aproximada de 6210- 6505 metros, el espesor es de 501 m, la edad en la que se encuentra es el paleoceno la litología es igual a la de los objetivos anteriores. De tal manera que podemos decir que la litología de este pozo la compone principalmente arenas y lutitas.

5.4. Procedimiento de cálculo de la ventana operativa y diseño del Gradiente Dual

El siguiente diagrama de flujo muestra un resumen de la forma que se trabajó para realizar el cálculo de la ventana operativa y el gradiente dual.

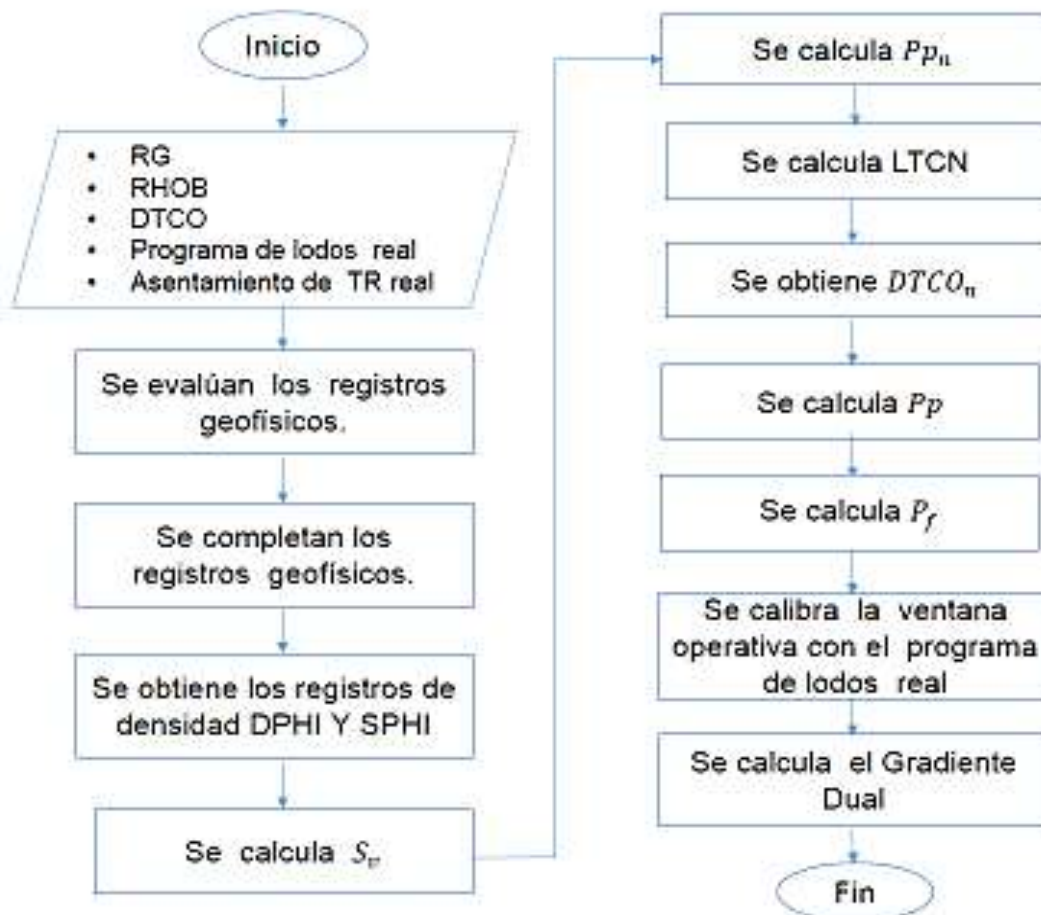


Figura 5. 2 Diagrama de flujo del cálculo del gradiente dual.

5.4.1. Evaluación de los registros geofísicos

Se tuvo acceso a la información de los registros geofísicos como Rayos Gama (GR), Densidad de la formación (RHBO), Tiempo de tránsito compresional (DTCO) así como el programa de lodos real y el asentamiento de Tubería de revestimiento (TR) real, del pozo al cual aplicaremos el gradiente dual.

A continuación se evalúan y se grafican los registros geofísicos, con la finalidad de poder confirmar que dichos registros están completos y poder proseguir con el cálculo de los demás registros, que son útiles para el cálculo de la ventana operativa del gradiente dual.

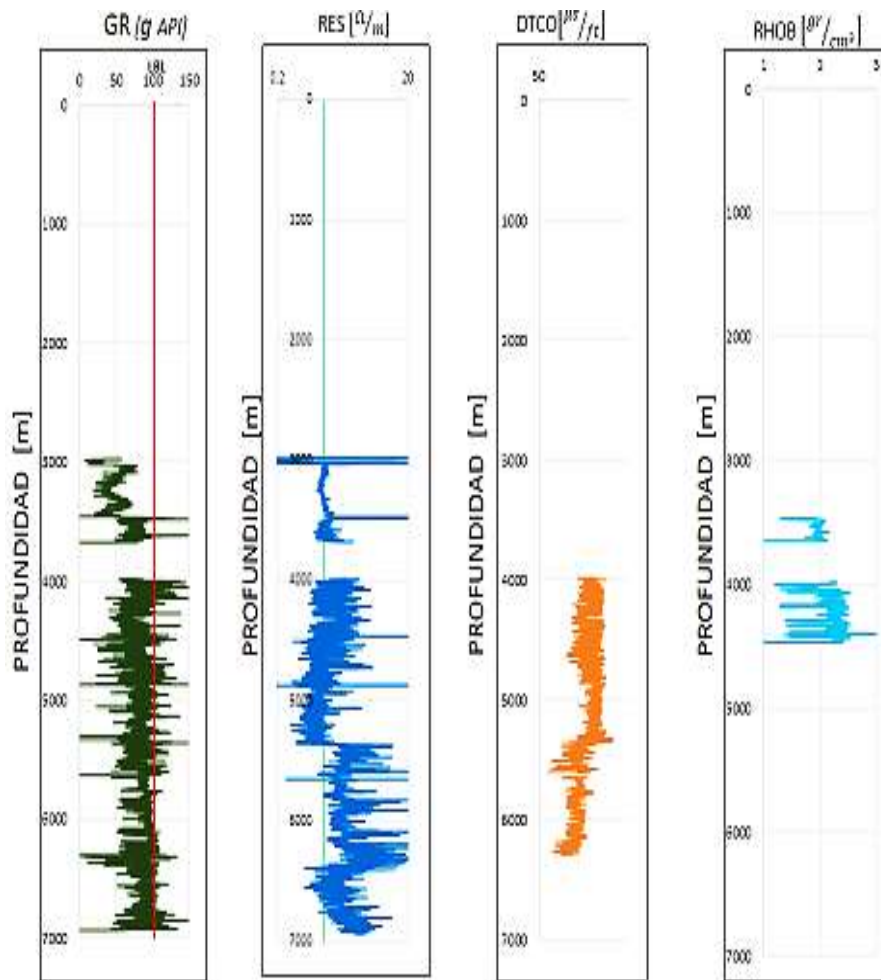


Figura 5. 3 Gráficas de los registros geofísicos.

En la (Figura 5.3) se muestran los registros geofísicos ya evaluados y graficados, aquí podemos observar que la información en cuanto a los datos están incompletos y se observa que los registros no empiezan a la misma profundidad, lo que procede es completar las partes que están incompletas y así poder tener los carriles completos y trabajar en el cálculo del gradiente dual.

5.4.2. Registros geofísicos de pozo a completar

Con el apoyo de las siguientes correlaciones, se procedió a completar los registros geofísicos:

Correlación de Faust³².

$$\Delta t = (513) \left[\left(\frac{Z}{0.3048} \right) (Res) \right]^{-1/6} \quad (5.13)$$

Donde:

Δt = Lectura del registro de tiempo de tránsito compresional (DTCO) en la profundidad de medición $[\mu s / ft]$.

Z = Profundidad $[m]$.

Res = Lectura del registro Resistivo $[Ohm.m]$.

Despejando el término (Res) se tiene que:

$$Res = \left(\frac{0.3048}{Z} \right) \left(\frac{513}{\Delta t} \right)^6 \quad (5.14)$$

Donde:

Res = Lectura del registro resistivo en la profundidad de interés $[Ohm.m]$.

Z = Profundidad $[m]$.

Correlación de Gardner.³³

$$\Delta t = \frac{304800}{\left(\frac{\rho b}{1.75}\right)^{0.265}} \quad (5.15)$$

Donde:

Δt = Lectura del registro de tiempo de transito compresional (DTCO) en la profundidad de medición [$\mu s/ft$].

ρb = Valor del registro de densidad (RHOB) en la profundidad de medición.

Despejando ρb se tiene que:

$$\rho b = (1.75) \left(\frac{304800}{\Delta t}\right)^{0.265} \quad (5.16)$$

Donde:

ρb = Valor del registro de densidad (RHOB) en la profundidad de medición [gr/cm^3].

Δt = Lectura del registro de tiempo de transito compresional (DTCO) en la profundidad de medición [$\mu s/ft$].

Se debe considerar que para poder aplicar las correlaciones y poder completar los registros, se deben tomar en cuenta las tres reglas que a continuación se mencionan.

- 1.- Si se tiene el registro sónico podemos completar el Resistivo y después el RHOB o viceversa aquí no importa el orden en que se trabajen.
- 2.- Si se tiene el registro Resistivo se debe completar el sónico y después el RHOB.
- 3.- Si se tiene el registro RHOB se debe completar el sónico y después el Resistivo.

El siguiente diagrama de flujo (Figura 5.4), muestra en resumen la forma en cómo se trabajaron las tres reglas antes mencionadas, para poder completar los registros.

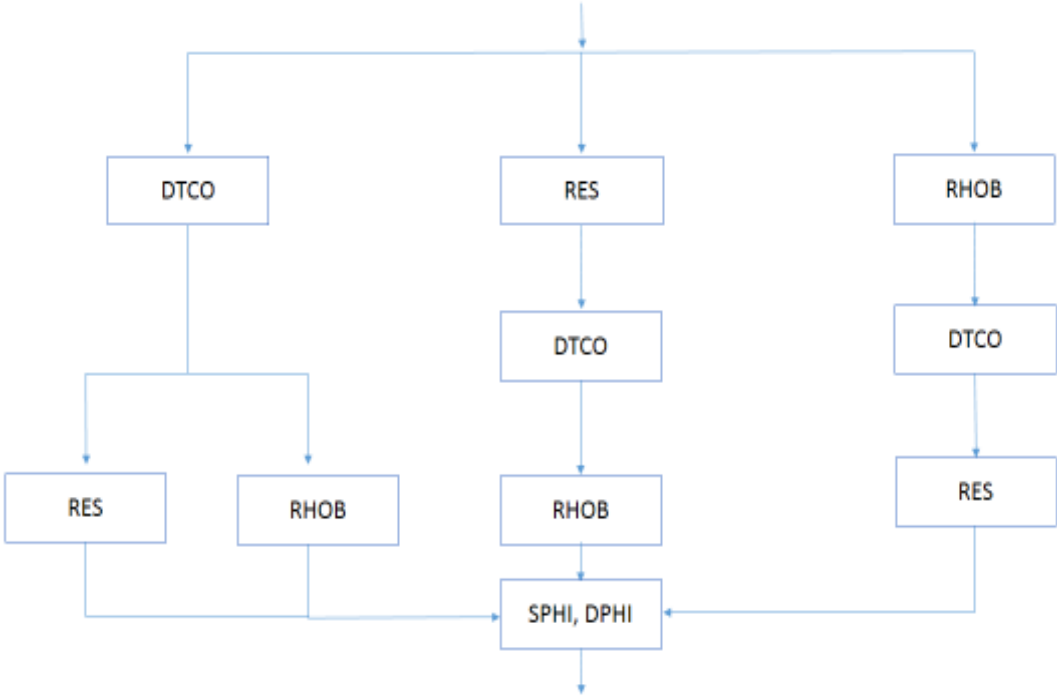


Figura 5. 4 Diagrama de flujo para completar los registros geofísicos.

La (Figura 5.5) muestra el grafico de los registros ya completos, esto se realizó siguiendo el diagrama de flujo anterior y utilizando las correlaciones pertinentes fue como se obtuvieron estos gráficos.

Es importante mencionar que estos registros utilizados, no fueron sometidos a ningún proceso de calibración, por lo que los registros y cálculos se realizaron con fines meramente académicos.

Al observar el registro de rayos gama (GR) de la (Figura 5.5) y considerando la línea base de lutitas (LBL), se puede afirmar que la mayor parte de roca existente en el pozo Yeyo-1 son lutitas, pues observamos en este registro que el porcentaje de este tipo de roca va de 70% a 90% aproximadamente.

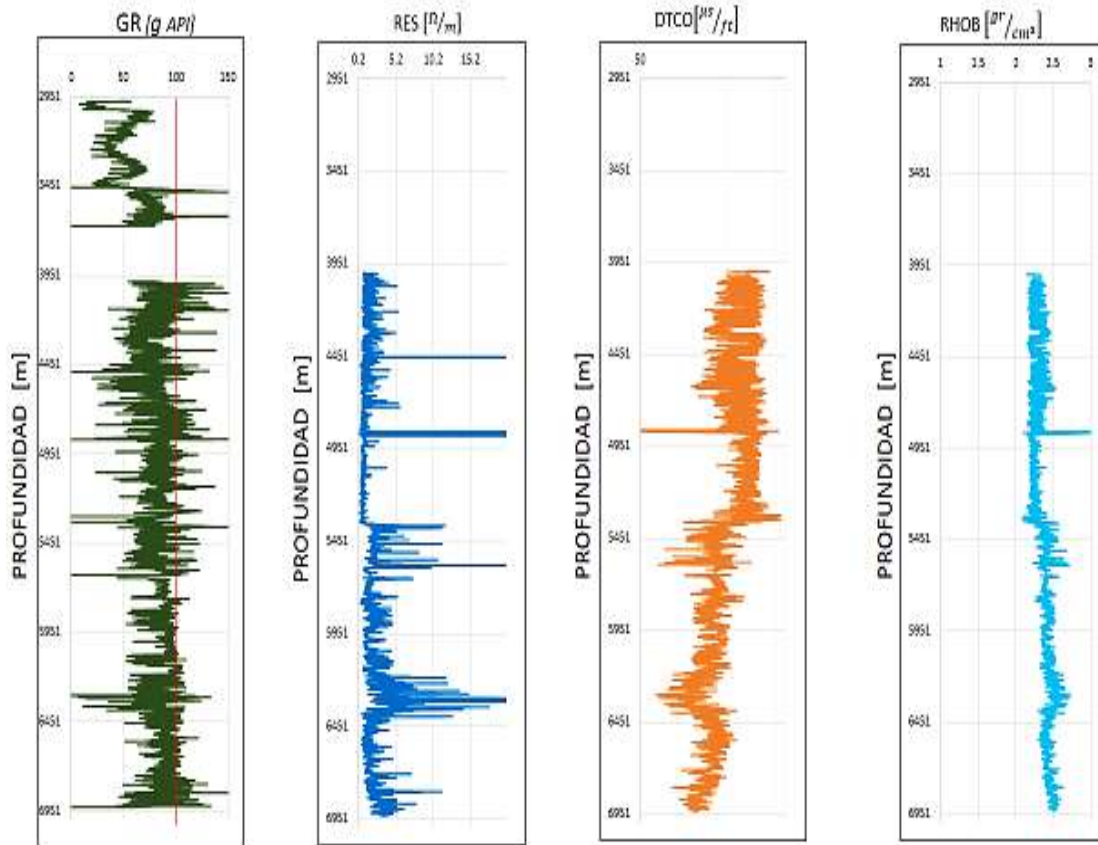


Figura 5. 5 Carriles completos de los registros geofísicos.

Esta información es importante porque se debe considerar el tipo de roca predominante, para los cálculos que se realizarán más adelante.

5.4.3. Cálculo de los registros de porosidad densidad ρ_D (DPHI) y ρ_S (SPHI)

Una vez que ya se tiene todo el carril completo de los registros (Figura 5.4), el siguiente paso es calcular los valores de los registros de densidades ρ_D (DPHI) y ρ_S (SPHI), por facilidad de cálculo, se consideró que la matriz de roca está conformada por lutitas; por lo que se utilizaron las siguientes ecuaciones:

Para ρ_D (DPHI)

$$\rho_b = (1 - \varphi)\rho_m + \varphi\rho_{fl} \quad (5.17)$$

Donde:

ρ_m = Densidad de la matriz de la roca el valor de 2.6 por ser lutitas.

$\rho_{fl} = 1.04$ [gr/cm^3] Valor considerado para la densidad de agua de mar.

ρ_b = RHOB.

Despejando ϕ se tiene la siguiente ecuación:

$$\rho_D = \frac{2.6 - \rho_b}{2.6 - 1.04} \quad (5.18)$$

Para ϕ_S (SPHI) se utiliza la ecuación de Willy

$$\Delta t = (1 - \phi)(\Delta t_m) + (\phi)(\Delta t_f) \quad (5.19)$$

Donde:

Δt_m = Valor de la velocidad en la matriz de la roca 89.385 considera como lutita.

Δt_f = Valor de la velocidad del fluido a través de la roca 203.2.

Sustituyendo

$$DTCO = (1 - \phi)(89.385) + (\phi)(203.2) \left[\frac{ms}{ft} \right] \quad (5.20)$$

Despejando

$$\phi_S = \frac{DTCO - 89.385}{203.2 - 89.385} \quad (5.21)$$

5.4.4. Cálculo del esfuerzo vertical S_v

Se calcula el esfuerzo vertical S_v utilizando la siguiente ecuación:

$$S_v = \int_0^{WD} \rho_w g dz + \int_{WD}^Z \rho_z g dz \quad (5.22)$$

La ecuación (5. 22) se trabajó de la siguiente manera:

$$S_v = \frac{(W_D)(\rho_w)}{10} + \sum_{n-1}^n \frac{(\rho_z)(z_n - z_{n-1})}{10} \quad (5.23)$$

Donde:

S_v = Esfuerzo vertical en $[Kg/cm^2]$.

W_D = Tirante de agua [m].

$\rho_w = 1.04 [gr/cm^3]$ Valor considerado para la densidad de agua de mar.

z = Profundidad [m].

ρ_z = Densidad de la formación e función de la profundidad en $[gr/cm^3]$.

5.4.5. Cálculo de presión de poro normal P_{pn}

Se calculó la presión de poro normal P_{pn} utilizando la siguiente formula.

$$P_{pn} = \frac{(\rho_w)(z)}{10} \quad (5.24)$$

Donde:

$\rho_w = 1.04 [gr/cm^3]$ Valor considerado para la densidad de agua de mar.

z = Profundidad [m].

5.4.6. Cálculo de la línea de tendencia de compactación normal (LTCN)

Se prosiguió a calcular y graficar la línea de tendencia de compactación normal (LTCN), apoyándonos en el registro de tiempo de transito compresional (DTCO) en donde se trazó la línea.

En la (Figura 5.6) observamos que en el rango de profundidad de 4000 a 5000 m, se presenta una línea de tendencia normal, se consideró una presión normal hasta los 5300 m de profundidad y conforme aumenta la profundidad ya existen zonas de baja y alta presión.

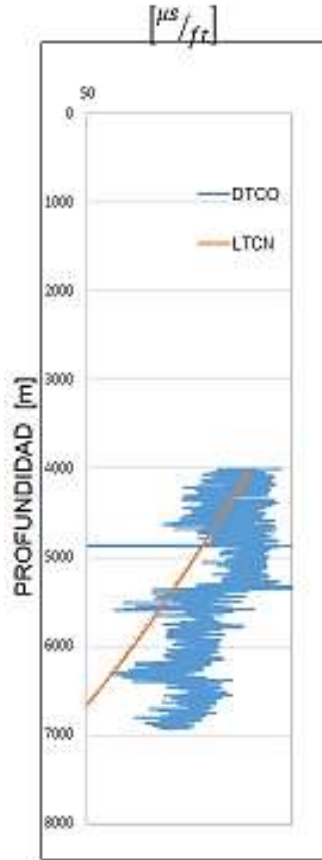


Figura 5. 6 Grafica de la línea de tendencia de compactación normal (LTCN).

5.4.7. Cálculo de tiempo de transito compresional normal (Δt_n)

Lo siguiente fue calcular el Δt_n , éste se calculó utilizando la ecuación de la recta de la línea de tendencia de compactación normal (LTCN) la cual se muestra a continuación:

$$\Delta t_n = 405.71e^{-3E-04z} \quad (5.25)$$

Donde:

Δt_n = Tiempo de tránsito normal [$\mu\text{s}/\text{ft}$].

z = Profundidad [m].

5.4.8. Cálculo de la presión de poro P_p

El cálculo de la presión de poro P_p se usó la siguiente ecuación:

$$P_p = S_v - \left[(S_v - P_{pn}) \left(\frac{\Delta tc_n}{\Delta tc} \right)^3 \right] \quad (5.26)$$

Donde:

P_p = Presión de poro en $[Kg/cm^2]$.

S_v = Esfuerzo vertical $[Kg/cm^2]$.

P_{pn} = Presión de poro normal $[Kg/cm^2]$.

Δtc_n = Lectura del registro sísmico normal $[\mu s/ft]$.

Δtc = Lectura del registro sísmico $[\mu s/ft]$.

5.4.9. Cálculo de la presión de fractura P_f

Para calcular la presión de fractura P_f se emplearon las siguientes ecuaciones:

$$P_{fr} = P_p + \left[\left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (S_v - P_p) \right] \quad (5.27)$$

Donde:

P_{fr} = Presión de fractura en $[Kg/cm^2]$.

P_p = Presión de poro $[Kg/cm^2]$.

S_v = Esfuerzo vertical $[Kg/cm^2]$.

ν = Relación de Poisson utilizado nomograma o curva de Eaton.

$$\nu = (0.0645)(\ln(z)) - 0.0673 \quad (5.28)$$

5.4.10. Calibración de la ventana operativa

Enseguida se calibró la ventana operativa utilizando el programa de lodos real, en esta parte lo que se hizo fue graficar el programa de lodos real en la ventana operativa calculada, para poder observar de qué manera se podría trabajar es decir, que el programa de lodos real quedara lo más centrado en la presión de poro (P_p) y presión de fractura(P_f), esto se toma como referencia para poder calcular el programa de lodos de Gradiente Dual. La manera de calibrar esta ventana fue variar el coeficiente de la relación de Poisson, o utilizar otra ecuación de la relación de Poisson. También se debe mencionar que los valores de presión de poro (P_p), presión de fractura (P_f), esfuerzo vertical (S_v) y presión de poro normal (P_{pn}) fueron utilizados para graficar.

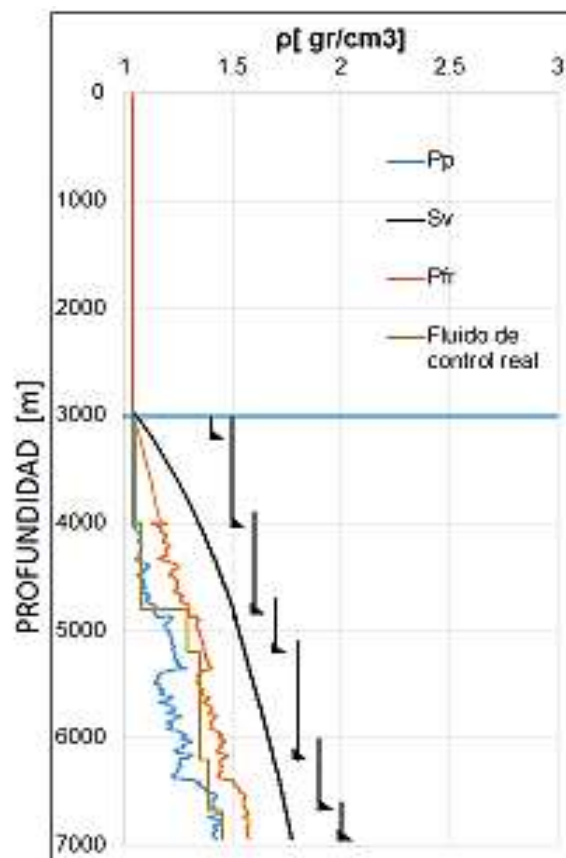


Figura 5. 7 Grafica de calibración de fluido de control.

Al evaluar las ecuaciones (5.11) y (5.12) de la relación de Poisson, se observó que el comportamiento en la curva de presión de fractura no ajustaba con el lodo real utilizado durante la perforación del pozo Yeyo-1, por lo que se decidió utilizar el valor de 0.3 de la relación de Poisson como un parámetro de calibración en vez de un parámetro físico. Esto puede deberse a la naturaleza de los datos de los registros geofísicos comentados con anterioridad en este capítulo.

5.4.11. Cálculo del Gradiente Dual

Con la ventana operativa calibrada se prosiguió a calcular el programa de lodos real, con los valores de presión y profundidades, podemos calcular la densidad del lodo que se puede utilizar para perforar en cada etapa de nuestro pozo, a continuación se menciona la manera como se trabajó para obtener la densidad del lodo parara cada etapa.

Se debe mencionar que en una sola grafica se graficaron las líneas de presión de poro y presión de fractura calculadas para poder tener una referencia y así poder proponer los valores de profundidad hasta donde se consideraría se podría perforar cada una de las etapas.

Primer etapa: Con el tirante de agua que se tiene de 2921m se calcula el valor de presión en el fondo marino utilizado la siguiente ecuación:

$$P = \frac{\rho_w z_w}{10} \quad (5.29)$$

Donde:

P = Presión en $[Kg/cm^2]$.

$\rho = 1.04 [gr/cm^3]$ valor de densidad considerado para agua de mar.

z_w = Fondo marino 2921[m].

Sustituyendo los valores en la ecuación (5.29) obtenemos el siguiente resultado.

$$P = \frac{(1.04)(2921)}{10} = 306.904 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$$

En seguida, a partir del gráfico de presión de poro y fractura, se propone una profundidad hasta donde se podría perforar la primera etapa, de igual manera se propuso un valor de presión a esa profundidad. Con los valores tanto de presión y profundidad inicial y final, se realiza el cálculo de densidad de lodo para esta etapa, despejando la densidad de la ecuación (5.29). El valor que se consideró de profundidad final es de 4800 m y el valor de presión es de 560 [kg/cm²].

Como se mencionó anteriormente para este cálculo, se utiliza los valores de la diferencia de presión inicial y final así como de profundidad inicial y final, por lo que la ecuación queda expresada de la siguiente manera.

$$\rho = \frac{(p_f - p_i)(10)}{(z_f - z_i)} \quad (5.30)$$

Donde:

ρ = Densidad en [gr/cm³].

p_i = Presión inicial [Kg/cm²].

p_f = Presión final [Kg/cm²].

z_i = Profundidad inicial [m].

z_f = Profundidad final [m].

Al sustituir los valores en la ecuación el resultado obtenido es el siguiente:

$$\rho = \frac{(560 - 306.904)(10)}{(4800 - 2921)} = 1.3688 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$$

Se debe mencionar que para tener el mejor resultado se realizó la gráfica de profundidad contra densidades; como se sabe es un gráfico en donde aparecen las líneas de presión de poro y fractura calculadas, así como el valor de densidad que se acaba de calcular. Esto se menciona porque al graficar el valor de densidad de lodo, se puede definir si la línea que se dibuja de densidad está en medio de las líneas de presión de poro y presión de fractura, que es lo ideal o lo que se busca en una ventana operativa, de igual forma podemos darnos cuenta si a la profundidad y presión propuestas, la línea de densidad se pega más a la línea de presión de poro o fractura. Si se presenta algo así, es decir que la línea de densidad este pegada o encimada a la línea de presión de poro o fractura, lo que procede es variar los valores propuestos de profundidad final y presión final, considerar un valor mayor o menor al propuesto según convenga y según se mueva la línea de densidades, de manera que la línea de densidad de lodo para esta etapa debe estar lo más centrada posible entre las líneas de presión de poro y presión de fractura calculadas.

Segunda etapa: Para el cálculo de la densidad del lodo para esta etapa, se considera como profundidad inicial la profundidad a la que se encuentra el fondo marino que es de 2951 m y la presión inicial siempre será la presión calculada en el fondo marino, que para nuestro caso es de $306.904 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$. Se consideran siempre fijas o iniciales tanto la profundidad de fondo marino como el valor obtenido de presión a esa profundidad, porque en gradiente dual se trabaja siempre desde arriba es decir, se consideran fijos esos valores y se propone una profundidad conveniente hasta donde se podría trazar la línea de gradiente dual.

Con los valores de profundidad y presión fijos, se procede a observar el gráfico de presión de poro y presión de fractura calculadas, para poder proponer una profundidad a donde posiblemente llegara esta segunda etapa de perforación, de manera similar se propone una profundidad y una presión final, el valor de profundidad final considerado para esta etapa es de 6425 m y la presión final es de $885 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$.

Al sustituir los valores en la ecuación (5.30) el valor del lodo calculado para esta etapa es el siguiente:

$$\rho = \frac{(885-306.904)(10)}{(6425-2921)} = 1.6640 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$$

Igual que en la primer etapa, la línea de densidad de lodo calculado debe estar en medio de las líneas de presión de poro y presión de fractura, en caso de que la línea de densidad este pegada, o encimada a la línea de presión de poro o a la línea de presión de fractura, se tienen que variar los valores propuestos de profundidad final y presión final según convenga, de modo que la densidad se encuentre en medio de las líneas de presión de poro y presión de fractura.

Tercer etapa: Para esta última etapa como en las anteriores se consideran fijos los valores de profundidad inicial y presión inicial, ahora bien; la diferencia que existe en las etapas anteriores, es que el valor de profundidad final no se propone, se consideró como profundidad final el valor hasta donde llega el pozo cuyo valor es de 6933.2856 m, únicamente se propone el valor de la presión final que para nuestro caso fue de 1035 $\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se utiliza nuevamente la ecuación (5.30); al sustituir los valores se obtuvo un resultado de densidad para esta última etapa de:

$$\rho = \frac{(1035-306.904)(10)}{(6933.2856-2921)} = 1.8283 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$$

La Tabla 5.2 muestra de manera resumida los valores del programa de lodos aplicando gradiente dual, estos valores calculados son las densidades que el perforador y la cuadrilla observarán y trabajarán en superficie, de igual modo son los valores de densidad con los cuales se perforará cada una de las etapas.

Tabla 5. 2 Programa de lodos real.

Etapa	Profundidad [m]	Presión [kg/cm ²]	Densidad [gr/cm ³]
E1	2951	306.904	1.3688
	4800	560	
E2	2951	306.904	1.6640
	6425	885	
E3	2951	306.904	1.8283
	6933.2856	1035	

Para poder graficar la ventana operativa se necesita que los valores del programa de lodos real se conviertan en densidad equivalente, pues de esta manera es como se debe presentar la ventana operativa. Para que esto suceda, se debe considerar la densidad de una columna hidráulica compuesta de dos fluidos distintos es decir, el tirante de agua + el lodo de perforación. A continuación se menciona la manera en cómo se realizó la conversión de densidad real, a densidad equivalente en cada una de las etapas.

Primer etapa: A nivel del fondo marino 2951 m se considera un valor de densidad igual al del agua de mar de $1.04 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$, el valor de presión a esa profundidad se considera de $306.904 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$. A 4800 m es la profundidad hasta donde se perfora la primer etapa, el valor de presión es considerado igual que en el programa de lodos real y es de $560 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$, ahora a esta profundidad y con esta presión se calcula el valor de densidad utilizando la siguiente ecuación.

$$\rho = \frac{(P)(10)}{z} \quad (5.31)$$

Donde:

ρ = Densidad en $[gr/cm^3]$.

P = Presión en $[kg/cm^2]$.

z = Profundidad en [m].

Al sustituir los valores en la ecuación, se obtuvo un resultado de densidad como se muestra a continuación:

$$\rho = \frac{(560)(10)}{4800} = 1.1666 [gr/cm^3]$$

Segunda etapa: Para esta etapa ya no se considera fijo el valor de profundidad inicial, ahora se toma como profundidad inicial el valor de profundidad a donde llegó la primer etapa es decir 4800 m, a continuación se calcula el valor de presión considerada también como presión inicial, la manera de calcular la presión a esta profundidad en esta etapa se realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$P = \frac{P_w + (\rho_r)(z_i - z_w)}{10} \quad (5.32)$$

Donde:

P = Presión en $[kg/cm^2]$.

$P_w = 306.904 [kg/cm^2]$ Valor de la presión en el fondo marino calculado en el programa de lodos real.

$\rho_r = 1.6640 [gr/cm^3]$ Valor de la densidad real en esta etapa.

$z_i = 4800$ [m] Valor considerado como profundidad inicial para esta etapa

$z_w = 2951$ [m] Valor al que se encuentra el fondo marino.

Al sustituir los valores en la ecuación (5.32) se obtuvo el siguiente resultado.

$$P = \frac{306.904 + (1.6640)(4800 - 2951)}{10} = 614.5895 [kg/cm^2]$$

Con el valor de presión calculado a esta profundidad ahora se calcula el valor de densidad a esta misma profundidad utilizando la ecuación (5.31).

El valor de la densidad que se obtuvo sustituir los valores es el siguiente:

$$\rho = \frac{(614.58)(10)}{4800} = 1.28039 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$$

A continuación se calcula el valor de densidad equivalente utilizando la ecuación (5.31), a la profundidad de 6425 m en donde se tiene una presión de 885 $\text{[kg/cm}^2\text{]}$, estos valores son los que se consideraron en el programa de lodos real para esta etapa.

Al sustituir los valores se obtuvo el siguiente resultado:

$$\rho = \frac{(885)(10)}{6425} = 1.3774 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$$

Tercera etapa: Se calculó el valor de presión de la misma forma como se calculó en la segunda etapa, pero ahora se realizará el cálculo a la profundidad de 6425 m, la ecuación que se utiliza es la ecuación (5.32) la cual está expresada como se muestra a continuación:

$$P = \frac{P_w + (\rho_r)(z_i - z_w)}{10} \quad (5.32)$$

Donde:

P = Presión en $\text{[kg/cm}^2\text{]}$.

$P_w = 306.904 \text{ [kg/cm}^2\text{]}$ Valor de la presión en el fondo marino calculado en el programa de lodos real.

$\rho_r = 1.8283 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$ Valor de la densidad real en esta etapa.

$z_i = 6425 \text{ [m]}$ Valor considerado como profundidad inicial para esta etapa

$z_w = 2951 \text{ [m]}$ Valor al que se encuentra el fondo marino.

Sustituyendo los valores en la ecuación se obtuvo el siguiente resultado de presión.

$$P = \frac{306.904+(1.8283)(6425-2951)}{10} = 942.06826 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$$

El siguiente paso es calcular la densidad equivalente a la profundidad de 6425 metros utilizando la ecuación (5.31). Al sustituir los valores de presión calculada anteriormente con un valor de $942.06826 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$ a la profundidad mencionada, se obtuvo un resultado como el que se muestra continuación:

$$\rho = \frac{(942.06826)(10)}{6425} = 1.4662 \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]$$

Finalmente se calcula el valor de la densidad equivalente a la profundidad de 6933.2856 m, que es la profundidad hasta donde se debe perforar el pozo y en donde se tiene una presión de $1035 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right]$, recordando que estos valores son los que se muestran en la tabla 5.2 del programa de lodos real.

Al sustituir los valores en la ecuación (5.31), el valor que se obtiene de densidad para esta profundidad es el siguiente:

$$\rho = \frac{(1035)(10)}{6933.2856} = 1.4927 \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right]$$

La siguiente Tabla 5.3, muestra de manera resumida los valores de presiones y densidades equivalentes, los resultados de estas densidades son los que se utilizan para poder generar la ventana operativa para gradiente dual.

Tabla 5. 3 Densidad de lodos equivalente.

Etapa	Profundidad [m]	Presión [kg/cm ²]	Densidad equivalente [gr/cm ³]
	0		1.04
E1	2951	306.904	1.04
	4800	560	1.1666
E2	4800	614.5895	1.2803
	6425	885	1.3774
E3	6425	942.0682	1.4662
	6933.2856	1035	1.4927

A continuación se gráfica presión vs profundidad, considerando los valores de la tabla 5.3, perteneciente al programa de lodos equivalente del gradiente dual. Aparte de los valores de presión y profundidad, en esta misma grafica se metieron los valores de presión de poro (P_p), presión de fractura (P_f), presión de poro normal (P_{pn}) y esfuerzo vertical (S_v), sin olvidar que a este grafico también se le agrego la línea de lodos; todos estos valores conforman la ventana operativa de presión vs profundidad del gradiente dual.

La (Figura 5.8) es una gráfica en donde podemos observar los valores de profundidad y presión, que nos podemos encontrar al perforar el pozo Yeyo-1, también podemos observar unas líneas punteadas a las que se les colocó en la parte inferior un número para cada etapa de perforación, de igual manera nos muestra las línea de lodos en cada una de las etapas. La línea número 1 representa el perfil de presión generado por la columna de agua y el fluido de control calculado igual a 1.36 [gr/cm³], la línea número 2 representa el perfil de presión generado por la columna de agua y el fluido de control calculado igual a 1.66 [gr/cm³], finalmente la línea número 3 también representa el perfil de presión

generado por la columna de agua y el fluido de control calculado igual a 1.82 [gr/cm³].

Esta gráfica no se toma como una ventana operativa para trabajar, si no que se considera como de apoyo para observar que la línea del programa de lodos se encuentre en medio de las presiones de poro y fractura, siendo estas presiones consideradas como los parámetros o fronteras que la línea del programa de lodos no debe rebasar, ni tocar o estar encima de las líneas correspondientes a estos parámetros.

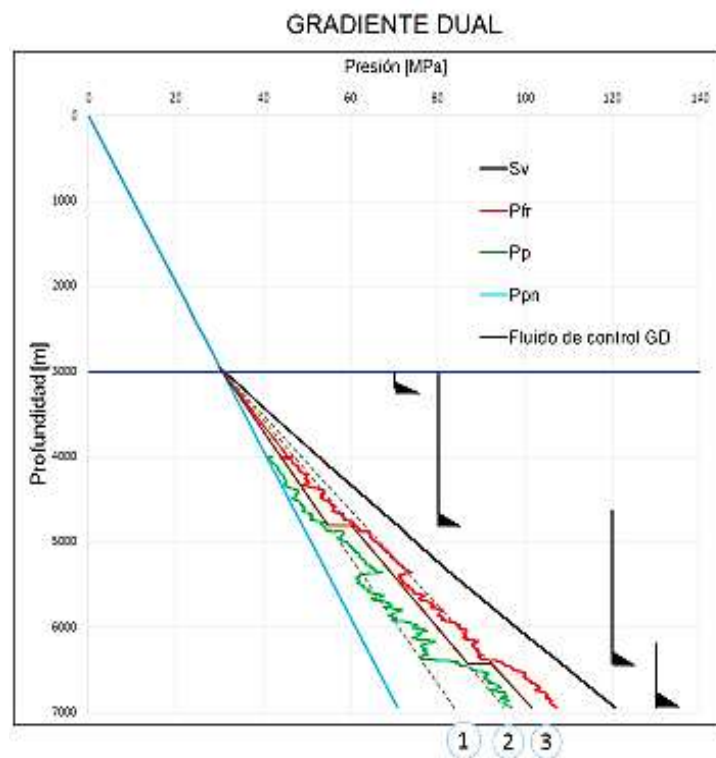


Figura 5. 8 Ventana operativa de Presión vs Profundidad del G.D.

Un gráfico similar de presión contra profundidad se utilizó al momento de calcular el programa de lodos real; recordando lo que se realizó, se propusieron valores de profundidad y presión para calcular la densidad del lodo, al graficar esta densidad se pudo observar cual era el comportamiento de la línea de lodos dentro de la línea de presión de poro y fractura, considerados como los límites y dentro de estos límites debe estar la línea del lodo.

Este tipo de gráfico es útil, debido a que es más fácil visualizar el comportamiento de la línea de lodos y si fuera el caso, de que esta línea este pegada o encima a las líneas límite (presión de poro y presión de fractura), lo que procede es reducir o aumentar los valores de presión y profundidad, de tal manera que la línea del lodo este lo más centrada posible entre estos límites.

Una vez que se tiene el gráfico terminado y las densidades calculadas del lodo en las tres etapas con los valores considerados como apropiados, se procede a realizar el gráfico de densidades equivalentes, este gráfico es el que se emplea para presentar una ventana operativa de perforación.

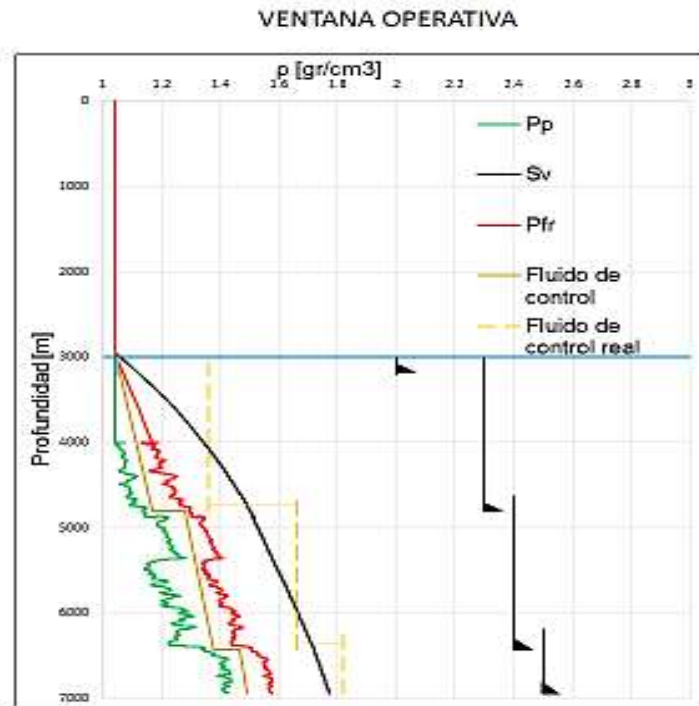


Figura 5. 9 Grafica de Densidad Equivalente vs Profundidad.

En la (Figura 5.8) se representa la ventana operativa para perforar el pozo Yeyo-1 con la tecnología de gradiente dual, aquí podemos observar como el programa de lodos que se emplea para gradiente dual quedo lo mejor ajustado posible entre la presión de poro y presión de fractura; también se aprecia una línea punteada, representando los valores del programa de lodos real (son los que estaría monitoreando el perforador, en el equipo flotante de perforación), también se pude

apreciar con claridad los tramos de tuberías de revestimiento que serán usadas en este pozo, así como también los rangos de profundidad en donde estarán asentadas dichas tuberías.

Se debe mencionar que para perforar un pozo en aguas profundas, se considera un margen de seguridad entre la línea de lodos y las líneas de presión de poro y presión de fractura, cuyo valor del margen es de $0.05 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$ y las expresiones para poder calcularlo se muestran a continuación:

La presión de poro con margen de seguridad se expresa como:

$$P_{pms} = P_p + M_s \quad (5.33)$$

Donde:

P_{pms} = Presión de poro con margen de seguridad $\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$.

P_p = Presión de poro $\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$.

M_s = $0.05 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$ Valor del margen de seguridad.

La presión de fractura con margen de seguridad es expresada de la siguiente forma:

$$P_{fms} = P_f - M_s \quad (5.34)$$

Donde:

P_{fms} = Presión de fractura con margen de seguridad $\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$.

P_f = Presión de fractura $\left[\frac{kg}{cm^2} \right]$.

M_s = $0.05 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$ Valor del margen de seguridad.

Una vez que ya se tiene la ventana operativa con el número de etapas que se perforara el pozo Yeyo-1 y se tiene una idea de en donde se asentarán las tuberías de revestimiento (TR) que a continuación se hace es hacer un prototipo de la propuesta de diseño.

5.5. Propuesta de diseño

Como ya se mencionó cuando se tiene la ventana operativa y se tiene la profundidad a la que se asentaran las tuberías de revestimiento (TR), lo que se hace es realizar la propuesta de diseño del estado mecánico (Figura 5.10) que puede ser utilizado en el pozo Yeyo-1. En esta imagen se debe mostrar como referencia la columna geología que se tiene, así como el tipo de barrena con la que se puede perforar cada etapa de nuestro pozo².

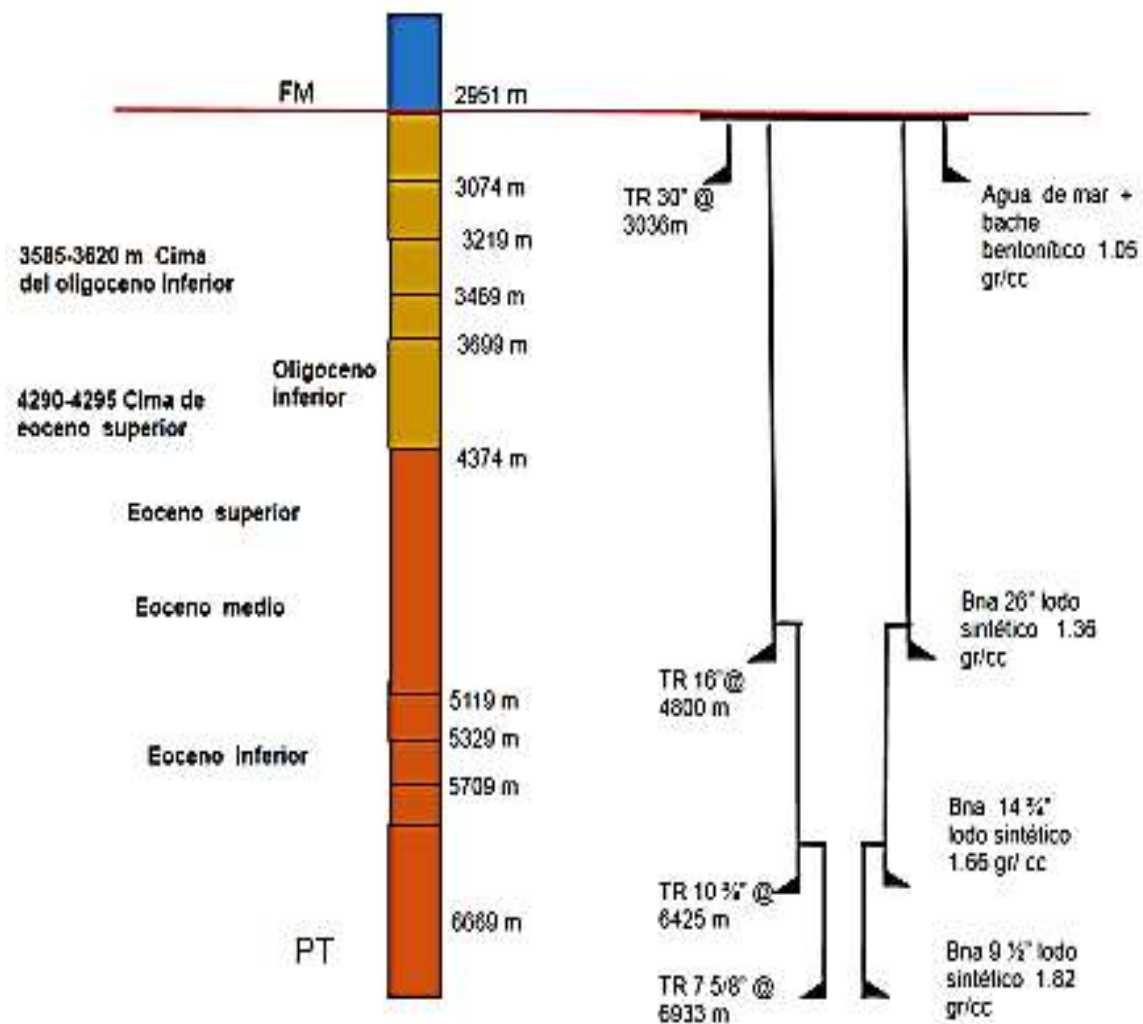


Figura 5. 10 Estado mecánico propuesto para el pozo Yeyo-1.

² Anexo A.1 al final del trabajo Tabla para la selección de diámetros de tubería de revestimiento.

Una vez que se obtuvo la propuesta de diseño para el pozo Yeyo-1, lo que se realizó en seguida, fue mostrar un comparativo de cómo se vería la ventana operativa y el estado mecánico, del pozo perforado de manera convencional y al utilizar la tecnología de gradiente dual.

5.5.1. Comparativa

El motivo de realizar la comparativa es poder demostrar que la tecnología de gradiente dual, es una opción viable para perforar pozos en aguas profundas. A continuación se presenta la comparativa mostrando la ventana operativa de forma convencional y con gradiente dual para perforar el pozo Yeyo-1.

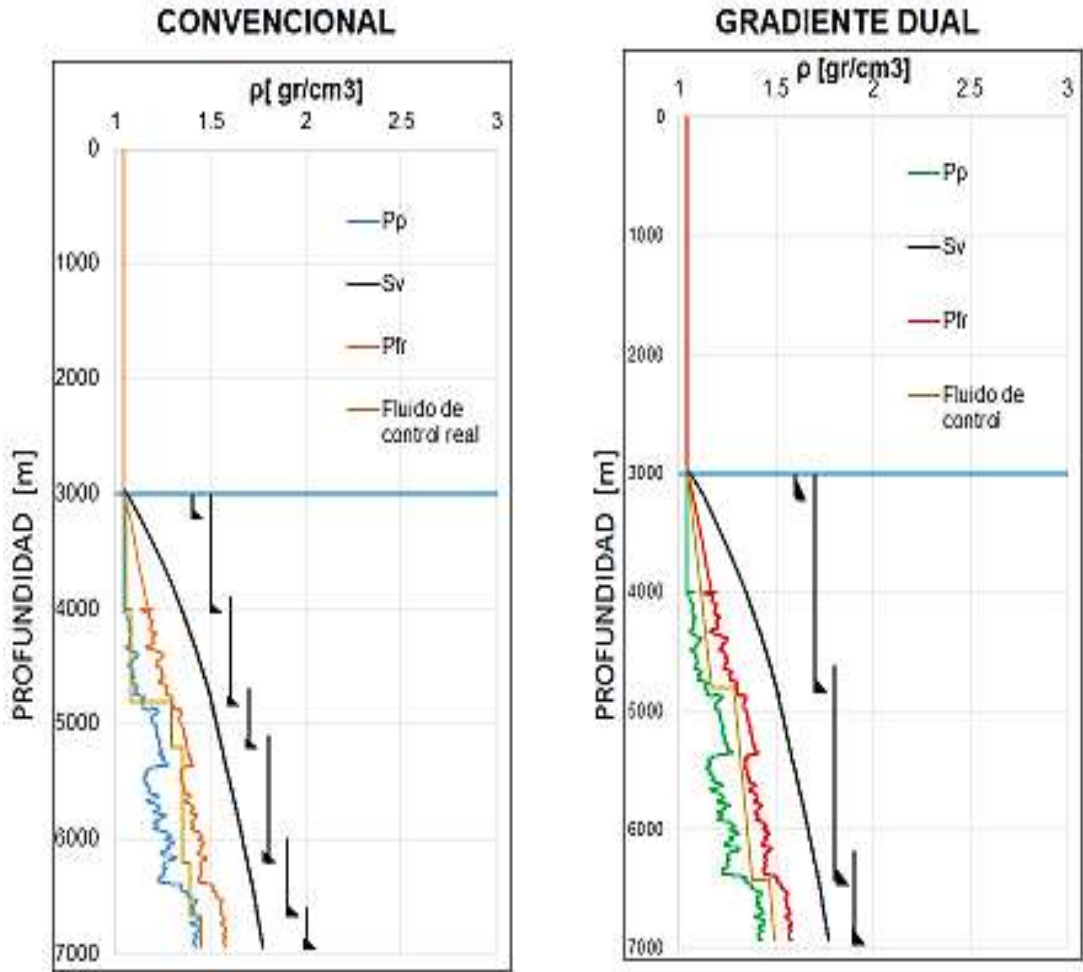


Figura 5. 11 Comparativa de las ventanas operativas de forma Convencional y Gradiente Dual.

La (Figura 5.11) nos muestra la ventana operativa de las dos formas que se puede perforar el pozo Yeyo-1. Se puede apreciar la diferencia de tuberías que se necesitan en ambos casos y claramente, se observa que al perforar de manera convencional el pozo, el número de tuberías de revestimiento (TR) que se utiliza son 8 tramos, ahora perforando con la tecnología de gradiente dual los tramos de tubería se reducen a la mitad, no necesariamente tiene que ser la mitad en los tramos de tubería al perforar los pozos, eso depende de las características particulares de cada pozo, pero se puede decir que con gradiente dual se reduce la utilización de tubería y esto trae como beneficio menos tiempo de operaciones y reducción en los días de renta del equipo flotante. Enseguida se muestra una figura haciendo el comparativo del estado mecánico para pozo Yeyo-1, en donde se puede apreciar de manera más clara, la diferencia en el número de tuberías de revestimiento utilizadas al perforar de manera convencional y con gradiente dual.

La (figura 5.12) nos muestra el comparativo entre los estados mecánicos de manera convencional y con la tecnología de gradiente dual, observamos que en la forma convencional se tiene mayor número de tuberías de revestimiento, ahora utilizando gradiente dual se reduce el número de tuberías de revestimiento, la figura también nos muestra el tipo de barrenas empleadas para perforar ambos casos y el diámetro para cada tramo de tubería de revestimiento. Otro punto clave muy importante que la figura nos muestra, es que se puede alcanzar el objetivo productivo empleando un menor número de tuberías de revestimiento (TR), considerándola una opción para perforar pozos en aguas profundas del Golfo de México.

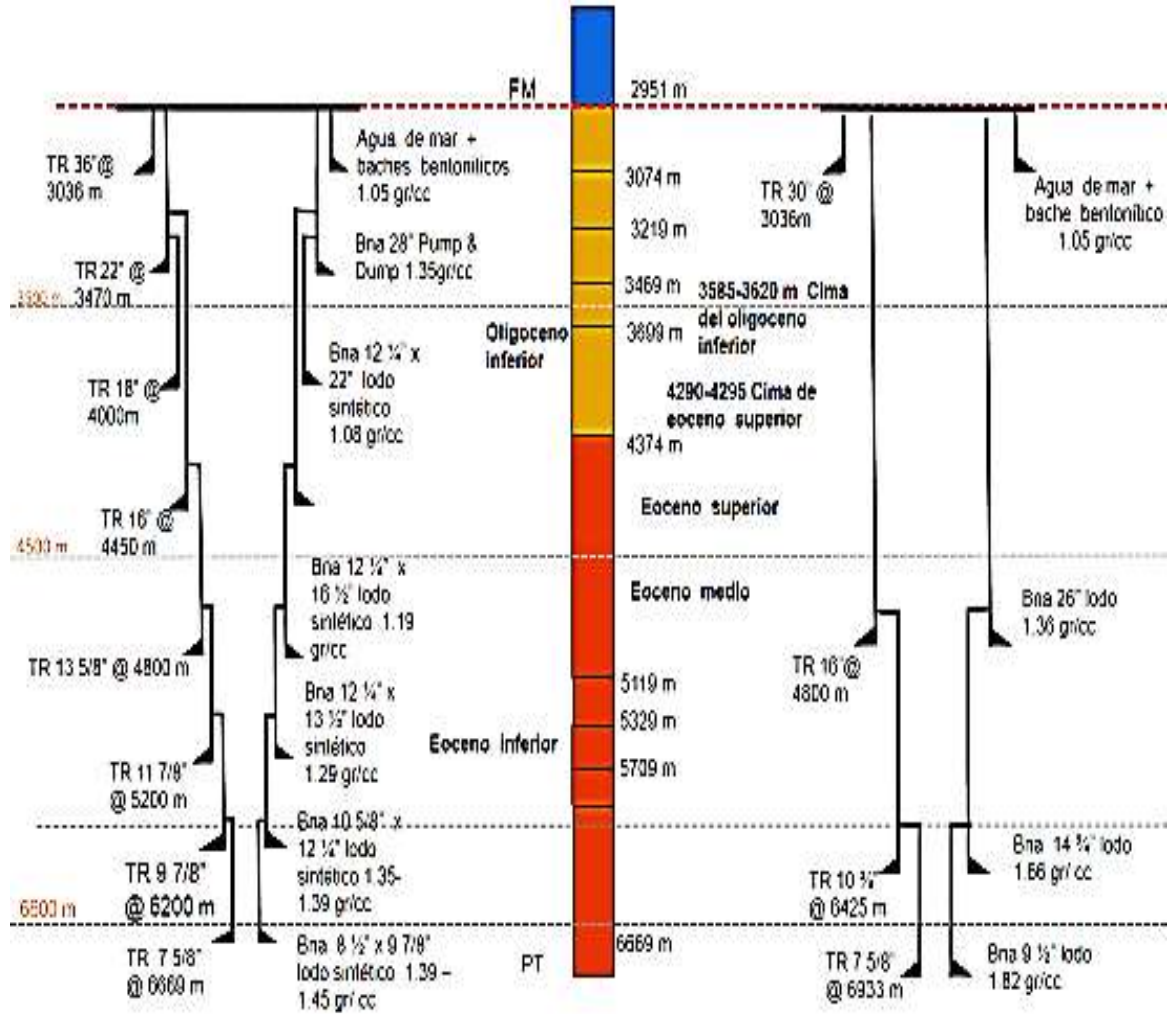


Figura 5. 12 Comparativa del estado mecánico para el pozo Yeyo-1 de forma Convencional vs Gradiente Dual.

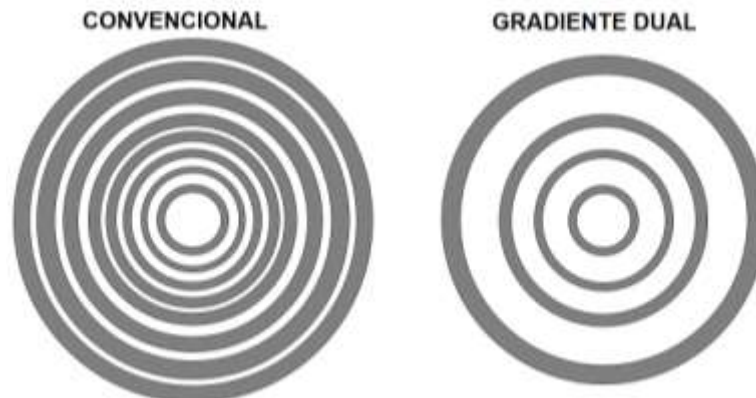


Figura 5. 13 Vista en planta del diseño de Tr de manera convencional y con gradiente dual.

La (Figura 5.13) muestra una vista en planta de las tuberías de revestimiento con las que se perforó el pozo Yeyo-1 de manera convencional y con la tecnología de gradiente dual, en donde observamos de manera ilustrativa el número de tuberías de revestimiento utilizadas en ambos casos. A demás esta figura es un claro ejemplo de que a mayor número de tuberías de revestimiento (Tr's), el tiempo de fraguado en la cementación aumenta reflejándose en el aumento en los tiempos de operación.

Como se mencionó anteriormente la tecnología gradiente dual es una opción para perforar pozos en aguas profundas en el Golfo de México, dado que se está demostrando que se pueden alcanzar los objetivos productores utilizando menor número de tuberías de revestimiento, por lo tanto los tiempos de operación también se reducirían así como los gastos en la renta de equipos flotantes de perforación.

5.5.2. Diseño del sistema para perforar con Gradiente Dual

Recordando que el pozo Yeyo-1 se encuentra en área perdido al norte del Golfo de México donde el rango de profundidad de tirante de agua va de los 2500 a 3000 m, es necesario utilizar un equipo de perforación que cubra el rango de profundidad que se tiene en esta zona.

Considerando los rangos del tirante de agua que se tiene en área perdido, el equipo de perforación que cubre satisfactoriamente con dichos rangos requeridos, es el que se muestra en la siguiente figura.

La (Figura 5.14) nos muestra un bosquejo del equipo flotante siendo una plataforma semisumergible la que puede utilizarse para perforar pozos en aguas profundas, este equipo se consideró por que tiene la capacidad de operar en tirantes de agua de 3000 m, cubriendo el rubro al rango de tirante de agua que se tiene en el área perdido, así como también nos muestra el tipo de arreglo que se puede emplear al perforar pozos en esta zona.

Una de las características de este sistema, es que evalúa al momento de operar la presión de poro, gradiente de fractura y la pérdida, que hace que se reduzca el daño a la formación.

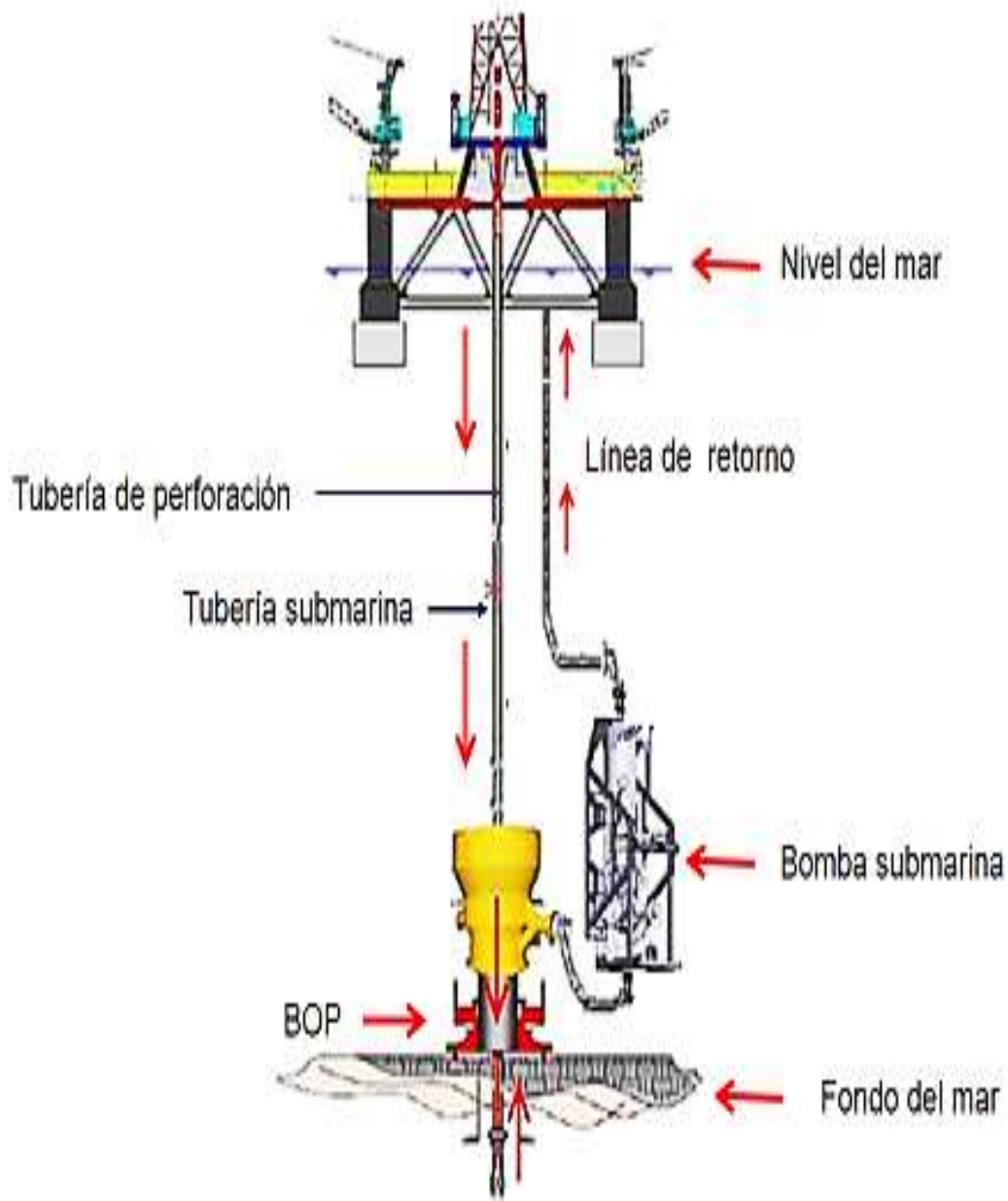


Figura 5. 14 Arreglo y equipo de perforación propuestos para ser utilizados en el Golfo De México en aguas profundas

En la Tabla 5.4 se observa la descripción de los elementos que conforman el arreglo del equipo de perforación.

Tabla 5. 4 Descripción general del sistema propuesto.

Elementos de superficie	
Oficina y contenedor de herramienta	Aquí se tiene el monitor de los controles eléctricos de DGD.
Contenedores de control	El contenedor de control aloja el equipo de energía para el SPM; incluyendo una unidad de frecuencia variable (UFV), un transformador para aumentar el voltaje, el sistema de control interno. Un sistema de detección de gas se instala junto con la ventilación y el aire acondicionado.
Torno con umbilical	El umbilical se utiliza para transferir señales de potencia para el módulo de la bomba submarina.
Manejo de la manguera de la plataforma	Permite el despliegue seguro y sin problemas de la línea de retorno del lodo.
Sistema de control y monitoreo (CMS)	La función principal del CMS computarizado es controlar el módulo de la bomba para mantener un nivel deseado en el elevador y controlar el fluido de retorno. Control de la presión en el fondo, el elevador de perforación y el ajuste de la VFD para cambiar la velocidad de los motores y las bombas submarinas que deben mantenerse constantes.
Equipo submarino	
Módulo de la bomba submarina.	La bomba submarina, motores y tuberías están instaladas en un módulo que se conecta al elevador. El módulo de la bomba submarina contiene válvulas, sensores igual que el módulo de control y este es el centro de las señales de control submarino.
Línea de retorno del lodo.	El sistema utiliza mangueras flexibles de retorno como conducto del flujo del fluido de perforación y transporte de los recortes.

Se recomienda perforar con este equipo, en los meses en que las condiciones climatológicas no afecten el proceso de perforación es decir, en los meses en que no haya huracanes ni tormentas, pues estos representan un riesgo más al proceso de perforación, además que en esta época hay mayor posibilidad de que existan tiempos muertos.

Se propone este diseño de perforación, porque se tiene información previa de un equipo que fue utilizado para perforar un pozo en un tirante de agua 2260 m en el Golfo de México de lado de Estados Unidos. Entonces por pertenecer el pozo Yeyo-1 al Golfo de México, es factible utilizar un equipo similar por que cubre el rango de profundidad del tirante de agua, con la diferencia que para esta propuesta de diseño, se considera como una mejora colocar una bomba submarina de mayor capacidad a una mayor profundidad, facilitando así el acarreo de los recortes generados por la perforación, desde el fondo marino ubicado a 3000 m de tirante de agua, hasta la superficie; haciendo factible todo el funcionamiento del sistema.

Cabe mencionar que para poder aprobar este sistema de perforación, se debe realizar un análisis detallado de los esfuerzos que se presentan en el riser submarino y la capacidad de la bomba, así como la energía necesaria para poder accionar la bomba. De igual forma se debe analizar el espacio disponible en el equipo flotante, así como también el personal que va a operar el gradiente dual y una evaluación económica de otro tipo de tecnologías disponibles para el mismo propósito para seleccionar la mejor. Se hace esta aclaración pues este análisis o evaluación no es propósito de la tesis.

Conclusiones

A pesar de las grandes inversiones de tiempo y capital, la perforación costa afuera tiene el potencial de generar márgenes de beneficios positivos incrementar los volúmenes de reservas con posibilidad de encontrar cientos de millones de barriles de petróleo en un solo lugar.

México cuenta con 50.5 miles de millones de petróleo crudo equivalente. Que representa el 58 % del total de los recursos prospectivos del país, estos recursos se encuentran en aguas profundas del Golfo de México. Los recursos pueden convertirse en reservas por medio de la actividad exploratoria exitosa.

Gracias a los avances tecnológicos, estos hidrocarburos no convencionales ya pueden extraerse más fácilmente.

Para poder diseñar pozos seguros se requiere completa información sobre la presión de poro y el gradiente de fractura, ya que para perforar un agujero hidráulicamente estable se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro de los límites que establecen estas dos variables.

El reto principal en la perforación de pozos en aguas profundas son las condiciones en la zona en la que se está perforando (altas presiones, bajas temperaturas, la profundidad a la que se tiene que perforar y las condiciones meta oceánicas).

Es importante que el fluido de perforación cumpla funcionalmente con el propósito de diseño establecido, y que no se vean afectadas sus propiedades reológicas por los cambios de presión y temperatura.

Con base en los resultados obtenidos al realizar la comparativa entre las técnicas para perforar pozos en aguas profundas de manera convencional y gradiente dual se concluye que la tecnología de gradiente dual es la más viable para ser utilizada

Las ventajas de perforar pozos con la tecnología de gradiente dual son las siguientes: los objetivos geológicos pueden alcanzarse con menos de tuberías de revestimiento a un costo menor reduciendo el descontrol de pozos por pérdidas de circulación, así como los tiempos de operación y cementación.

El equipo que se emplea para la perforación en aguas profundas debe ser grande y potente para mantener la estabilidad, soportar las corrientes submarinas y demás elementos necesarios para la perforación del pozo, además de tener la capacidad de alcanzar profundidades de lecho marino superiores a 1,800 m que es la profundidad que se tienen en el Golfo de México.

Recomendaciones

México no cuenta con personal capacitado para realizar operaciones de perforación en aguas profundas denominados como campos difíciles, por lo que se recomienda que el personal extranjero contratado para perforar estos campos, capacite al personal nacional para que realice las operaciones

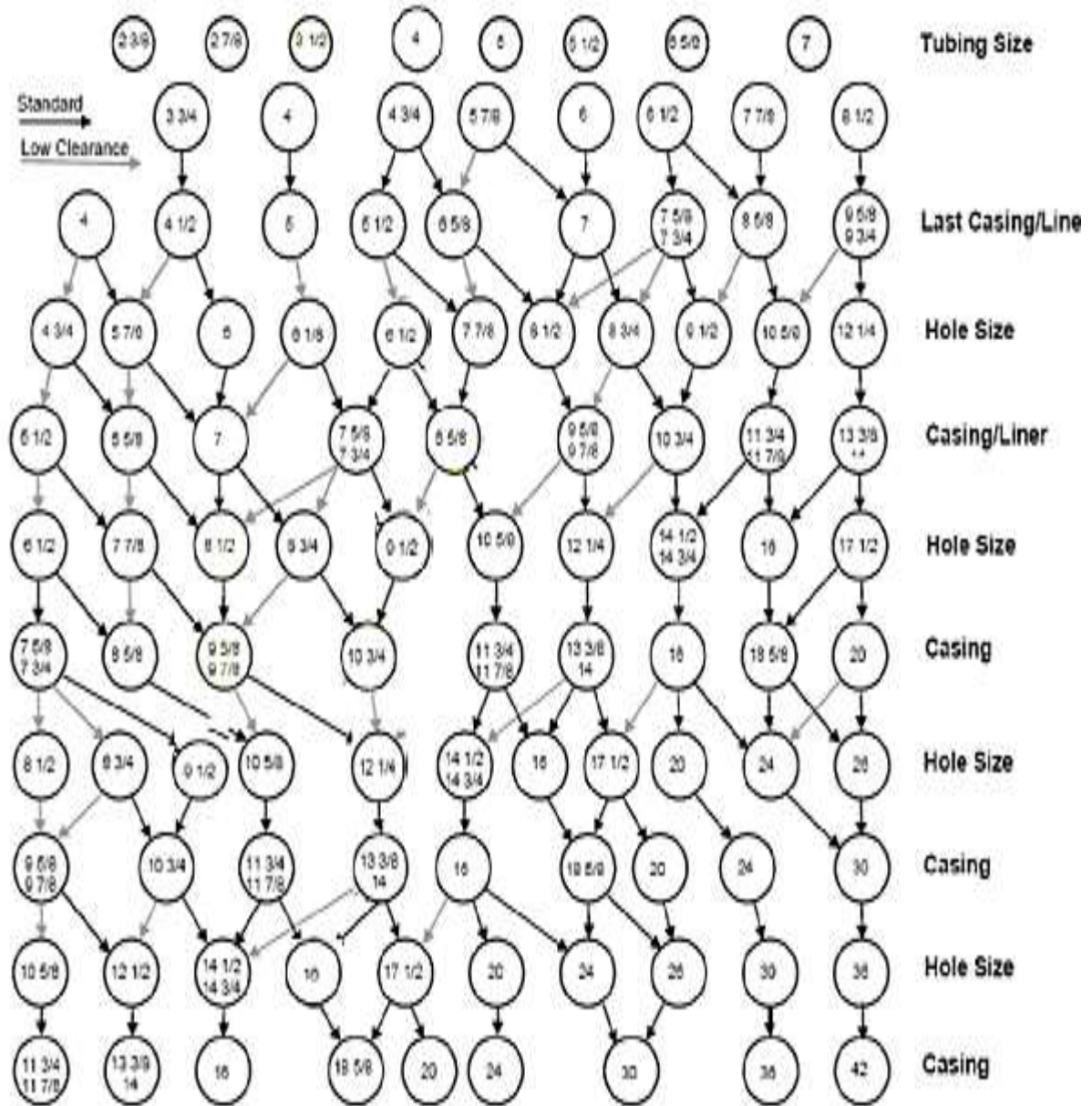
Hay que ver a los yacimientos de aguas profundas como una opción en la cual se debe trabajar lo antes posible, debido al gran volumen de hidrocarburos que se encuentran estos yacimientos.

Considerando que la renta del equipo flotante es costosa, es recomendable perforar pozos con esta tecnología, en los meses del año en que las condiciones meta oceánicas sean favorables, al posicionamiento del equipo flotante para que no se afecten las operaciones del pozo como son perforación, cementación de TR, entre otras.

Se recomienda el uso de la tecnología de gradiente dual porque se reduce el tiempo de operación, se alcanzan los objetivos geológicos con menor tramo de tuberías de revestimiento, se reduce el descontrol de pozos por pérdidas de circulación, se controla mejor los altos gradientes de presión de poro y bajos gradientes de presión de fractura, se puede terminar pozos con diámetros mayores haciendo posible el uso de tubería de producción con un diámetro óptimo alcanzado máxima producción. Por otra parte, este mayor diámetro de agujero permitirá adicionar pozos horizontales o tramos laterales múltiples, necesarios para optimizar el drene del yacimiento. En consecuencia, será necesario perforar un menor número de pozos para explotar el yacimiento en forma adecuada, con lo cual se logra una importante disminución en los costos destinados al desarrollo del campo, además de un incremento en la recuperación final.

ANEXOS

ANEXO A. 1 Tabla para la selección de diámetros de tuberías de revestimiento



Nomenclatura

CAPEX = Gastos del capital.

DEC = Densidad equivalente.

ENE = Estrategia Nacional de Energía.

FPSO = Unidad de producción, almacenamiento y descarga.

FSO = Unidad flotante de almacenamiento y descarga.

mmbpce= Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

mmpc =Miles de millones de pies cúbicos.

OPEX =Gastos operacionales.

Play =Familia de yacimientos y/o prospectos los cuales tiene en común misma historia de generación de hidrocarburos, migración, sobre carga y la misma roca almacén y sello.

Bibliografía:

¹ <http://www.pemex.com>

² <http://www.expansion.com>, El nuevo mapa de los gigantes globales del petróleo y gas.

³ <http://www.wallstreetexaminer.com/blogs/winter/?p=5053>

⁴ <http://www.bbc.co.uk>

⁵ <http://www.pemex.com>, *Plan de negocios 2012 – 2016*.

⁶ (<http://www.sener.gob.mx>), *Prospectiva de petróleo crudo 2012-2026*.

⁷ Brewer Tim, Jeffrey Fox Paul, Kmata Masahiro, Kittredge Steve. 2005. “Perforación de pozos profundos en los océanos con fines científicos: Revelación de los secretos de la tierra”. *Overfield Review*.

⁸ Cecopieri Gómez Martha L. Apuntes de la clase de Fluidos de Perforación en Aguas Profundas.

⁹ . Cecopieri Gómez Martha L. Apuntes de la clase de Fluidos de Perforación en Aguas Profundas.

¹⁰ Figueroa Salazar Rodrigo. 2009. “Perforación Doble Gradiente en Aguas Profundas”. Tesis UNAM.

¹¹ K.L.Smith; A.D. Gault. 2001. “Subsea Mudlift Drilling Joint Industri Project: Ddelivering Dual Gradient Drilling Tecnology to Industri”. *Society Pteroleum Engineers*.

¹² Lorenzana Anabel, Lira Luis Albert. 2008. “Perforación en aguas profundas aplicando métodos con sistemas de Riser y Doble Gradiente”. Tesis UNAM.

¹³ Gérard Cuviller; Stephen Wdwards. 2000. “Soluciones para los problemas de la Construcción de pozos en Aguas Profundas”. *Overfield Review*.

¹⁴ A.D. Gault; C.E. Weddle; K.L. Smith. 2001. “Subsea Mudlift Drilling. Joint Industry Project: Delivering Dual Gradient Drilling Tecnologyto Industry. *Society of Petroleum Engineers*.

¹⁵J.P. Schumancher; J.D. Dowell; L.R. Ribbek. 2001 “ Subsea Mudlift Drilling: Planning and Preparation for the First Subsea Field Test of a Full-Scale Dual Gradient Drilling System at Green Canyon 136 , Gulf of Mexico”. *Society of Petroleum Engineers*.

¹⁶ Lorenzana Anabel, Lira Luis Albert. 2008. “Perforación en aguas profundas aplicando métodos con sistemas de Riser y Doble Gradiente”. Tesis UNAM.Pag. 68-69

¹⁷ Montes San Cristóbal Hermilo. Apuntes de la clase de Perforación de Pozos en Aguas Profundas.

¹⁸ Fontana P., Sjoberg G. 2000. “Reeled. Pipe Technology for Deepwater Drilling Utilizing a Dual Gradient Mud System”. *Society Pteroleum*

¹⁹ Juan Israel Mantúfar Barrera, Sayra Rubí Torres Torres.2012. Estudio experimental de reología constante para fluidos de perforación en ambientes de aguas profundas. Tesis UNAM.Pgs. 12-14.

²⁰ <http://dailyresourcehunter.com/profitable-world-offshore-oil/>

²¹ GanpatyeAtull, Bhalla Kenneth, Huey David, Smith Kenneth. 2013. “Concept Alternatives and Feasibility Analyses of Deepwater Dual Gradient Drilling Riser Systems”. Offshore technology Conference.

²² GanpatyeAtull, Bhalla Kenneth, Huey David, Smith Kenneth. 2013. “Concept Alternatives and Feasibility Analyses of Deepwater Dual Gradient Drilling Riser Systems”. Offshore technology Conference.

²³ http://www.rigzone.com/news/image_detail.

²⁴ Steve R., Farestveit R., Rochmann P.O. 2005. “ Demonstration and Qualification of a Riserless Dual Gradient System”. Offshore Technology Conference.

²⁵ Scanlon T. 2011. “Environmentally Improved Method of Drilling Top-Hole Sections Offshore Brasil Using Dual- Gradient Drilling Techniques for the First Time in Brasil”. Offshore Technology Conference.

²⁶ Smith Dave, Winters Warren, TarR Brian, Ziegler Robert. 2010. “DeepwaterRiserless Mud Return System for Dual Gradient Tophole Drilling”. *Society Pteroleum Engineer*.

-
-
- ²⁷ Ziegler Robert, Asley Paul, Malt Roar Fredrik, Stave Roger. 2013. "Successful Application of Deepwater Dual Gradient Drilling". International Association of Drilling Contractors /Society Petroleum Engineer.
- ²⁸ Terzaghi, K.1943. Theoretical Soil Mechanics, John Wiley & Sons, Inc., New York
- ²⁹ Eaton, B. A.1969. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations", Journal of Petroleum Technology, pp. 1353-1360.
- ³⁰ N. J. Ludwig, J.E. Nafe, y C.L. Drake, 1970. Seismicrefraction. In the Sea, ed. A. E. Maxwell. New York: Wiley- Interscience.
- ³¹ PEMEX Programa de perforación diseño alternativo de pozo exploratorio.
- ³² Faust, L.Y. 1951. Seismic Velocity as a Function of Depth and Geologic time.
- ³³ Gardner, G.H.F., L.W. Gardner, y A.R. Gregory.1974. Formation Velocity and Density; The Diagnostic for Stratigraphic traps.Geophysics.
- ³⁴ J.C. Eggemeyer; M.E. Akins; R.R. Brainard; C.P. Peterman. 2001. Subsea Mudlift Drilling: Desingand Implementation of a Dual Gradient Drilling System. *Society of Petroleum Engineers*.
- ³⁵ P. Hermann Robert, M. Shaughnessy. 2001. Two Methods for Achieving a Dual Gradient in Deepwater. *Society of Petroleum Engineers*.
- ³⁶ GanpatyeAtul, Bhalla Kenneth. 2013. "Concept Alternatives and Feasibility Analyses of Deep wáter Dual Gradient Drilling Riser Syatems. *Offshore Technology Conference*
- ³⁷ Flores Rebollar Diego, Romero Corral Pedro Ismael.2009. "Fluidos de Perforación Sintéticos". Tesis UNAM. Pag, 6,28
- ³⁸ Gérard Cuviller; Stephen Wdwards. 2000. "Soluciones para los problemas de la Construcción de pozos en Aguas Profundas". *Overfield Review*.
- ³⁹ Forrest Neil, Bailey Tom, Hannegan Don. 2001. "Subsead Equipment for Depp Water Drilling Using Dual Gradient Mud System". *Society Pteroleum*

⁴⁰ Shubert J.J, Juvkam H.C., Choe J. 2003. "Well Control Procedures for Dual Gradient Drilling as Compared to Conventional Riser Drilling". *Society Petroleum*

⁴¹ Smith Dave, Winters Warren, TarR Brian, Ziegler Robert. 2010. "Deepwater Riserless Mud Return System for Dual Gradient Tophole Drilling". *Society Petroleum*