

**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA**

**RETOS TECNOLÓGICOS EN LAS OPERACIONES
DE PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS DE
MÉXICO**



T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

VIRIDIANA RAMÍREZ

DA SILVEIRA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MARIO ROSAS RIVERO

*A mis padres, por ser mi apoyo
incondicional y por brindarme la
oportunidad de seguir mis sueños.*

Los amo.

Agradecimientos

A lo largo de mi vida universitaria he enfrentado y superado más retos de los que puedo recordar, cosas tan insignificantes como no saber llegar del anexo al metro en el primer día de clases, no tener idea de cómo hacer de comer o tener miedo de una ciudad tan grande sin duda habrían sido el fin del mundo para mí sin esas personas especiales que dieron los consejos y el apoyo oportuno para poder llegar hasta mi examen profesional.

A mis padres, por apoyarme en todos los aspectos a lo largo de mi vida, por confiar en mí y por el amor que me dan. Por tantas cosas, gracias una vez más.

A mis hermanos, Carol y Fernando, por hacerme reír cuando más preocupada estaba por no terminar este trabajo, por esas pláticas de cualquier cosa a las 2:00 am cuando nos veíamos en vacaciones, por esa unidad tan fuerte que tenemos, los amo.

A José Eduardo, por ser mi gran apoyo y mi conciencia, por impulsarme más allá de donde creía que podía llegar, por todos los momentos mágicos que hemos pasado, por hacer de mí una mejor persona.

A mis tíos Lulú y Sergio por fomentar mi hábito de la lectura y por ayudarme en mis desventurados inicios en álgebra.

A mis abuelitas Chayo[†] y Rosy, por darme tantas alegrías a lo largo de mi vida y por estar conmigo en cada paso.

A mis hermanos desde el inicio de esta aventura, Samy, Moncho y Polo. Gracias por los momentos increíbles que pasamos, por los viernes de salida obligatoria a comer juntos, por los trabajos en equipo, por ser mis amigos incondicionales.

A mi director de tesis, el Ing. Mario Rosas Rivero, por el gran apoyo cuando fue mi profesor y por hacer este trabajo posible.

A mis sinodales, por sus valiosas aportaciones en este proyecto.

A mi amada Universidad Nacional Autónoma de México, por otorgarme el honor de llamarme universitaria, por darme la mejor educación.

Índice

| | |
|---|-----------|
| PREFACIO | 9 |
| INTRODUCCIÓN | 10 |
| CAPÍTULO 1. PANORAMA MUNDIAL EN AGUAS PROFUNDAS..... | 12 |
| 1.1. Concepto de aguas profundas | 12 |
| 1.2. Historia del desarrollo de campos en Aguas Profundas | 13 |
| 1.3. Principales países que explotan yacimientos en aguas profundas..... | 14 |
| 1.3.1. Nigeria | 15 |
| 1.3.2. Angola | 16 |
| 1.3.3. Guinea Ecuatorial | 16 |
| 1.3.4. Congo | 16 |
| 1.3.5. Mauritania..... | 17 |
| 1.3.6. Australia | 17 |
| 1.3.7. Indonesia..... | 17 |
| 1.3.8. Malasia | 17 |
| 1.3.9. India | 18 |
| 1.3.10. Noruega..... | 18 |
| 1.3.11. Reino Unido..... | 18 |
| 1.3.12. Italia | 19 |
| 1.3.13. Egipto | 19 |
| 1.3.14. Brasil..... | 19 |
| 1.3.15. Estados Unidos de América..... | 19 |
| 1.3.16. México..... | 19 |
| 1.4. Perspectiva mundial..... | 20 |
| 1.5. Golfo de México..... | 21 |
| 1.5.1. Inicios de la perforación costa afuera | 22 |
| 1.5.2. Explotación de recursos estadounidenses | 24 |
| 1.5.3. Primicias de la explotación en México | 26 |
| CAPÍTULO 2. PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS DE MÉXICO | 27 |
| 2.1. Aguas Profundas en México | 27 |
| 2.2. Regiones petroleras mexicanas | 28 |

| | |
|--|-----------|
| 2.2.1. Provincia de las Cordilleras Mexicanas | 28 |
| 2.2.2. Cinturón Plegado de Catemaco..... | 28 |
| 2.2.3. Provincia Salina del Golfo Profundo o Cuenca Salina del Istmo..... | 29 |
| 2.2.4. Cinturón plegado perdido | 29 |
| 2.2.5. Abisal del Golfo de México..... | 29 |
| 2.3. Exploración en México | 30 |
| 2.4. Proyectos y áreas prioritarias..... | 32 |
| 2.5. Equipos disponibles en Aguas profundas | 33 |
| 2.6. Planeación de la perforación de pozos submarinos..... | 36 |
| 2.6.1. Datos requeridos..... | 38 |
| 2.6.2. Asentamiento de tuberías de revestimiento | 39 |
| 2.6.3. Cementación de pozos..... | 39 |
| 2.6.4. Recomendaciones para el control del pozo | 40 |
| 2.7. Situación actual y planes a futuro | 40 |
| 2.7.1. Iniciativas de exploración en PEMEX..... | 40 |
| 2.7.2. Competencias requeridas para el desarrollo de Aguas Profundas | 40 |
| 2.7.3. Resultados históricos de 2000 a 2012..... | 41 |
| 2.7.4. Aceleración de la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo | 42 |
| 2.7.5. Estrategias a futuro | 43 |
| 2.7.5.1 Metas hasta el 2016 | 44 |
| 2.7.5.2 Área cinturón plegado perdido | 44 |
| 2.7.5.3 Área Cinturón Subsalino..... | 45 |
| 2.7.5.4 Área Holok..... | 45 |
| 2.7.5.5 Área Holok Occidental..... | 46 |
| 2.7.5.6 Área Holok Occidental sub-área Kuna-Yoka..... | 46 |
| 2.7.6. Desarrollo del campo Lakach | 46 |
| 2.7.6.1 Objetivo..... | 47 |
| 2.7.6.2 Ubicación..... | 47 |
| 2.7.6.3 Reservas | 48 |
| 2.7.6.4 Desarrollo | 49 |
| 2.7.6.5 Indicadores económicos..... | 49 |

CAPÍTULO 3. RETOS TECNOLÓGICOS Y CONSIDERACIONES EN EL DESARROLLO DE UN CAMPO EN AGUAS PROFUNDAS..... 51

| | |
|--|-----------|
| 3.1. Tipos de riesgos | 52 |
| 3.2. Huracanes y corrientes marinas | 53 |
| 3.3. Factores geológicos | 55 |
| 3.4. Evaluación de los yacimientos..... | 56 |

| | |
|--|-----------|
| 3.5. Ventana operativa | 56 |
| 3.5.1. Definición | 56 |
| 3.5.2. Pruebas de goteo | 56 |
| 3.5.3. Procedimiento básico para una prueba de goteo | 57 |
| 3.5.3.1 Factores que afectan la interpretación de una prueba de goteo..... | 57 |
| 3.5.4. Tecnología de doble gradiente..... | 59 |
| | |
| 3.6. Pérdida de circulación | 63 |
| 3.6.1. Definición | 63 |
| 3.6.2. Causas | 64 |
| 3.6.3. Control y prevención | 65 |
| 3.6.4. Recomendaciones | 66 |
| | |
| 3.7. Efectos de la presión y la temperatura | 67 |
| 3.7.1. Temperaturas bajas en el lecho marino..... | 67 |
| 3.7.2. Formación de asfaltenos, parafinas e hidratos de gas | 68 |
| 3.7.3. Recomendaciones | 69 |
| | |
| 3.8. Pozos HPHT | 70 |
| 3.8.1. Definición | 70 |
| 3.8.2. Regiones HPHT en el Golfo de México | 71 |
| 3.8.3. Problemas en la perforación de pozos HPHT | 72 |
| 3.8.3.1 Capacidades limitadas de evaluación..... | 72 |
| 3.8.3.2 Avance lento en la penetración de la zona productora | 72 |
| 3.8.3.3 Control de pozo | 72 |
| 3.8.3.4 Tiempo no productivo | 72 |
| 3.8.4. Tecnologías HPHT..... | 72 |
| | |
| 3.9. Hidratos de gas | 75 |
| 3.9.1. Definición | 75 |
| 3.9.2. Problemática | 75 |
| 3.9.3. Prevención y control de Hidratos..... | 77 |
| 3.9.3.1 Métodos de despresurización | 77 |
| 3.9.3.2 Método de inyección de inhibidores..... | 77 |
| 3.9.3.3 Método mecánico | 78 |
| 3.9.3.4 Método térmico | 78 |
| | |
| 3.10. Flujo de agua y gas | 80 |
| 3.10.1. Problemática | 81 |
| 3.10.2. Prevención | 81 |
| | |
| 3.11. Problemas en la tubería | 81 |
| 3.11.1. Pegaduras debido al asentamiento y precipitación de sólidos en el espacio anular | 81 |
| 3.11.2. Pegadura por presión diferencial | 82 |
| 3.11.3. Pegadura por fallas mecánicas..... | 82 |
| 3.11.4. Recomendaciones para pegaduras | 82 |
| 3.11.5. Cementación | 82 |

| | |
|---|------------|
| 3.11.6. Corrosión..... | 84 |
| 3.11.7. Erosión | 86 |
| 3.11.7.1 Tipos de erosión | 87 |
| 3.11.7.2 Recomendaciones | 88 |
| 3.12. Arenamiento de pozos | 88 |
| 3.12.1. Definición | 89 |
| 3.12.2. Clasificación de producción de arena | 89 |
| 3.12.3. Causas | 89 |
| 3.12.4. Consecuencias de la producción de arena | 91 |
| 3.12.5. Prevención de producción de arena | 92 |
| 3.12.6. Problemas causados por el arenamiento del pozo | 93 |
| 3.12.7. Técnicas de control | 94 |
| 3.12.8. Selección del método de control | 94 |
| 3.13. Medio ambiente..... | 95 |
| 3.13.1. Derrames de petróleo | 97 |
| 3.13.1.1 Efectos..... | 97 |
| 3.13.1.2 Control de derrames en aguas profundas..... | 98 |
| 3.13.1.3 Métodos de limpieza en los derrames | 99 |
| Métodos naturales | 99 |
| Métodos químicos..... | 100 |
| Métodos físicos | 101 |
| 3.13.1.4 Grandes derrames petroleros | 102 |
| 3.13.2. Quema y venteo de gas..... | 103 |
| 3.13.3. Captura y secuestro de carbón | 104 |
| 3.13.4. Daños por descargas de agua producida, arenas y químicos..... | 104 |
| 3.13.5. Inyección de recortes..... | 104 |
| 3.13.5.1 Riesgos de la inyección..... | 106 |
| 3.13.6. Regulaciones ambientales actuales | 106 |
| 3.13.7. Abandono de campos | 108 |
| 3.14. Logística | 108 |
| 3.14.1. Ejemplo de propuesta en aguas profundas | 109 |
| 3.14.1.1 Objetivo..... | 109 |
| 3.14.1.2 Localización | 110 |
| 3.14.1.3 Propuesta | 110 |
| 3.14.1.4 Ciclos de transporte | 111 |
| 3.14.1.5 Consideraciones | 112 |
| CAPÍTULO 4. NORMATIVIDAD EN MATERIA DE AGUAS PROFUNDAS | 113 |
| 4.1. Marco regulatorio en aguas profundas en EUA | 113 |
| 4.1.1. Autoridades regulatorias..... | 113 |
| 4.1.2. Nuevo marco de regulación | 114 |
| 4.1.2.1 Regla de seguridad en la perforación..... | 114 |

| | | |
|---------------------------|---|------------|
| 4.1.2.2 | Regla de seguridad en el trabajo..... | 114 |
| 4.2. | Normatividad mexicana | 115 |
| 4.2.1. | Comisión Nacional de Hidrocarburos..... | 115 |
| 4.2.2. | Resolución CNH.12.001/10 | 116 |
| 4.2.2.1 | Objetivos de la regulación | 116 |
| 4.2.2.2 | Regulación general | 116 |
| 4.2.2.3 | Criterios de evaluación general..... | 117 |
| 4.2.2.4 | Responsabilidad y capacidad operativa de PEMEX..... | 118 |
| 4.2.2.5 | Sistemas normativos | 118 |
| 4.2.2.6 | Plan de organización, capacitación y adiestramiento | 119 |
| 4.2.2.7 | Administración de riesgos | 124 |
| 4.2.2.8 | Planes para atender contingencias o siniestros | 127 |
| 4.2.2.9 | Verificaciones de cumplimiento..... | 128 |
| 4.2.3. | Reforma energética..... | 129 |
| 4.2.3.1 | Ronda cero | 129 |
| 4.2.3.2 | Ronda Uno..... | 133 |
| CONCLUSIONES..... | | 135 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 138 |

Prefacio

El objetivo de este trabajo consiste en conocer los retos tecnológicos a los que se enfrenta la industria petrolera mexicana cuando realiza actividades relacionadas con la perforación de pozos en aguas profundas, esto debido a la importancia que ha cobrado este tema a nivel internacional por los grandes volúmenes de hidrocarburos contenidos en este tipo de yacimientos.

En el primer capítulo se analiza la situación actual en materia de aguas profundas, iniciando con el concepto y los países que han desarrollado estos yacimientos, incluyendo la explotación del Golfo de México por parte de Estados Unidos de América y las primeras incursiones de México en la perforación costa afuera.

En el segundo capítulo se tiene un acercamiento en las actividades de perforación en aguas profundas en México, partiendo desde las regiones petroleras de mayor relevancia. De igual forma, se hace énfasis en la situación actual del país y en las oportunidades que se tienen a futuro, tal es el caso del desarrollo del campo Lakach.

En el tercer capítulo se analizan los principales retos tecnológicos, los riesgos que implican y las recomendaciones necesarias para aminorarlos y superarlos. Esto con ayuda de nuevas herramientas, equipos y técnicas innovadoras. Aquí se conocerá la problemática en la perforación y en el medio ambiente que se ha presentado en los pozos en aguas profundas.

Por último, se habla de la normatividad mexicana, tomando como base las regulaciones existentes en Estados Unidos de América. Este estudio se centra en las resoluciones propuestas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos para realizar las operaciones de forma eficiente y competitiva. Igualmente se tiene una breve semblanza sobre la nueva Reforma Energética mexicana y los impactos que genera en la exploración y explotación de aguas profundas por PEMEX.

Introducción

Los hidrocarburos son una fuente de energía de suma importancia, ya que el petróleo y el gas ocupan los primeros lugares para la generación de energía que cubre las necesidades industriales, comerciales y del sector doméstico en el mundo moderno. Por esto, son un factor clave en el desarrollo económico de cualquier país productor.

Desde sus inicios, la exploración y explotación de este recurso no renovable ha implicado el uso de tecnología e innovación continua, puesto que cada vez se van perforando pozos más profundos y en condiciones adversas que van incrementando las complicaciones en estas actividades. Lo anterior implica una mejora constante en la industria petrolera para alcanzar sus objetivos de extracción y comercialización de los hidrocarburos disminuyendo los riesgos del personal, las instalaciones y el ecosistema en el que está localizado el yacimiento.

Debido a que la demanda de petróleo y gas cada vez se incrementa a una tasa mayor, los yacimientos convencionales han empezado la declinación de su producción y como consecuencia, se ha vuelto una necesidad mundial el desarrollo de yacimientos cuyas profundidades, condiciones ambientales, localizaciones y ambientes de depósito hacen que su exploración y explotación se vuelvan complejas. Un ejemplo de esto son los recursos energéticos localizados en aguas profundas.

Los yacimientos en aguas profundas son una fuente importante de recursos a nivel mundial, siendo aproximadamente 33 los países que han incursionado con éxito en la extracción de recursos en esta área. En el Golfo de México existen grandes oportunidades para desarrollar estos yacimientos, prueba de esto es el éxito comercial y geológico que ha tenido Estados Unidos de América en sus operaciones de perforación y en la producción generada por los recursos del Golfo que comparte con México y Cuba.

En México la extracción de los recursos presentes en el Golfo de México representa una gran oportunidad de crecimiento en muchos aspectos, como lo son el conocimiento tecnológico adquirido mediante la superación de los desafíos involucrados, las oportunidades de empleo para actividades en aguas profundas, la mejora de las técnicas para el cuidado del ambiente en la industria petrolera y el progreso de la economía, entre otros.

Existen muchos retos implicados en la perforación en aguas profundas mexicanas, tan sólo las condiciones climatológicas generan altos riesgos en las operaciones, sin embargo, los avances tecnológicos han permitido afrontar las condiciones ambientales, los factores geológicos y su interpretación en los yacimientos, los problemas de pérdida de circulación, los efectos de la presión y la temperatura en el lecho marino, las altas presiones y temperaturas en el pozo, la formación de tapones por hidratos, parafinas o asfaltenos; los flujos no controlados de agua y gas en las secciones más superficiales del pozo, los problemas en las tuberías e incluso los problemas ambientales como lo son los derrames petroleros.

De igual forma, en México se ha generado una serie de regulaciones tanto en los procedimientos para la perforación como en los aspectos ambientales que deben cuidarse para no causar daños al ecosistema.

Capítulo 1. Panorama mundial en Aguas Profundas

1.1. Concepto de aguas profundas

El concepto de Aguas Profundas depende de las fuentes que se utilicen; sin embargo, en términos generales se refiere a la exploración y explotación en yacimientos de hidrocarburos en regiones ubicadas en tirantes de agua de más de 500 metros y ultraprofundas a partir de 1500 metros (Fig. 1.1).



Figura 1.1 Clasificación de Aguas Profundas

Este tipo de condición constituye un ambiente extremadamente difícil para la explotación del aceite y gas que se encuentran a mayores profundidades. Las temperaturas de casi congelación en el lecho marino hacen que el aceite se congele y que el gas forme hidratos en forma de hielo. La presión en esas profundidades es tan grande que los técnicos deben trabajar usando vehículos accionados a control remoto. Inclusive las instalaciones en superficie sufren por las condiciones climáticas.

La perforación en aguas profundas permite desarrollar aquellos campos marginales en los cuales se conocen datos estimados de reservas; así mismo implica numerosos peligros naturales, incertidumbre operativa y problemas mayores de logística. Debido a los riesgos implicados en el desarrollo, muchas veces no es factible realizar las inversiones necesarias para optimizar la exploración; por lo que la industria de exploración y explotación de hidrocarburos se ha dado a la tarea de implementar nuevas tecnologías y metodologías para disminuir los riesgos implicados e incrementar la producción. Con esto se pretende incrementar las reservas de hidrocarburos para satisfacer la demanda energética de la población mundial.

1.2. Historia del desarrollo de campos en Aguas Profundas

A partir de la década de los ochentas, la industria petrolera descubrió que más allá de las plataformas continentales, bajo enormes tirantes de agua, yacían inmensas reservas de hidrocarburos. Este descubrimiento llevó a la industria petrolera a buscar soluciones para resolver problemas tecnológicos que se vislumbraban, dado el entorno operativo totalmente ajeno a lo que hasta el momento se conocía. Se encontró por ejemplo, que a profundidades mayores de 2000 metros, el reemplazo de miles de metros de estratos de sobrecarga por agua se traducían en márgenes extremadamente estrechos entre el gradiente de fractura y el de presión de poro, que se manifiestan en las primeras etapas de perforación.

Para alcanzar las profundidades objetivo bajo tales condiciones y con la tecnología disponible en los inicios de la perforación en aguas profundas, se requería la utilización de sartas de revestimiento múltiples, cada vez más pequeñas, a fin de poder controlar la presión de poro, manteniendo simultáneamente la presión hidrostática del fluido de perforación por debajo de la presión de fractura de la formación.

La configuración de pozos resultante, a menudo incluía una sarta de producción demasiado estrecha para transportar los volúmenes de producción deseados. Lo

que significa que la industria petrolera podía alcanzar estas acumulaciones de hidrocarburos, pero no explotarlas con los volúmenes requeridos para justificar la inversión realizada.

Los equipos de perforación capaces de manejar tuberías, fluidos de perforación y cementos para perforar y terminar los pozos en los tirantes de agua descritos no eran comunes. Los aspectos químicos de los fluidos de perforación fueron cambiados radicalmente, para contar con fluidos capaces de soportar los cambios de temperatura, ocasionados bajo condiciones muchas veces cercanas al punto de congelación en el lecho marino y después hasta la profundidad del yacimiento, por mencionar algunos de los variados problemas que se enfrentaron.

Con el paso del tiempo, la mayoría de estos problemas se resolvieron a través de las innovaciones en tubería de revestimientos, líneas de flujo calentadas, la química avanzada y la construcción de plataformas de perforación gigantes, entre otras.

Lo anterior no fue la conclusión de los problemas a resolver y actualmente la exploración y explotación de yacimientos petroleros se enfrenta a un nuevo reto, como es la localización y perforación de importantes masas salinas encontradas sobre dichos yacimientos.

1.3. Principales países que explotan yacimientos en aguas profundas

Las zonas de explotación de hidrocarburos en Aguas Profundas a nivel mundial incluyen aguas territoriales del mar del Norte, India, Indonesia y el llamado Triángulo de Oro, que es una zona con grandes reservas conformada por el Golfo de México, Brasil y el oeste de África. Adicionalmente, existen zonas con alto potencial de producción de hidrocarburos en Aguas Profundas como India, Australia y el Mar Mediterráneo. En la figura 1.2 se pueden observar las zonas con reservas probadas y recursos prospectivos en el mundo.

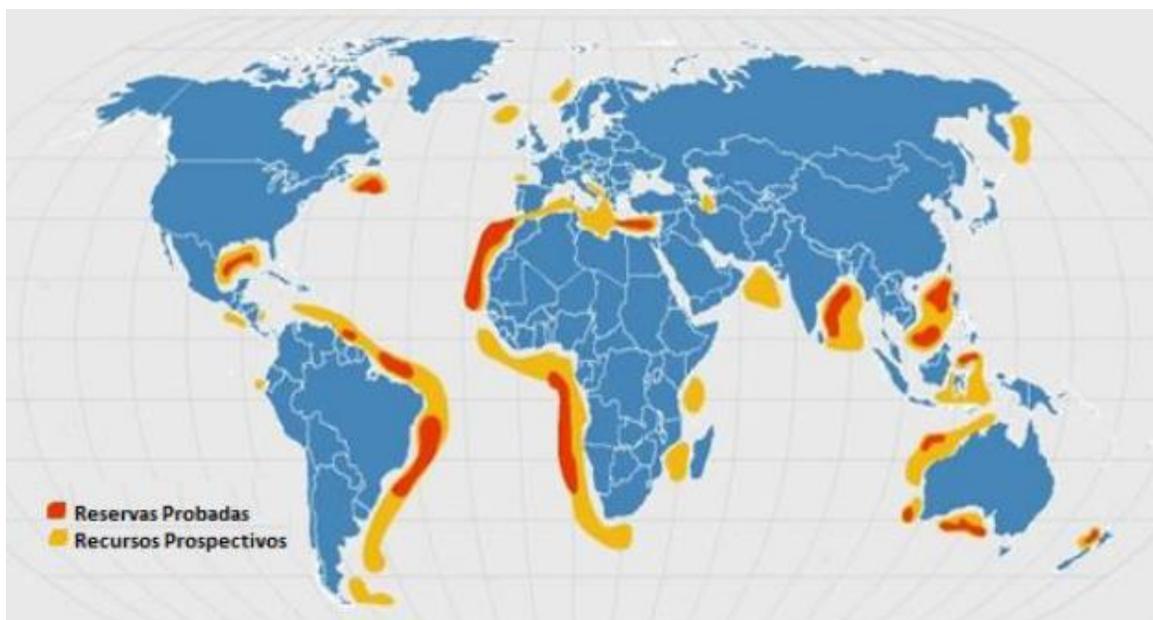


Figura 1.2 Mapa de ubicación de reservas probadas y recursos prospectivos en aguas profundas

Aunque las primeras incursiones en aguas profundas se realizaron en los años ochenta, no despertaron en interés de la industria petrolera debido a las complicaciones y a la falta de tecnología para realizar la explotación de los yacimientos, por lo que sólo se consideraron como una etapa experimental. Fue hasta el aumento de los precios en el mercado de hidrocarburos que se pudo realizar una extensión definitiva y emprender con éxito la perforación y producción de pozos en aguas profundas.

Hasta el año 2008 sólo existían campos en operación en 14 países y de estos algunos comenzaron en 2007 o 2008. Actualmente existen campos en operación en alrededor de 33 países.

1.3.1. Nigeria

Las primeras licitaciones de bloques en aguas profundas se realizaron en 1990, pero no fue sino hasta 1996 cuando se descubrieron los primeros campos. Estos estuvieron inactivos hasta que los precios del petróleo iniciaron su ascenso en 2003. Las actividades de exploración y producción en las áreas costa afuera suelen ser regidas por contratos de producción compartida con la compañía petrolera nacional, The Nigerian National Petroleum Corporation. Generalmente

abarcan 30 años de validez, siendo diez años para exploración y veinte para producción con opción a prórroga.

Las empresas operadoras han puesto en actividad a cuatro campos, uno de ellos es un yacimiento gigante llamado Bonga con una producción de 200 mil barriles de crudo diarios. Otro campo gigante es Usan, administrado por Chevron. Actualmente cuenta con 11 campos, de los cuales sólo 4 están en producción.

1.3.2. Angola

Sus primeros campos fueron descubiertos desde los años noventa pero sólo uno inició operaciones en 2002. El número de campos en aguas profundas frente a las costas de esta nación es de 30, con 23 en desarrollo.

Las actividades de exploración y producción se rigen por acuerdos de producción compartida con un término de la exploración inicial de cuatro años y una segunda fase opcional de dos a tres años. El período de producción es de 25 años, y los acuerdos proporcionan generalmente una negociación para extensión de contrato.

En este país se han descubierto tres campos gigantes: Saxe y Batuque, que entraron en operación en 2008, y Girasol, produciendo desde hace más de 12 años, con innovaciones técnicas en perforación horizontal.

1.3.3. Guinea Ecuatorial

Cuenta con 8 campos, de los cuales sólo 3 están en producción. Guinea aprobó su desarrollo acelerado en los años noventa, a cargo de la compañía petrolera Exxon Mobil, quien acondicionó un buque tanque para reunir la producción de los pozos y exportarla.

Zafiro es un campo gigante perteneciente a este país. Su producción inicial fue de 40 mil barriles diarios y en 2008 ascendió a poco menos de 250 mil barriles diarios.

1.3.4. Congo

En este país la compañía Total anunció en 2008 que los campos Moho y Bolondo comenzaban su etapa de producción. Aunque el descubrimiento del campo Moho

fue en 1995, fue hasta casi tres años después que se firmó el contrato, se realizó el diseño, la construcción e instalación de los equipos, incluyendo un oleoducto de 80 km de largo para trasladar el crudo a la terminal de exportación en la costa.

Actualmente se conocen cuatro campos: Moho, Bilondo (1998), Lianzi (2004) y Azurie (2005).

1.3.5. Mauritania

Posiblemente sea el país que ha sido recién incorporado a la explotación de campos en aguas profundas. En 2001 la empresa australiana WoodSide descubrió el primer campo, el Chinguetti, que inició operaciones en 2006. Se trata de un yacimiento pequeño que tiene una producción de 15 mil barriles diarios.

A partir del primer descubrimiento en Mauritania se han incluido los campos Banda en 2002, Pelican y Tiof en 2003 y Tevet en 2004. En enero de 2011, el éxito Cormoran-1 pozo exploratorio evaluó con éxito el campo de gas de Pelican y descubrió dos nuevos campos subyacentes, Cormoran y Petronia.

1.3.6. Australia

A pesar de que los campos de Australia se descubrieron desde los años ochenta, la explotación inicia en 2006. Enfield Arranca operaciones en 2006 y Stybarrow en 2007. Posteriormente siguieron Eskdale y Gorgon. Actualmente cuenta con seis campos más a la espera de iniciar operaciones de producción.

1.3.7. Indonesia

Los primeros campos marinos fueron descubiertos desde los años noventa, pero el único que entro en operación en 2003 fue el West Seno, un campo gigante que produce 40 mil barriles diarios. En este campo se construyó un sistema combinado de plataformas marinas con equipos de proceso en tierra. Este sistema está comprendido por una plataforma de patas tensionadas, dos unidades flotantes y ductos que conducen los hidrocarburos a tierra firme.

1.3.8. Malasia

En 2002, la empresa Murphy Oil Corporation realizó el primer descubrimiento, el campo Kikeh, anunciado como un enorme éxito. A finales del año 2007 iniciaron

operaciones con una producción de 100 mil barriles diarios, convirtiendo a Kikeh en un campo gigante. En este campo se ha instalado una combinación de pozos controlados desde un equipo llamado Spar. El proyecto cuenta con 20 pozos en producción y 20 pozos inyectoros de agua.

En 2012, la compañía Shell anunció el inicio de producción de aceite del segundo campo en Aguas Profundas, Gumusut-kakap, localizado a 120 kilómetros de la costa. Actualmente, están realizando operaciones de exploración en el campo Malikai.

1.3.9.India

Inició actividades en Aguas Profundas en el año 2000. Aunque ha descubierto cuatro campos en su territorio, sólo el llamado Krishna-Godavari es productor de gas, aportando el 50% en el incremento de su producción; Annapurna, M field y D6 Field siguen en la etapa de exploración.

1.3.10.Noruega

En 1997 descubrieron el campo Ormen Lange y diez años después inició su producción con la compañía Shell como operadora. Es un campo gigante de gas del que se obtienen aproximadamente 2470 millones de pies cúbicos de gas diarios. El complejo se encuentra localizado en aguas septentrionales del litoral de Noruega, cercanas al Círculo Polar, con temperaturas próximas al punto de congelamiento se forman hidratos en las corrientes de producción, por lo que se instaló el sistema anticongelante más grande del mundo.

Para el transporte de la producción se construyó un gasoducto de 1200 km de longitud y fue instalado a una profundidad de 850 y 1100 metros sobre el nivel del mar.

1.3.11.Reino Unido

Este país descubrió sus primeros campos en Aguas Profundas, Cuillin Central, Cuillin South y Alligin, en la primera mitad de los años noventa cerca de las islas Faroes, al noroeste de Escocia. Después de casi 15 años siguen en etapa de exploración.

1.3.12. Italia

La Agencia Generale Italiana Petroli (AGIP) perforó, asociada con Chevron, un pozo en Aguas Profundas. A pesar de que se consideraba poco rentable, el campo Aquila tiene una reserva de 20 millones de barriles y se ha desarrollado gracias a las perforaciones horizontales.

1.3.13. Egipto

Los primeros pozos se perforaron en 1998, pero su desarrollo inició en 2003 con la alza de precios en los hidrocarburos. En este país se han construido sistemas de explotación que combinan instalaciones de extracción costa afuera con equipos de proceso en tierra.

Los campos en producción son Saffron, Scarab, Simian y Sienna.

1.3.14. Brasil

Debido a la escasez de recursos convencionales, este país se adelantó una década en la perforación en Aguas Profundas y logró iniciar la explotación de sus campos desde comienzos de los años noventa con el campo Marlim.

Actualmente cuenta con más de 38 campos con la mitad de estos en etapa de producción.

1.3.15. Estados Unidos de América

Los hidrocarburos en este país son de gran importancia, tan sólo en el Golfo de México profundo se lleva a cabo la producción del 25% del petróleo y el 14% del gas natural de la nación. Entre los principales campos se encuentran Eugene Island, Atlantis y Tiber.

El gobierno federal no ha permitido la perforación en aguas federales en el este del Golfo de México, que incluye la costa de Florida y de Alabama.

1.3.16. México

Se encuentra en las primeras fases de la incursión en aguas profundas debido a que no se había tenido actividad de exploración en yacimientos de este ambiente. La importancia en la exploración de aguas profundas en México reside en la

cantidad de recursos prospectivos que se han estimado en el Golfo de México profundo, cerca de 29 mil 500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que implica aproximadamente el 50% del total de los recursos prospectivos de la nación. Lo anterior implica grandes riesgos pero, al mismo tiempo, una gran oportunidad para la industria petrolera mexicana.

1.4. Perspectiva mundial

Hoy en día se han logrado grandes avances en los métodos de exploración y producción en aguas profundas y se ha observado que apenas se supera un reto, otro surge para tomar su lugar. Por lo que las empresas petroleras se ven atraídas por la explotación en aguas profundas ante las posibilidades de hallar enormes reservas y, por ende, altas tasas de producción que justifiquen los costos y los riesgos implicados para que resulte un proyecto altamente rentable.

Algunos campos en aguas profundas contienen más de 2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente y un solo pozo puede producir hasta 50 mil barriles de petróleo por día.

Los descubrimientos en aguas profundas hasta la fecha han contribuido aproximadamente con 60 mil millones de barriles de petróleo a las reservas mundiales, sin embargo sólo alrededor del 25% de las reservas en aguas profundas han sido o están siendo desarrolladas, con sólo alrededor de 5% producido.

El éxito de las exploraciones ha estado cerca del 10% al 30% a nivel mundial, este alto indicador de éxito llega en tiempos críticos cuando la industria se enfrenta con una demanda creciente de energía.

Hasta el 2011, el máximo tirante de agua de una perforación en aguas profundas era de 3107 metros, operado Chevron en alianza con India (Fig. 1.3).

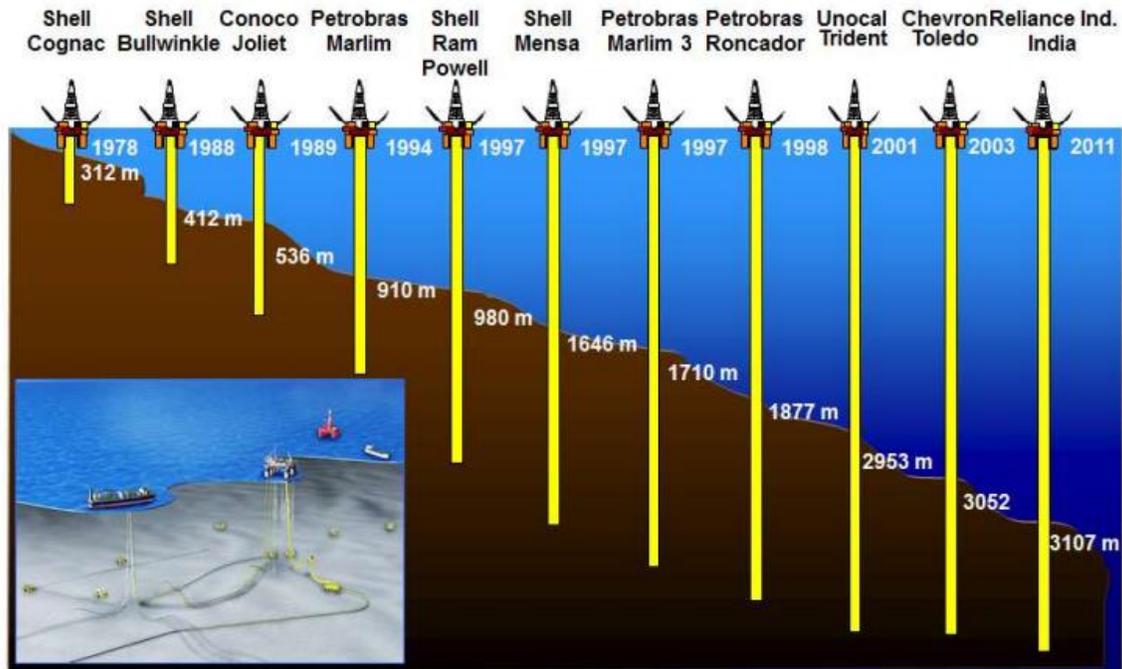


Figura 1.3. Avance tecnológico en la perforación de pozos en aguas profundas

1.5. Golfo de México

El golfo de México es una cuenca oceánica que se localiza entre México, Estados Unidos de América y Cuba (Fig. 1.4).



Figura 1.4. Ubicación del Golfo de México

1.5.1. Inicios de la perforación costa afuera

Las perforaciones marinas en el Golfo de México comenzaron en 1930 con pozos ubicados en las Ciénegas y pantanos de Luisiana, Estados Unidos. En estos lugares se utilizaron pequeñas plataformas de madera, las cuales suplían a las barcazas que no podían llegar a las zonas de perforación y producción.

En 1931 se construyó una plataforma de madera en las costas de Cameron, Luisiana, con un tirante de agua de 3.6 metros a una distancia de 90 metros desde la costa. En 1932, una compañía llamada Indian Petroleum Corporation decidió explorar a una distancia de 800 metros de la costa y para esto, construyó una porción de “muelle” con pilotes y soportes de acero entrecruzados, agregando piso, barandales y una torre de perforación. Para septiembre de ese mismo año la isla de acero de 18.3x27.4 metros fue terminada en un tirante de agua de 11.6 metros, esta soportaba una torre de 37.2 metros y se mantuvo en operación hasta 1939, cuando terminó su tercer pozo.

Desde 1937 hasta 1942, se perforaron alrededor de 25 pozos desde los pilotes de madera cimentados costa afuera en el Golfo de México. Estas operaciones evidenciaron la gran cantidad de problemas que debían superarse si se continuaba con este tipo de pozos de forma segura y eficiente.

En el verano de 1947 se llevó a cabo la construcción de una plataforma que tenía un área de 250 metros cuadrados (m^2), esta estructura se instaló en un tirante de agua de 55 metros y estaba localizada 17 kilómetros costa afuera en el Golfo de México. Un buque de guerra se adaptó como barco habitacional para albergar a las cuadrillas de trabajadores y como almacén de víveres y herramientas que se requerían durante las operaciones. Este sistema llegó a ser muy popular debido a los bajos costos de construcción y mantenimiento. El 9 de septiembre se puso en producción el primer pozo de esta plataforma, y con esto, el primer yacimiento gigante en ser explotado costa afuera en las costas de Texas.

Para mayo de 1949 ya existían 10 plataformas en el Golfo de México realizando trabajos a varios kilómetros de la costa y 25 plataformas estaban en proceso de

licitación. A partir de ese año, las operaciones en esta localización se vieron entorpecidas debido a la controversia que existía en el gobierno norteamericano sobre la propiedad de los barcos que realizaban las operaciones. La disputa fue resuelta en 1953 gracias a la aprobación de una ley que regulaba el uso de los barcos.

A partir de ese momento, las operaciones en el Golfo de México y el desarrollo de nuevas tecnologías presentaron un crecimiento significativo. Después se inició con el desarrollo de un sistema diferente de estabilidad del barco, el semisumergible o barco de perforación con columna estabilizada, tomando como base el casco de un buque de guerra y su principal característica era que podía perforar mientras flotaba, en lugar de apoyarse sobre el lecho marino. Este tipo de plataformas presentan características superiores de movimiento y hoy en día son usadas extensivamente en las extremas aguas del mar del norte y en la costa este de Canadá.

Las plataformas siguieron ubicándose en aguas cada vez más profundas y, a principios de 1970, la compañía Shell Oil instaló una plataforma en el Golfo de México en un tirante de agua de 373 pies. La compañía Tenneco instaló una plataforma a 210 kilómetros de las costas de Luisiana en un tirante de agua de 375 pies. Esta plataforma alcanzó una altura de 400 pies y un peso de aproximadamente 8000 toneladas.

La costa del Golfo de México fue dominada por actividades petroleras y la instalación de más de 5000 estructuras de perforación. En 1978, la plataforma Cognac fue instalada en tres piezas en un tirante de agua de 1025 pies.

Gracias a los avances tecnológicos de barcasas de transporte y de lanzamiento, fue posible el desarrollo de una sola pieza para aguas profundas. La plataforma Garden Banks fue instalada en una pieza en un tirante de agua de 680 pies en 1976. En 1981 y 1982 fueron instaladas las plataformas Cerveza, con 935 pies de tirante de agua, y Liguera, con un tirante de agua de 915 pies.

Los equipos, métodos y técnicas de perforación, terminación, producción y mantenimiento de pozos sobre el lecho marino, han presentado grandes avances desde el primer pozo submarino a finales de los años cincuenta. Hoy en día la tecnología ha permitido el desarrollo de desafíos más grandes, como lo son los yacimientos en aguas profundas.

1.5.2. Explotación de recursos estadounidenses

Este país inició la explotación de petróleo en el Golfo de México en 1947 y para 1996 ya había avanzado sobre la plataforma continental de 200 metros de profundidad. A partir del año 2000 los desarrollos tecnológicos han permitido que las compañías petroleras exploren a más de 3000 metros de profundidad y perforen hasta los 9000 metros.

Hasta octubre de 2010, el Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE) reportó que en las aguas profundas de localizadas en el territorio estadounidense del Golfo de México (USA GOM por sus siglas en inglés) se habían desarrollado y puesto en producción 302 campos en tirantes de agua superiores a los 3000 metros. En la figura 1.5 se observan los recursos prospectivos en el año 2009.

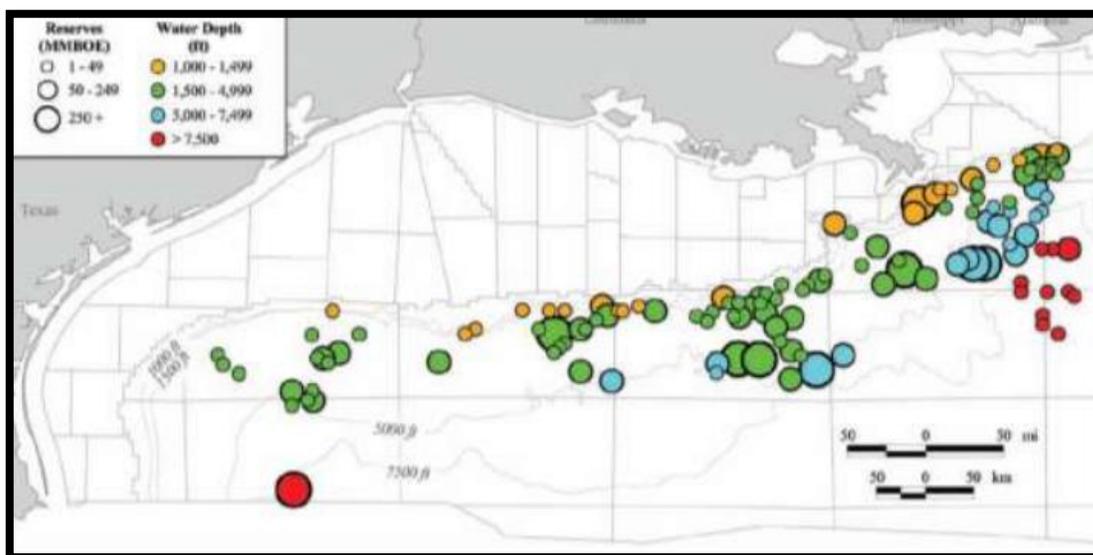


Figura 1.5. Recursos prospectivos del USA GOM 2009

En 2009, en aguas profundas y ultraprofundas de esa misma región, se habían descubierto 11 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. De acuerdo al U.S Energy Information Administration (EIA), al primero de enero de 2010 las reservas probadas en aguas profundas del Golfo de México contabilizaban 3.3 mil millones de barriles de petróleo crudo y 12 billones de pies cúbicos de gas.

A partir del año 2000 la producción de los Estados Unidos en aguas profundas del Golfo de México superó a la de aguas someras, que continúa en declinación, como se muestra en la figura 1.6. En 2009, la producción de crudo de aguas profundas representó el 80% del crudo producido en esa zona y el 23% de la producción estadounidense.

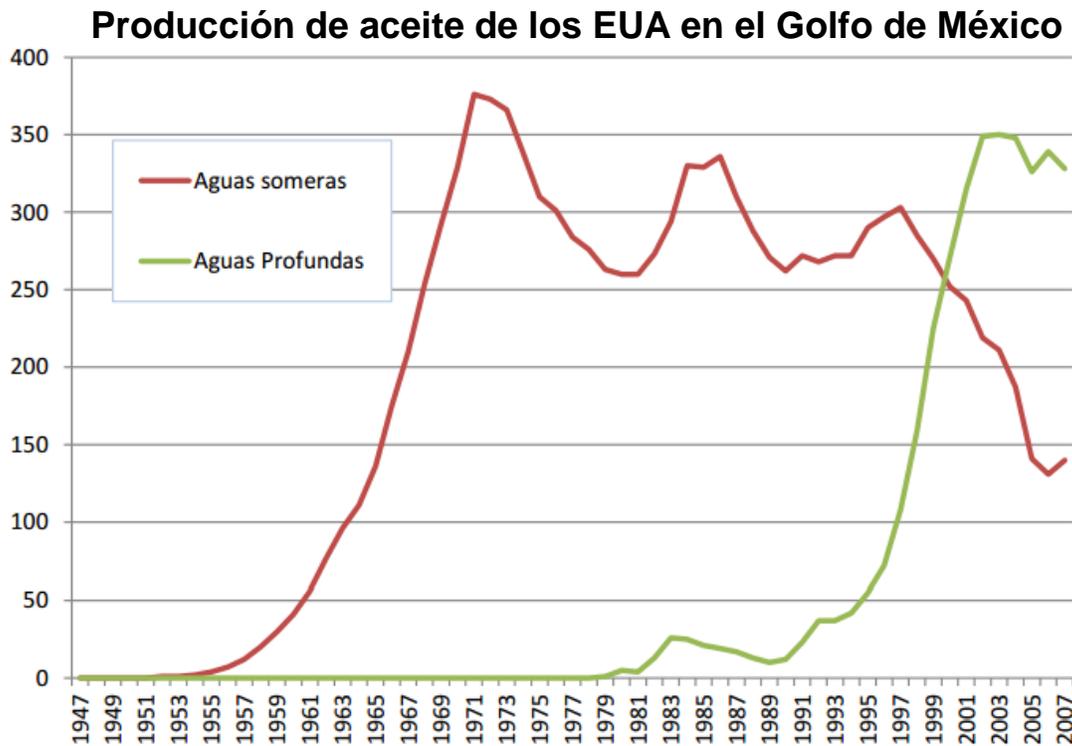


Figura 1.6. Producción de aceite de los EUA en el Golfo de México

Estados Unidos de América es, por mucho, el mayor consumidor de petróleo del mundo. Esto lo ha obligado a buscar petróleo en su territorio localizado en aguas

profundas del Golfo de México, para satisfacer sus necesidades de crudo y disminuir su dependencia a las importaciones.

1.5.3. Primicias de la explotación en México

Entre 1974 y 1975, México encaró un importante plan de exploración mediante el cual logró perforar un total de 150 pozos, siendo nueve de ellos en el mar. Con el convencimiento de que existía en el mar una prolongación de los yacimientos de Chiapas y Tabasco con similar rendimiento, Petróleos Mexicanos encaró sus perforaciones en la plataforma marina, a pesar de que los costos de exploración y de perforación sextuplicaban a los continentales.

En 1975 fue perforado el pozo Chac 1, con el que se confirmó la prolongación de las estructuras productivas de tierra hacia la plataforma continental. Este pozo produjo 1000 barriles por día de crudo denso, por lo que inmediatamente después se perforó el segundo pozo exploratorio, el pozo Bacab 1, que produjo 3000 barriles por día de crudo mediano. Posteriormente se perforó el pozo Akal 1, el primero de los que integrarían el Complejo Cantarell.

Desde su descubrimiento, el área de la Sonda de Campeche provocó un gran interés, ya que ofrecía objetivos tanto en el Terciario como en el Mesozoico y sus porcentajes de éxitos en la actividad de exploración eran del 70%, lo que se considera elevado. A partir de ese momento se consideró como una zona importante de producción de aceite.

Capítulo 2. Perforación en Aguas profundas de México

México aún cuenta con un gran potencial petrolero en el mar, no solamente en áreas donde tradicionalmente ha operado, que se localizan en tirantes menores de 100 metros, sino en tirantes mayores a los 200 metros e inclusive sobrepasando los tirantes de agua de 1500 metros. Para esto se cuenta con un plan estratégico de exploración que enfoca su atención hacia el Golfo de México a profundidades que todavía no han sido alcanzadas, al menos en territorio mexicano.

Pemex Exploración y Producción debe prepararse técnicamente para perforar, desarrollar y explotar estructuras petroleras que pudieran ser descubiertas en aguas profundas en los próximos diez años, y que muy probablemente serán las que mantengan la tasa de recuperación que se tiene en la actualidad.

2.1. Aguas Profundas en México

Mientras que actualmente existen más de 150 descubrimientos en Estados Unidos de América en aguas que exceden los 305 metros de profundidad, de los cuales 13 se encuentran a más de 1829 metros de profundidad; en México seguimos en la etapa de exploración en materia de Aguas Profundas.

En Aguas Profundas del Golfo de México se han definido 3 grandes proyectos aprobados por PEMEX (fig.2.1):

- Perdido
- Golfo de México Sur
- Golfo de México B



Figura 2.1. Localizaciones aprobadas por PEMEX

En donde el potencial de hidrocarburos se encuentra en 9 áreas principales, mismas que se podrán observar en el subtema “Proyectos y áreas prioritarias”.

2.2. Regiones petroleras mexicanas

El área correspondiente a los yacimientos mexicanos en aguas profundas ocupa cerca de 550 mil kilómetros cuadrados. PEMEX ha dividido este territorio en siete provincias petroleras con respecto a sus características estructurales.

2.2.1. Provincia de las Cordilleras Mexicanas

Su origen está relacionado con deslizamientos por gravedad de la cubierta sedimentaria. Se tiene arenas turbidíticas del Eoceno-Plioceno en pliegues gravitacionales esbeltos de gran longitud. Esta provincia se localiza en tirantes de agua de 500 a 3500 metros.

Uno de los pozos perforados en esta provincia es el pozo Lakach-1 que fue perforado en el 2006 frente a las costas del estado de Veracruz, con un tirante de agua de 988 metros. Con este pozo se descubrió el primer yacimiento de gas no asociado en aguas profundas del Golfo de México en rocas del Mioceno.

El volumen original de gas natural es de 1732.7 miles de millones de pies cúbicos, las reservas 3P se estiman en 1301.8 miles de millones pies cúbicos, las reservas probables ascienden a 364.4 miles de millones de pies cúbicos y las probadas son de 308.5 miles de millones de pies cúbicos.

2.2.2. Cinturón Plegado de Catemaco

Está formada por rocas sedimentarias del Terciario formando pliegues de orientación preferencial noreste-sureste, los cuales se asocian al evento Chiapaneco del Mioceno medio y tardío.

El pozo Noxal-1 fue perforado en esta zona, localizado frente a las costas de Veracruz, a 102 kilómetros del puerto de Coatzacoalcos, con una distancia al fondo marino de 935 metros. El pozo ayudó a incorporar un nuevo yacimiento de

gas no asociado en areniscas con intercalaciones de limolitas de Edad Plioceno Inferior.

El yacimiento está constituido por areniscas líticas de granulometría fina a muy fina, con porosidad primaria intergranular y secundaria del tipo móldica de 16% a 22%, y una saturación de agua entre el 30% y el 50%.

2.2.3. Provincia Salina del Golfo Profundo o Cuenca Salina del Istmo

Ubicada en tirantes de agua de 500 a 3000 metros, esta provincia está conformada por calizas mesozóicas y areniscas en estructuras complejas asociadas a tectónica salina. En este sector existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, por lo que se llevaron a cabo operaciones de perforación.

El pozo Lalai-1 se localiza cerca del puerto de Coatzacoalcos Veracruz, en un tirante de agua de 806 metros. Con este pozo se descubrieron dos yacimientos, uno de ellos es de gas no asociado.

2.2.4. Cinturón plegado perdido

Se ubica frente al litoral del Estado de Tamaulipas, en la zona exclusiva del Golfo de México. Se constituye por terrígenos clásticos y carbonatos (mesozoico), y arenas y lutitas del terciario.

La estrategia de exploración es perforar 47 pozos en un periodo de 15 años; adquirir 3000 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, obtener 68 estudios geológicos e invertir aproximadamente \$127,783 millones de pesos.

2.2.5. Abisal del Golfo de México

Se localiza en la parte central y más profunda del Golfo de México, en esta área la columna sedimentaria no tiene una deformación importante, por lo que sólo existen estructuras de muy bajo relieve o trampas estratigráficas que pudieran ser de interés económico.

2.3. Exploración en México

En 2003, México inició la perforación de pozos en aguas profundas con la intención de incorporar nuevas reservas, por lo que PEMEX perforó el primer pozo; Chuktah-201, con un tirante de agua de 513 metros y resultó seco.

PEMEX continuó perforando pozos exploratorios en el Golfo de México profundo y un año después, el pozo Nab-1, con un tirante de agua de 679 metros, resultó productor de aceite extrapesado. En 2006 los pozos Noxal-1 y Lakach-1, perforados en tirantes de agua de 935 y 988 metros respectivamente, incorporaron 1722 millones de pies cúbicos de gas no asociado.

Durante 2008, se perforaron los pozos Chelem-1, Tamha-1 y Tamil-1, en tirantes de agua de 810, 1121 y 778 metros; este último resultó productor de aceite.

En 2009 se incorporaron reservas de gas húmedo no asociado con la perforación del pozo Leek-1, con un tirante de agua de 851 metros, el cual indicó en las pruebas de producción un gasto de 22.5 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Los pozos Lakach-2DL, a 1196 metros de tirante de agua, y Labay-1, con 1700 metros de tirante de agua se perforaron en el 2010 y resultaron productores de aceite, al igual que el pozo Piklis-1, perforado en 2011 con un tirante de agua de 1945 metros.

El 29 de agosto de 2012 PEMEX anunció el descubrimiento de petróleo en aguas ultraprofundas, después de la perforación del pozo Trión 1, ubicado a 177 kilómetros de la costa de Tamaulipas, confirmando la presencia de yacimientos de crudo ligero en el área Cinturón subsalino del proyecto Área Perdido.

El 5 de octubre de 2012 se anunció el descubrimiento de un nuevo yacimiento al confirmar la presencia de crudo ligero en el pozo Supremus-1, perforado a 2,900 metros de tirante de agua.

De 2006 a 2012 se han perforado 25 pozos en Aguas Profundas, de los cuales 14 han sido productores (figura 2.2).

Pozos perforados de 2003 a 2012

| (Tirante de Agua en metros) | | | | | | | | | |
|-----------------------------|---------------|-----------------|------------------|------------------|-------------------|---------------------|----------------------|--------------------|----------------------|
| 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| Chuktah-201 512m | Nab-1 680m | Noxal-1 935m | Lakach-1 988m | Lalail-1 805m | Tamil-1 778m | Leek-1 851m | Lakach-2DL 1,196m | Piklis-1 1,945m | Kunah-1 2,154m |
| | | | | | Chelem-1 810m | Kabilil-1 740m | Labay-1 1,700m | Nen-1 1,493m | Kunah-1DL 2,154m |
| | | | | | Tamha-1 1,121m | Etbakel-1 681m | | Puskón-1 600m | Trión-1 2,540m |
| | | | | | | Holok-1 1,028m | | Talipau-1 940m | Supremus-1 2,900m |
| | | | | | | Catamat-1 1,230m | | Caxa-1 1,800m | Hux-1 1,130m |

| |
|------------------|
| Campos de gas |
| Campos de aceite |
| Improductivos |

Figura 2.2. Pozos perforados de 2003 a 2012.

A finales de 2012 se inició con la perforación del pozo PEP-1, con un tirante de agua de 2918 metros, ubicado en el área Perdido, cerca de los pozos Trión-1 y Supremus-1. Hasta ahora PEMEX ha perforado seis pozos en Perdido: Trión-1, Supremus-1, Maximino, Vespa, Pep-1 y Exploratus, de los cuales cinco de ellos han reportado presencia de hidrocarburos.

Algunos de los pozos que se están perforando actualmente se muestran en la siguiente tabla:

| Perforación de pozos en 2014 | | |
|------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Pozo | Tirante de Agua (metros) | Inicio de la perforación |
| Lakach 52 | 1038 | 26/08/2014 |
| Kayab 101 | - | 30/04/2014 |
| Maximino 1 DL | 3016 | 26/05/2014 |
| Nat 1 | 2633 | 25/05/2014 |
| Vasto 1 | 2792 | 11/04/2014 |

2.4. Proyectos y áreas prioritarias

| Áreas con potencial de Hidrocarburos | | |
|--------------------------------------|-----------------------|-----------------|
| Área | Riesgo | Profundidad (m) |
| 1.CP Perdido | Bajo-Moderado | >2000 |
| 2.Oreos | Moderado-Alto | 800-2000 |
| 3.Nancan | Alto | 500-2500 |
| 4.Jaca-Patini | Moderado-Alto | 1000-1500 |
| 5.Noxx-Hux | Moderado | 650-1850 |
| 6.Temoa | Alto | 850-1950 |
| 7.Han | Moderado-Alto | 450-2250 |
| 8.Holok | Bajo-Moderado (Oeste) | 1500-2000 |
| | Alto (Este) | 600-1100 |
| 9.Lipax | Moderado | 950-2000 |

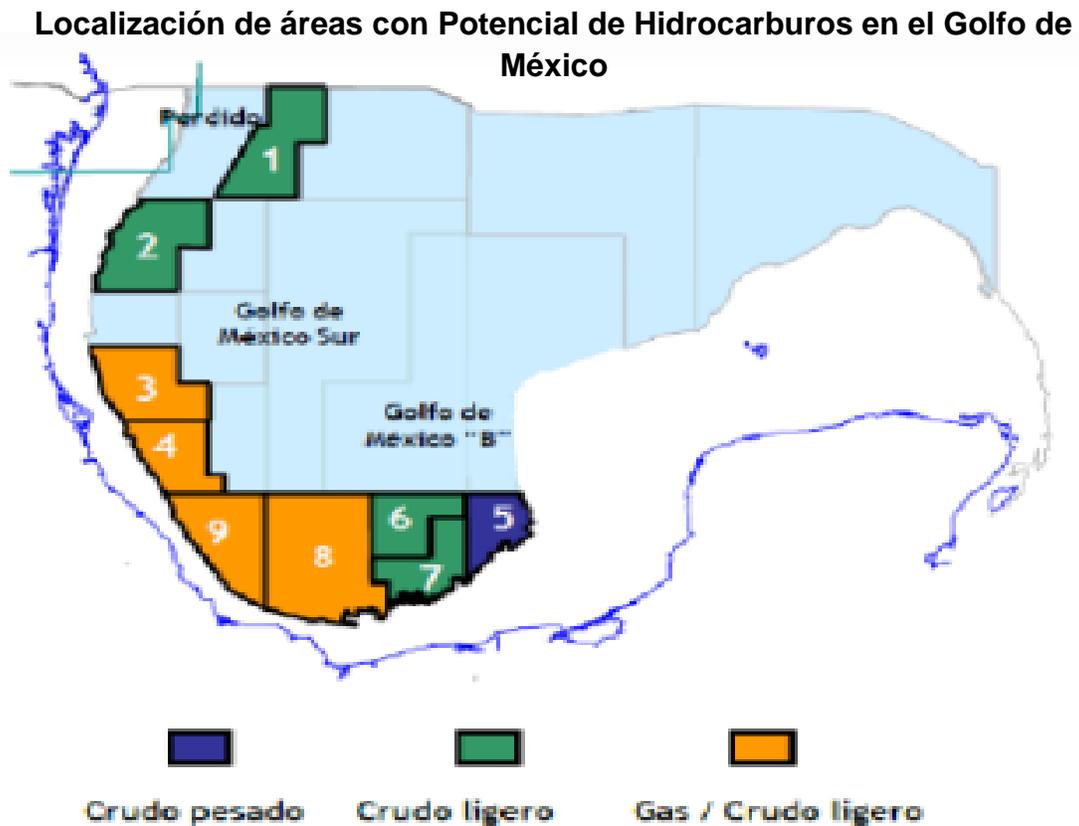


Figura 2.3. Localización de áreas con potencial de Hidrocarburos.

2.5. Equipos disponibles en Aguas profundas

| Equipo | T.A. (pies) | Prof. Máxima (pies) | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | |
|---------------|-------------|---------------------|-----------------|------|------|------|-----------------|-----------------|---------|-----------------|-----------------|---------|---------|------|------|------|--|
| Ocean Worker | 3,000 | 25,000 | Ago 03 - Ago 07 | | | | | 5 pozos | | | | | | | | | |
| Ocean Voyager | 3,000 | 25,000 | | | | | Nov 07 - Dic 09 | | 5 pozos | | | | | | | | |
| Max Smith | 7,000 | 25,000 | | | | | | Ago 08 - Dic 11 | | 6 pozos | | | | | | | |
| Centenario | 10,000 | 40,000 | | | | | | | | Sep 10 - Dic 14 | | 2 pozos | | | | | |
| Bicentenario | 10,000 | 40,000 | | | | | | | | | Jul 11 - Ago 16 | | 1 pozos | | | | |
| West Pegasus | 10,000 | 35,000 | | | | | | | | | Ago 11 - Ago 16 | | | | | | |

Figura 2.4. Plataformas disponibles en las operaciones de perforación en aguas profundas.

Plataforma Noble Max Smith



Figura 2.5. Plataforma Noble Max Smith

Plataforma Centenario (Antes PEtro Rig III)



Figura 2.6. Plataforma Centenario

Plataforma Bicentenario I



Figura 2.7. Plataforma Bicentenario

Plataforma Sea Dragon (West Pegasus)



Figura 2.8. Plataforma Sea Dragon

FSO Ta’Kuntah



Figura 2.9. FSO Ta’Kuntah

FPSO YuumK'ak Naab



Figura 2.10. FPSO Yuum K'ak Naab

2.6. Planeación de la perforación de pozos submarinos

La planeación de un pozo es un proceso ordenado que requiere el desarrollo de algunos aspectos importantes antes del diseño. La principal consideración es la rentabilidad del proyecto, por lo que la estimación y control del costo es un factor importante para la optimización de la relación beneficio-costos.

Para lograr que la actividad de planeación sea exitosa, se debe contar con la colaboración de todas las disciplinas participantes, como lo son geología, geofísica, yacimientos, perforación, logística, entre otras; en el desarrollo de un campo, siendo clave la comunicación y la planeación conjunta. Adicionalmente se requiere de la colaboración y eficiencia de las empresas que proveen los equipos, ya que la mayoría son diseñados y fabricados especialmente para cada campo, elevando el tiempo de entrega y desarrollo del proyecto, así como el aumento de

posibles retrasos. En general, una planeación de proyectos en aguas profundas debe contener los siguientes puntos:

- Características del yacimiento y de los fluidos a producir
- Número de pozos necesarios para su explotación dependiendo del área de drene y eficiencia de cada pozo.
- Energía del yacimiento.
- Declinación de la producción.
- Tirante de agua
- Infraestructura necesaria para la explotación y las características que debe cumplir.
- Localización del campo.
- Condiciones ambientales y meteorológicas a lo largo del año.
- Recuperación secundaria y mejorada.
- Sistemas artificiales de producción.
- Procesamiento de hidrocarburos
- Disponibilidad de equipos
- Calendario de actividades
- Intervenciones necesarias.
- Aseguramiento de flujo.
- Logística de abastecimiento.
- Abandono del campo.

Lo que significa que es necesaria una integración y evaluación de las necesidades que se presenten a futuro y que requieren ser consideradas para no modificar el desempeño del proyecto y su desarrollo.

El proceso de planeación debe tomar en cuenta los siguientes factores para que sea exitosa:

- Recopilación de la información
- Determinación de las presiones de formación y de fractura

- Determinación de las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento
- Determinación de la geometría del pozo
- Diseño y selección del fluido de perforación
- Selección de barrenas
- Diseño de tuberías de revestimiento
- Diseño de cementación de tuberías de revestimiento
- Diseño de sartas de perforación
- Selección del equipo de perforación
- Estimación de costos y control del proyecto

Por último, las posibles consecuencias que pueda tener el proyecto en el medio ambiente deben ser consideradas para satisfacer las medidas de seguridad y protección ambiental necesarias, de tal forma que al término del proyecto la localización, así como la fauna y flora, debe estar como fue encontrada en un principio.

2.6.1. Datos requeridos

Una vez seleccionada la localización a perforar, se tendrá que proceder a recopilar toda la información útil posible para el pozo en cuestión. Primero se deben establecer los objetivos geológicos, una vez establecidos se debe recopilar la información de los pozos vecinos o análogos de la cuenca. También es importante conocer el tirante de agua, las condiciones en el lecho marino, la profundidad del objetivo con respecto al fondo marino, el tipo de plataforma que se utilizará y los parámetros oceanográficos y climatológicos.

La determinación de las presiones de sobrecarga y formación son muy importantes, ya que su evaluación puede verse afectada por el tirante de agua y la posibilidad de que la formación productora a desarrollar sea de tipo marginal.

Cuando se consideran gradientes de fractura en pozos en aguas profundas, el gradiente de sobrecarga es una función del tirante de agua y de la densidad de las rocas. En realidad, el tirante de agua puede llegar a ser mayor que la profundidad

del yacimiento con respecto al fondo marino, por lo tanto, el gradiente aparente se verá disminuido.

Desde el punto de vista operativo, una reducción en el gradiente de fractura tiende a incrementar los problemas por pérdidas de circulación, reventones, pegaduras de tubería, inestabilidad del agujero y costos excesivos.

2.6.2. Asentamiento de tuberías de revestimiento

- Los factores clave en la determinación de las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento en pozos en aguas profundas son:
- Gradientes de presión de sobrecarga de la formación, del tirante de agua hasta el tirante de aire sobre el nivel del mar.
- Valores promedio de esfuerzos matriciales de la formación.
- Presión de formación y densidades de fluido asociadas.
- Gradiente de presión de fractura de la formación.
- Márgenes aceptables para el control de brotes y prevenir pérdidas de circulación.

2.6.3. Cementación de pozos

El flujo de agua somera es un problema que consiste en la presencia de arenas no consolidadas y altamente permeables, entre los 100 y los 1650 metros bajo el fondo marino, las cuales están lo suficientemente geopresionadas para forzar la entrada de agua y arena en el pozo por la diferencia de presiones.

Cuando el cemento se coloca, pasa de una lechada líquida a un estado de endurecimiento, medido en términos de resistencia a la compresión. Durante este tiempo, el cemento existe como un gel acompañado de una pérdida de volumen y de presión hidrostática contra la formación.

Después de la cementación, el proceso de endurecimiento se complica debido a los cambios de temperatura de la lechada, ya que cambian en la superficie y en su destino final. En la presencia de una formación geopresionada, todo el trabajo de

cementación puede perderse debido a la afluencia de agua y arena durante el tiempo extendido de exposición a una presión hidrostática baja.

2.6.4.Recomendaciones para el control del pozo

Mantener un reporte de los tiempos de atraso con el fin de observar algún indicio de manifestaciones en las zarandas.

Las presiones de surgencia y suaveo deben ser calculadas antes de cada viaje con el fin de realizarlos a velocidades convenientes.

Llenar el pozo en los viajes y monitorear cuidadosamente los volúmenes.

Circular en las zonas de derrumbe antes de continuar perforando

Pesar y registrar el peso del lodo que está saliendo y entrando al pozo cada 15 minutos durante la circulación.

2.7. Situación actual y planes a futuro

2.7.1.Iniciativas de exploración en PEMEX

PEMEX se ha centrado en intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México Profundo y mantenerla en cuencas restantes, fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias aumentando el número y tamaño promedio de las localizaciones, mejorar el desempeño de las principales palancas de valor del costo de descubrimiento, definir los lineamientos para la integración, ejecución y mecanismos de salida en proyectos exploratorios y el ascenso de los resultados exploratorios que permitan alcanzar una tasa de restitución de reservas totales de 100%.

2.7.2.Competencias requeridas para el desarrollo de Aguas Profundas

Producción e instalaciones:

- Desarrollo de campos en aguas profundas
- Mantenimiento de infraestructura

- Mantenimiento de operación
- Ingeniería de yacimientos
- Sistemas de control
- Corrosión
- Operación de instalaciones
- Sistemas submarinos
- Líneas de flujo, Risers y umbilicales
- Sistemas flotantes de producción
- Aseguramiento de flujo
- Metoceánica

Perforación:

- Sistemas de control
- Operaciones de cementación, estimulación y fracturamiento
- Operaciones de intervenciones con tubería flexible
- Mantenimiento a unidades y equipos
- Instalaciones superficiales
- Sistemas y tecnologías de información
- Operaciones de perforación, terminación y reparación
- Ingeniería de perforación, terminación y reparación
- Automatización e instrumentación
- Geología y geofísica
- Operaciones de registros geofísicos y disparos
- Productividad de pozos

2.7.3. Resultados históricos de 2000 a 2012

Con una inversión del orden de \$48,000 millones de pesos se han adquirido más de 100,000 kilómetros de sísmica 2D y 105,700 kilómetros cuadrados de sísmica 3D, se han terminado más de 18 pozos, de los cuales once han sido productores y ocho incorporaron o reclasificaron reserva, con un porcentaje de éxito geológico de 61% y un éxito comercial de 44%.

También se han identificado recursos contingentes por 283 millones de barriles de petróleo crudo equivalente e incorporado reservas a nivel 3P por 822 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, esto con un costo de descubrimiento histórico de \$4.5 USD por barril. Con estos resultados se muestra un desempeño acorde a la práctica internacional.

| Estadísticas a 10 años E.U. (2001-2010) Wood Mackenzie. Cifras a 10 años de Pemex son del período 2002-2011. | US Deepwater, West GC | US Deepwater, East GC | México, Pemex |
|--|-----------------------------|-----------------------------|------------------|
| Pozos explor. perforados (2001-2010) | 150 | 170 | 18 |
| Éxito geológico 2001-2010 (%) | 30 | 35 | 61 |
| Éxito comercial histórico (%) | 29 | 29 | 44 |
| Reservas totales, 10 años (MMbpce) | 6,192 | 3,851 | 822 |
| Inversión exploratoria, 10 años (MMUSD) | 14,756 | 18,600 | 3,733 |
| Costo descub. 3P, 10 años (USD/bpce) | 2.38 | 4.83 | 4.5 |
| Costo prom. x pozo explor. 2010 (MMUSD) | 210 | 280 | 165* |

Figura 2.11. Comparación de las operaciones en México y en los EUA.

Los recursos prospectivos asociados a aguas profundas se estiman a la fecha en 26.6 mil millones de petróleo crudo equivalente, lo que representa alrededor del 50% del potencial total del país. De igual forma, los asociados a oportunidades y localizaciones exploratorias se incrementaron de 8.5 a 17 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este incremento en la probabilidad de comercialidad de recursos prospectivos está relacionado a una inversión de 1400 millones de dólares americanos en estudios y adquisición sísmica, que representa un costo de reclasificación de \$0.16 dólares por barril.

2.7.4. Aceleración de la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo

Dentro de esta iniciativa se ha comprobado el potencial gasífero en la provincia del Cinturón Plegado de Catemaco y la zona adyacente al norte con el pozo Kunah-1, además se confirmó la presencia de un sistema petrolero activo en las provincias

del Cinturón Plegado Perdido y Salina del Bravo, dando certidumbre al potencial estimado en el área con los pozos Trion-1 y Supremus-1.

Durante el año 2012, se programó la terminación de 6 pozos, de los cuales se finalizaron cinco programados y uno terminado en 2013 por una columna geológica imprevista, teniendo como consecuencia la falta de pruebas de producción.

De los pozos terminados se concluye lo siguiente:

Talipau-1: Improductivo invadido por agua salada

Caxa-1: Improductivo seco

Hux-1: Improductivo invadido por agua salada

Kunah-1: Productor de gas húmedo

Trión-1: Productor de aceite y gas

Supremus-1: Productor de aceite y gas

2.7.5. Estrategias a futuro

La estrategia se enfocará a mejorar el conocimiento del tamaño, distribución y tipo de hidrocarburo e incorporar reservas, privilegiando las inversiones en las áreas con potencial de aceite, considerando las siguientes actividades:

- Confirmar la extensión de los plays en las provincias Cinturón plegado perdido y Salina del Bravo.
- Continuar la evaluación de los plays en la Cuenca salina del Istmo.
- Evaluar los plays en la porción occidental del Golfo de México Profundo.
- Terminar de cuantificar el potencial de la provincia gasífera ubicada al sur de las Cordilleras Mexicanas y en el Cinturón Plegado de Catemaco.

2.7.5.1 Metas hasta el 2016

- Se pretende perforar 31 pozos exploratorios, incluyendo pozos delimitadores de los cuales más de 20 se destinarán a evaluar áreas prospectivas de aceite.
- Con una inversión mayor a \$73,000 millones de pesos se estima incorporar reservas por más de 3200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, correspondiendo 61% a aceite y gas condensado y 39% a gas no asociado.
- Se pretende incrementar entre 40% y 60% el recurso prospectivo asociado a localizaciones exploratorias aprobadas, al igual que incrementar la probabilidad geológica promedio de las localizaciones exploratorias al menos al 50%.
- Se procura alcanzar un costo de descubrimiento 3P de entre dos y cinco dólares por barril y, a nivel de 2P, de cuatro a ocho dólares por barril.

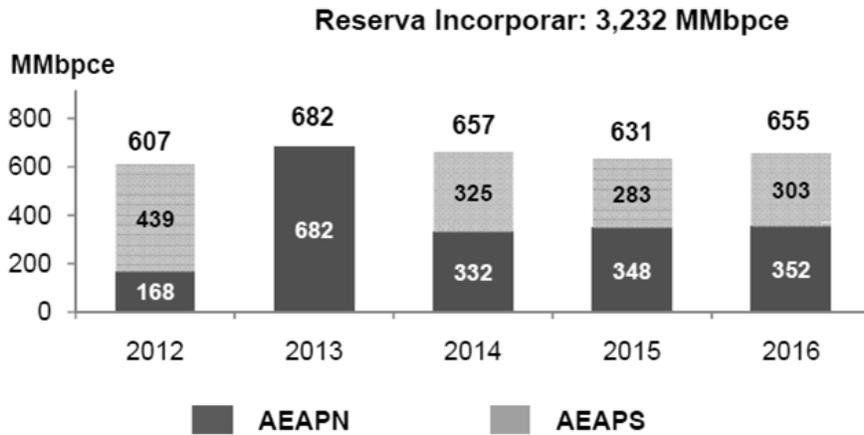


Figura 2.12. Incorporación estimada de reservas

2.7.5.2 Área cinturón plegado perdido

Características

Área: 12496 km²

Tirante de agua: 2500-3500m

8048km² de sísmica 3D (Cobertura: 64%)

Plays: Oligoceno, Eoceno, Paleoceno y Cretácico.

Hidrocarburo: Aceite Ligero

Localizaciones aprobadas: 4

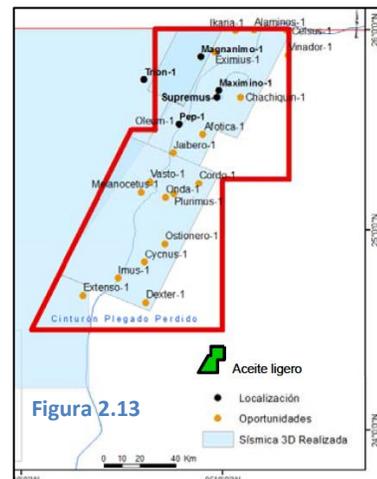


Figura 2.13

Nivel de conocimiento relativo: Medio
 Recurso medio: 11078 Mmbpce
 Pg: 28%
 Retos: Predecir calidad de roca almacén
 Programa: Perforar al menos cuatro pozos para evaluar el potencial de los plays identificados.

2.7.5.3 Área Cinturón Subsalino

Características

Área: 14288 km²
 Tirante de agua: 600-2500m
 Sísmica 3D: cobertura 100%
 Plays: Oligoceno, Eoceno, Mioceno
 Hidrocarburo: Aceite Ligero y gas
 Localizaciones aprobadas: 1
 Nivel de conocimiento relativo: Bajo
 Recurso medio: 5900 Mmbpce
 Pg: 18%
 Retos: Mejorar imagen del subsuelo en plays subsal y el entendimiento del sistema petrolero
 Programa: Perforar al menos cuatro pozos para evaluar el potencial de los plays identificados.

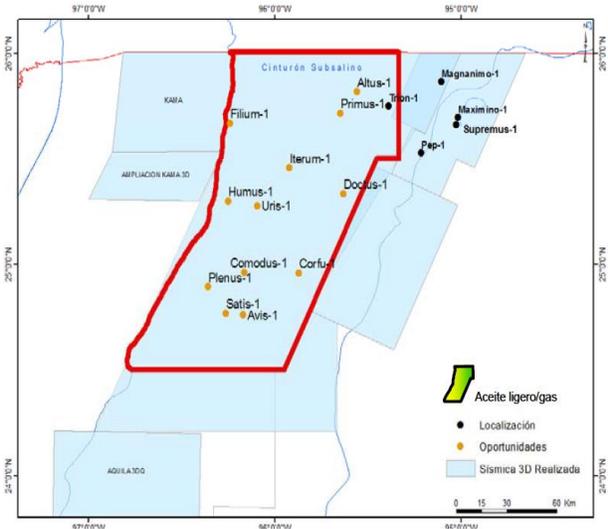


Figura 2.14. Cinturón subsalino

2.7.5.4 Área Holok

Características

Área: 24100 km²
 Tirante de agua: 500-2500m
 Sísmica 3D: cobertura 100%
 Plays: Neógeno, Paléógeno y Mesozoico
 Localizaciones aprobadas: 13
 Nivel de conocimiento relativo: Medio
 Recurso medio: 12644 Mmbpce
 Pg: 22%
 Retos: Predecir distribución, calidad de roca almacén y tipo de hidrocarburos y en Holok Oriental, mejorar la imagen subsalina.

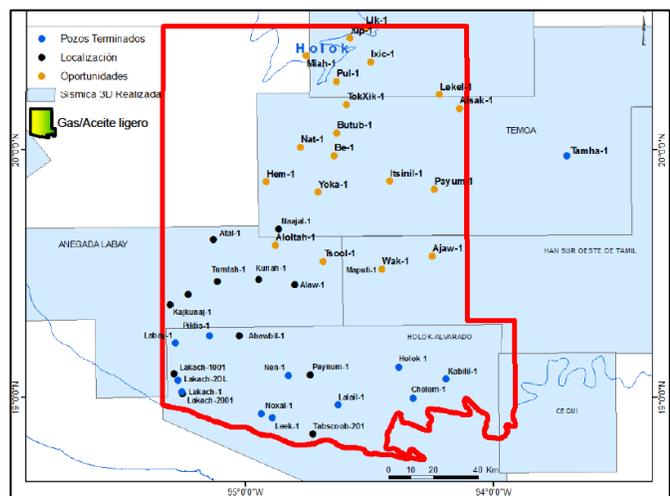


Figura 2.15. Holok

2.7.5.5 *Área Holok Occidental*

Características

Área: 143370 km²

Tirante de agua: 500-2500m

Pozos: 7

Plays: Neógeno y Paleógeno

Hidrocarburo: Gas

Localizaciones aprobadas: 13

Nivel de conocimiento relativo: Medio

Reserva incorporada: 3.3 MMMMpc

Retos: Predecir distribución y calidad de roca almacén y tipo de hidrocarburos en yacimientos profundos.

Programa: Perforar al menos tres pozos exploratorios para cuantificar el potencial de gas seco y evaluar el gas húmedo o aceite ligero en la parte norte del área, así como delimitar los campos Plikis y Nen.

2.7.5.6 *Área Holok Occidental sub-área Kuna-Yoka*

Los estudios de modelado geológico-geoquímico indican un probable incremento en el contenido de gas húmedo hacia esta hárea, lo cual ha sido corroborado por el pozo Kunah-1.

2.7.6. Desarrollo del campo Lakach

El campo Lakach será el primer campo de gas que se desarrollará en aguas profundas y se presenta como una opción viable y atractiva para contribuir a incrementar la oferta de gas natural. El proyecto se compone de la realización de nueva infraestructura, constituida por pozos delimitadores, la perforación y terminación de pozos de desarrollo, instalación de ductos de transporte, de recolección, unidades de interconexión y de terminación de línea submarina, árboles submarinos, líneas umbilicales, estación de proceso y compresión y pozo letrina para disponer del agua producida previamente tratada con la finalidad de realizar un desarrollo eficiente para recuperar las reservas probadas y probables del campo.

2.7.6.1 Objetivo

El proyecto de explotación Lakach tiene como objetivo maximizar el valor económico de las reservas probadas mas las probables (2P) del campo, con el fin de extraer 650 mil millones de pies cúbicos de gas natural, totalizando un volumen a venta de 625 mil millones de pies cúbicos de gas y 8 millones de barriles de condesado. Para ello se requerirá una inversión de 20281 millones de pesos en un periodo de 2011 a 2023.

2.7.6.2 Ubicación

Está localizado a 131 kilómetros al Noreste de Coatzacoalcos, Veracruz y 98 kilómetros al Sureste del Puerto de Veracruz, Veracruz (figura 2.16). El campo está formado por dos yacimientos de gas húmedo con un volumen inicial de 1128 miles millones de pies cúbicos de gas, de los cuales se han establecido que 452 miles de millones son reserva 1P y 866 miles de millones reserva 2P.



Figura 2.16 Localización del campo Lakach.

Para el desarrollo del campo se contempla la perforación de seis pozos de desarrollo, la recuperación del pozo delimitador Lakach 2 DL y el transporte del gas por medio de ductos submarinos de aproximadamente 60 kilómetros para conectarse a una estación de acondicionamiento de gas en tierra, como se puede observar en la figura 2.17.

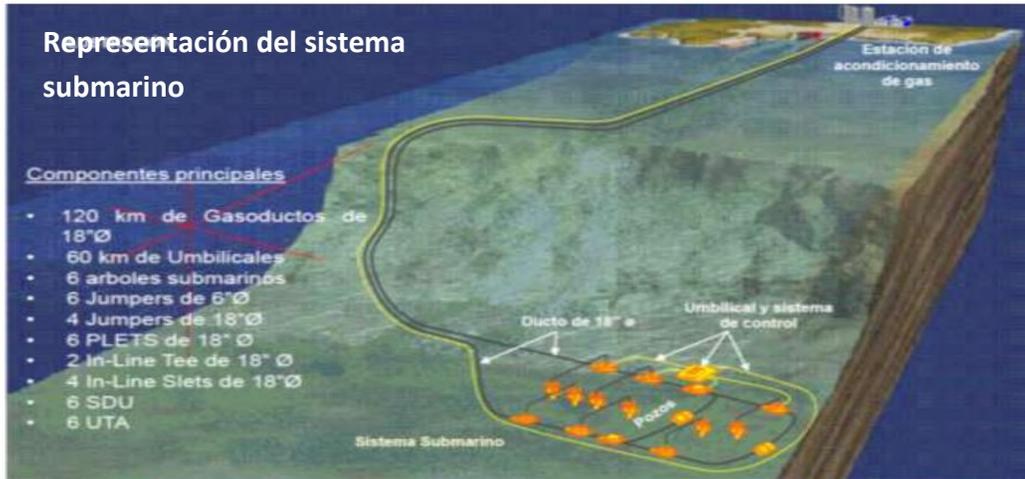


Figura 2.17. Representación del sistema submarino del campo Lakach.

2.7.6.3 Reservas

Volumen original y factor de recuperación de gas de acuerdo con la CNH en 2012

| Categoría | Volumen original | | Factores de recuperación |
|-----------|------------------|-------------|--------------------------|
| | Aceite (mmb) | Gas (mmmpc) | % |
| 1P | - | 428.5 | 72 |
| 2P | - | 934.59 | 72 |
| 3P | - | 1732.74 | 75.1 |

PEMEX Exploración y Producción ha evaluado las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna, derivado de las actividades de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el análisis de resultados de los pozos, la actualización de planos de diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de premisas económicas.

Las reservas remanentes de gas y petróleo crudo equivalente de los campos del Proyecto de Explotación Lakach se presentan a continuación.

2.7.6.4 Desarrollo

Se proyecta obtener la primera producción en marzo de 2015, alcanzando la máxima producción de 400 millones de pies cúbicos diarios en 2016 y una recuperación total de 866 miles de millones de pies cúbicos en el año 2025. Por lo cual se llevarán a cabo las siguientes acciones:

- Perforar seis pozos de desarrollo y recuperar el pozo delimitador Lakach-2DL
- Instalar dos ductos de transporte con un diámetro de 18 pulgadas y 60 kilómetros de largo.
- Instalar líneas submarinas de descarga para la interconexión de los equipos marinos.
- Instalar equipos y terminales de interconexión submarina para pozos y futuros desarrollos.
- Instalar 60 kilómetros de umbilicales.
- Instalar un sistema de monitoreo y control.
- Construir una estación de acondicionamiento de gas con capacidad de 400 millones de pies cúbicos diarios.

2.7.6.5 Indicadores económicos

Para el proyecto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) utilizó un escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla del crudo de exportación es de \$71.94 dólares por barril y el gas natural de \$5.61 por millar de pies cúbicos. Estos precios fueron llevados a nivel campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo (BTU) correspondiente, resultando un precio promedio del proyecto de \$74.26 dólares por barril para el condensado y \$5.93 dólares por millar de pies cúbicos para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue de 12% anual y el tipo de cambio de \$13.77 pesos por dólar. En el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos vigente en el año 2011.

En el horizonte 2011-2013, el proyecto requiere una inversión de \$20,281 millones de pesos, mientras que los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 59176 millones de pesos. El gasto de operación de \$4,034 millones de pesos se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Estimación de inversiones, gastos de operación (mmpesos).

| Año | Gastos de operación | Inversión | Ingresos condensados | Ingresos gas | Total Ingresos | Flujo de efectivo antes de impuestos | Flujo de efectivo después de impuestos |
|-------|---------------------|-----------|----------------------|--------------|----------------|--------------------------------------|--|
| 2011 | 43 | 395 | 0 | 0 | 0 | -437 | -437 |
| 2012 | 42 | 1,012 | 0 | 0 | 0 | -1,054 | -1,054 |
| 2013 | 49 | 6,515 | 0 | 0 | 0 | -6,564 | -6,564 |
| 2014 | 153 | 7,871 | 230 | 1,478 | 1,709 | -6,315 | -6,654 |
| 2015 | 662 | 266 | 1,526 | 9,795 | 11,321 | 10,392 | 6,976 |
| 2016 | 661 | 517 | 1,539 | 9,882 | 11,422 | 10,244 | 6,856 |
| 2017 | 718 | 373 | 1,698 | 10,899 | 12,597 | 11,507 | 7,687 |
| 2018 | 583 | 554 | 1,360 | 7,564 | 8,923 | 7,787 | 5,347 |
| 2019 | 415 | 562 | 913 | 5,859 | 6,772 | 5,795 | 4,006 |
| 2020 | 262 | 369 | 492 | 3,162 | 3,654 | 3,023 | 2,231 |
| 2021 | 172 | 386 | 212 | 1,360 | 1,572 | 1,014 | 701 |
| 2022 | 153 | 363 | 135 | 868 | 1,003 | 487 | 288 |
| 2023 | 123 | 1,098 | 27 | 176 | 204 | -1,017 | -1,057 |
| Total | 4,034 | 20,281 | 8,133 | 51,043 | 59,176 | 34,861 | 18,326 |

Indicadores Económicos (mmpesos).

| | Indicadores Económicos | Antes de Impuestos | Después de Impuestos | Unidades |
|---|------------------------|--------------------|----------------------|-----------|
| Valor Presente Neto | VPN | 14,299 | 5,749 | mmpesos |
| Valor Presente de la Inversión | VPI | 13,867 | 13,867 | mmpesos |
| Relación VPN/VPI | VPN / VPI | 1.03 | 0.41 | peso/peso |
| Relación beneficio costo | RBC | 1.90 | 1.24 | peso/peso |
| Periodo de recuperación de la inversión PRI | | 6 | 8 | años |

El proyecto obtendría un VPN de \$14,299 millones de pesos antes de impuestos y de \$5,749 millones de pesos después de impuestos. Lo anterior se incrementará por el nuevo régimen de impuestos en materia de hidrocarburos establecido en las leyes secundarias de la reforma energética. Por lo tanto, este proyecto es rentable.

Capítulo 3. Retos tecnológicos y consideraciones en el desarrollo de un campo en Aguas Profundas

Para garantizar el éxito de las operaciones, las compañías operadoras y contratistas se enfrentan a nuevos desafíos en el desarrollo de los campos petroleros situados en áreas de aguas profundas. Estos desafíos comprenden temas relativos a la seguridad, al medio ambiente, al diseño conceptual, a los costos, a la productividad de los pozos y a la confiabilidad del equipo.

Los yacimientos descubiertos recientemente tienen capacidad para producir altas tasas de flujo, por lo cual, el diseño de los pozos debe ser conforme a ello. Debido a los altos costos y a la dificultad para acceder a los pozos en aguas profundas, la industria petrolera debe confiar plenamente en las nuevas tecnologías para optimizar las erogaciones de capital realizadas en los proyectos.

Los pozos situados en aguas profundas tienen una importancia clave para el futuro de la industria petrolera. La construcción de pozos en mares cuyas profundidades alcanzan varios kilómetros presenta nuevos retos que obligan a la industria petrolera a implementar nuevas soluciones y a perfeccionar su desempeño.

Los mayores desafíos en la construcción de pozos en aguas profundas se relacionan en parte con las grandes profundidades, pero también con las condiciones que se encuentran en cada una de las zonas petroleras situadas en aguas profundas, ya que la perforación sólo se puede realizar desde una plataforma semisumergible o una barcaza de perforación, ambas con posicionamiento dinámico.

Para poder diseñar pozos seguros se requieren conocimientos avanzados respecto de 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 la ventana de operación. En algunos proyectos se necesita un número determinado de sartas de revestimiento para controlar los sedimentos no consolidados, así como las zonas de transición más profundas en las que no se puede llegar hasta el yacimiento, o si se alcanza, el diámetro de la tubería de producción que se podrá colocar dentro de la tubería de revestimiento es tan pequeño que el proyecto se vuelve no rentable, ya que las tasas de gasto se ven restringidas.

3.1. Tipos de riesgos

El desarrollo exitoso de campos en Aguas Profundas exige dominar una serie de retos tecnológicos, derivados de la complejidad de las circunstancias posibles al explorar y explotar este tipo de yacimiento. Esto se traduce en altos costos de operación por el requerimiento de equipos especiales de perforación, así como problemas de control de pozo y dificultades en la logística y el abastecimiento, esto debido la distancia y los volúmenes necesarios de combustible.

En materia de Aguas Profundas se definen cuatro principales tipos de riesgos:

Riesgos climáticos: Se refieren a las condiciones ambientales como huracanes, tormentas, entre otras que no se pueden controlar. Existe forma de predecir las llegadas de estos riesgos y mitigarlos mediante planes de contingencia.

Riesgos geológicos: Debido a la complejidad de las estructuras geológicas y la dificultad de identificar los yacimientos. En algunos casos la presencia de cuerpos salinos deteriora las imágenes del subsuelo y disminuyen la probabilidad de caracterizar los yacimientos en estos ambientes.

Riesgos de operación: Las condiciones ambientales, como las corrientes submarinas, condiciones climáticas y gran oleaje; contribuyen a los riesgos

presentes en las instalaciones marinas de perforación e infraestructura de producción.

Riesgos financieros: Representados por la alta exposición del capital debido a los altos costos de exploración y explotación. Lo que promueve el uso de modelos novedosos de financiamiento, para disponer de los recursos económicos en tiempo y forma.

3.2. Huracanes y corrientes marinas

Huracán es el término que se le da a las clases generales de fuertes ciclones tropicales. Un ciclón tropical es un término meteorológico usado para referirse a un sistema de tormentas caracterizado por una circulación cerrada alrededor de un centro de baja presión y que produce fuertes vientos y abundante lluvia. Dependiendo de su fuerza y localización, un ciclón tropical puede llamarse depresión tropical, tormenta tropical, huracán, tifón o simplemente ciclón.

Los problemas que los huracanes ocasionan se enlistan a continuación:

- Daños en la torre y equipo de perforación
- Daño de las embarcaciones y unidades de perforación y producción
- Daños en las tuberías de producción
- Pérdida de producción
- Daños en oleoductos y equipo superficial que retrasa la reanudación de la producción
- Afecta las unidades que utilizan posicionamiento dinámico
- Pérdida total de instalaciones superficiales

Las corrientes marinas y oceánicas son un estado dinámico que se presenta en los mares y océanos de todo el mundo, su comportamiento se debe a diversos factores como las diferencias de temperatura, el viento, las mareas y demás factores que se generan en la Tierra. Las corrientes submarinas que se generan en aguas profundas están influenciadas por el comportamiento de las corrientes

marinas y oceánicas superficiales, aunque también tienen variaciones debido a la fricción que se presenta con el suelo oceánico en regiones de poca profundidad.

Una característica importante de las corrientes, es la baja velocidad que se presenta en aguas profundas comparada con aguas superficiales, esto debido a la baja temperatura, alta densidad y una menor exposición al viento. Sus masas se mueven continua y lentamente como respuesta a los gradientes de densidad que se presentan por las diferencias de la salinidad y temperatura del agua.

Las corrientes principales en el Golfo de México dan lugar a la formación de remolinos anticiclónicos (figura 3.1), que tienen influencia directa sobre los campos petroleros, principalmente en las áreas de campos en aguas profundas.



Figura 3.1. Corrientes marinas en el Golfo de México.

Mientras que las corrientes superficiales afectan directamente a las embarcaciones y unidades flotantes, las submarinas fatigan las líneas, cadenas de anclaje y el riser. Este último es uno de los elementos más importantes en las operaciones de perforación y su funcionamiento, desempeño y durabilidad dependerán en parte de los esfuerzos generados por las vibraciones y desplazamientos creados por las corrientes.

Cada una de las operaciones ejecutadas en aguas profundas estará sujeta al comportamiento ambiental del lugar en el que se realicen, ya que en algunas condiciones será imposible su ejecución.

3.3. Factores geológicos

La dinámica terrestre en las zonas de aguas profundas tiene comportamientos similares a los existentes en tierra firme y genera fenómenos que afectan las operaciones de perforación en aguas profundas:

- Chimeneas de gas y volcanes de lodo relacionados a la presencia de hidrocarburos en zonas someras del lecho marino
- Hidratos de metano presentes en zonas de aguas profundas, debido a las características de presión y temperatura que se presentan en estas zonas, combinado con la presencia de gas y agua en estratos poco profundos al lecho marino.
- Deslizamientos y flujos de escombros, debido a cambios abruptos en el relieve y la inestabilidad de los sedimentos, así como a movimientos sísmicos.
- Inestabilidad tectónica debida a la presencia de domos salinos.

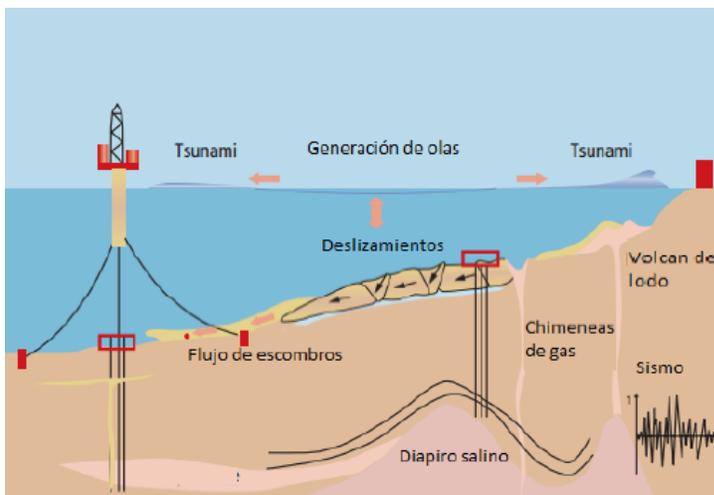


Figura 3.2. Riesgos geotécnicos en Aguas Profundas.

Debido a esto, son necesarios estudios geotécnicos que puedan evaluar las zonas en las que se puede o no instalar infraestructura submarina, anclas y pozos. Una instalación en zonas inestables, puede generar el riesgo de pérdida de las instalaciones, en caso de un

movimiento mayor o emanaciones en el lecho marino (figura 3.2).

3.4. Evaluación de los yacimientos

Las dificultades en la construcción de pozos en aguas profundas, se manifiesta en problemas que obstaculizan la evaluación de las formaciones. Los bajos gradientes de fractura y las zonas con entrada de agua provocan agrandamientos en el pozo y cementación inadecuada, con lo cual, se crean condiciones adversas para el perfilaje de los agujeros. Las mediciones durante la perforación (LWD) permiten obtener información útil para la evaluación de las formaciones, antes de que se deterioren las condiciones del agujero. Esa técnica ha dado resultados positivos cuando se implementa. Para conocer los puntos de extracción de núcleos y las necesidades de la tubería de revestimiento se realizan registros resistivos.

3.5. Ventana operativa

3.5.1. Definición

La ventana operativa es el área definida por las curvas que se forman por la presión de poro y de fractura, con respecto a la profundidad de la perforación.

Una característica que presentan los pozos perforados en aguas profundas, es la poca ventana operacional entre los perfiles de presión de poro y de fractura, lo que ocasiona que el diseño de pozos considere el empleo de varias tuberías de revestimiento, para poder alcanzar la profundidad total del pozo, lo que se refleja directamente en el costo y tiempo de la operación.

3.5.2. Pruebas de goteo

Las pruebas de goteo son una práctica de campo utilizada en la perforación de pozos, para estimar el gradiente de fractura, los esfuerzos de la formación, y además para evaluar los trabajos de cementación. La interpretación de estas pruebas es la base para el desarrollo de las operaciones subsecuentes en el pozo, tales como el asentamiento de la tubería de revestimiento, la densidad máxima de lodo y las alternativas para el control de pozos en caso de brote o descontrol, y la determinación de los esfuerzos de formación.

La planeación e interpretación de las pruebas de goteo de forma incorrecta, conducen a realizar operaciones innecesarias (como cementaciones forzadas, pérdidas de circulación por manejo de densidades de lodo elevadas y el empleo de un mayor número de tuberías de revestimiento), lo que se refleja en un mayor tiempo de operación del equipo y, en consecuencia, en mayores costos.

3.5.3. Procedimiento básico para una prueba de goteo

Consiste en perforar unos metros de formación virgen por debajo de la zapata, limpiar el pozo de restos de formación, levantar la barrena dentro de la tubería de revestimiento, cerrar el conjunto de preventores y comenzar el bombeo de fluido dentro del pozo lentamente.

Posteriormente, al alcanzar cierta presión, se suspende el bombeo, se cierra el pozo y se monitorea el abatimiento de presión por un periodo corto de tiempo. Los datos obtenidos de la prueba, son graficados e interpretados para determinar el gradiente de fractura y los demás parámetros de interés.

3.5.3.1 Factores que afectan la interpretación de una prueba de goteo

Elasticidad de la formación

Muchas formaciones se comportan elásticamente, hasta el punto en el cual se genera la fractura, esto significa que existe una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación. La elasticidad de la formación y la compresibilidad del fluido se reflejan en el comportamiento lineal de la presión durante la prueba de goteo; sin embargo, algunas formaciones como la sal y las arcillas poco consolidadas se comportan plásticamente, esto quiere decir que se deforman permanentemente. En este caso la variación de la presión con respecto del volumen no sigue un comportamiento lineal.

Condiciones del agujero

Cuando se realiza una prueba de goteo en pozos que se encuentran con pequeñas fracturas, resultado de la perforación, la prueba mide la presión requerida para reabrir las fracturas. Durante la prueba, la presión ejercida por el fluido expande el agujero, la cantidad de expansión alcanzada corresponde a la

resistencia generada por el esfuerzo compresivo de la roca alrededor del agujero; así, la fractura se abrirá cuando la presión exceda el esfuerzo compresivo de la roca.

Para formaciones consolidadas, este esfuerzo es más alto que el esfuerzo compresivo mínimo, debido a que la formación alrededor del agujero, debe soportar la carga que previamente era soportada por la roca removida por la barrena. Esto significa que la iniciación de la fractura o la reapertura de ésta, requerirá mayor presión que la empleada para extender la fractura. Por otro lado, en formaciones poco consolidadas o con valores bajos en la relación de esfuerzos horizontales, el efecto de la distorsión de esfuerzos por el agujero puede causar que la presión de fractura sea menor que la presión de propagación misma.

Viscosidad del fluido

Tiene un efecto significativo sobre la presión de fractura, a mayor viscosidad, mayor caída de presión. Para las pruebas de goteo, significa que la presión de fractura es proporcional a la viscosidad del fluido. Para lodos de perforación viscosos, existe un evidente retraso entre la presión de goteo y la presión de fractura.

Permeabilidad de la formación

La entrada de fluido a los poros de la roca, causa un incremento temporal en la presión de poro, en el área invadida por el fluido de perforación. Esta presión es en sentido opuesta al esfuerzo compresivo, lo que genera una reducción temporal de la presión de fractura. En una prueba de goteo, significa que si todos los demás factores son iguales, el filtrado de fluido producirá una menor presión de fractura, esto es particularmente cierto para lodos base aceite debido a que generan poco enjarre comparados con los lodos base agua.

Existencia de fracturas

En la mayoría de los pozos, las rocas se fisuran como resultado del proceso de perforación, estas fisuras se cierran casi inmediatamente debido a la presencia del

esfuerzo compresivo. Las pruebas de goteo miden el esfuerzo compresivo mínimo en la pared del pozo, y debido a que éste, está en función de la presión de sobrecarga no es afectado por la realización de la prueba.

Para una formación que ha sido fracturada, el esfuerzo a la tensión es cero, por lo que la presión requerida para abrir las fisuras en la formación será menor que la presión necesaria para iniciar la fractura.

Gasto de bombeo

El efecto se relaciona directamente con la permeabilidad, la pérdida de filtrado y el tiempo. Las pruebas de goteo utilizan el gasto de bombeo más bajo posible, para determinar la presión de fractura de la formación lo más exacta y segura posible.

Presión de cierre instantánea de la formación

La porción de la prueba que corresponde a la suspensión del bombeo y observación del abatimiento de presión, es importante debido a que ayuda a interpretar la apertura de la fractura y a evaluar los esfuerzos compresivos de la formación.

Cementaciones defectuosas y canalizaciones

El efecto de canalizaciones es la causa más común del comportamiento inusual de las pruebas de goteo. Los canales en la cementación son rutas que proporcionan una vía de escape al fluido, a través o alrededor de la zapata ya cementada. Cabe mencionar que la gráfica de la prueba de goteo por sí sola, no puede confirmar la presencia de un canal de cemento, por lo que se recomienda, cuando se tenga la sospecha de tener este problema, repetir la prueba para confirmarla.

3.5.4. Tecnología de doble gradiente

La perforación de doble gradiente, 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 generalmente se obtiene con sólo un

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 se encuentra desde la línea de lodo hasta el fondo del pozo. Así, el margen entre los gradientes de presión de poro y de fractura, se incrementan significativamente. El perfil de la presión con este sistema, es similar al perfil de presión observado en sedimentos de aguas profundas, una sobrecarga de agua y tierra.

En el sistema de doble gradiente, los gradientes de fractura, de la presión de poro y de presión de lodo, tienen como nivel de referencia el nivel del lodo, en lugar del equipo de perforación. La disminución de la presión del lodo en el agujero, puede permitir el ahorro de hasta cuatro tuberías de revestimiento en el diseño del pozo. Con esto, se puede terminar los pozos con diámetros mayores, haciendo posible el uso de tuberías de producción con un diámetro óptimo, alcanzando la producción máxima.

Igualmente, este mayor diámetro de agujero permitirá adicionar pozos horizontales o tramos laterales múltiples, necesarios para la optimización de la producción del yacimiento. En consecuencia, será necesario perforar un menor número de pozos para una adecuada explotación, con lo que se logrará un importante decremento en los costos destinados al desarrollo del campo, de 5 a 15 millones de dólares de ahorro por pozo, además de un incremento en la recuperación final.

También se ha desarrollado un sistema con dos componentes principales, que ayudan a disminuir el peso del lodo en el tubo ascendente. Se trata de un dispositivo submarino de rotación que aísla el fluido que se encuentra en el tubo, del fluido dentro del agujero; además, desvía el fluido de perforación desde la base del tubo ascendente al segundo componente: una bomba de levantamiento submarino de lodo; esta bomba dirige el lodo de regreso al equipo de perforación, por medio de una línea de retorno de lodo, aislada del tubo ascendente, e impide que la presión hidrostática del lodo en este punto se transmita al agujero (figura 3.3).

Tecnología de Doble Gradiente

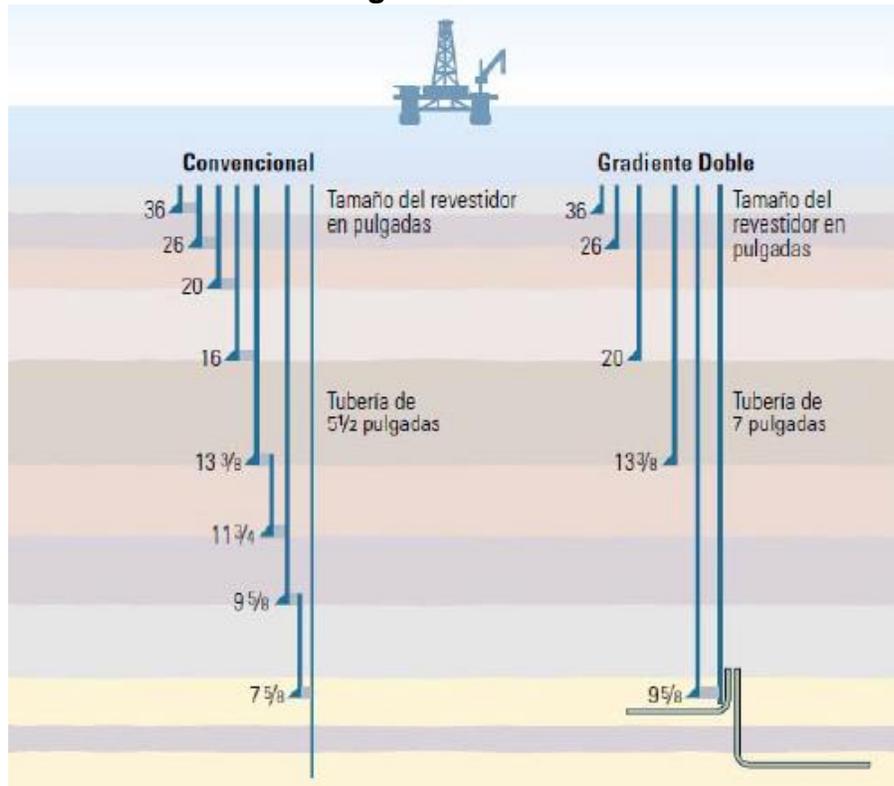


Figura 3.3. Beneficios de la tecnología de doble gradiente

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

A continuación se muestran dos figuras (3.4 y 3.5), en las que se comparan los diseños de asentamientos de tuberías de revestimiento, empleando una perforación convencional y otra con doble gradiente. En la primera, se observa que son requeridas siete tuberías de revestimiento para poder alcanzar la formación deseada. Además, existe la posibilidad de necesitar un mayor número de tuberías de revestimiento o liners, en caso de que se presente alguna eventualidad, como la existencia de estratos no consolidados. El riesgo principal

que se corre es el de no poder alcanzar el intervalo de interés, dada la disminución del diámetro disponible.

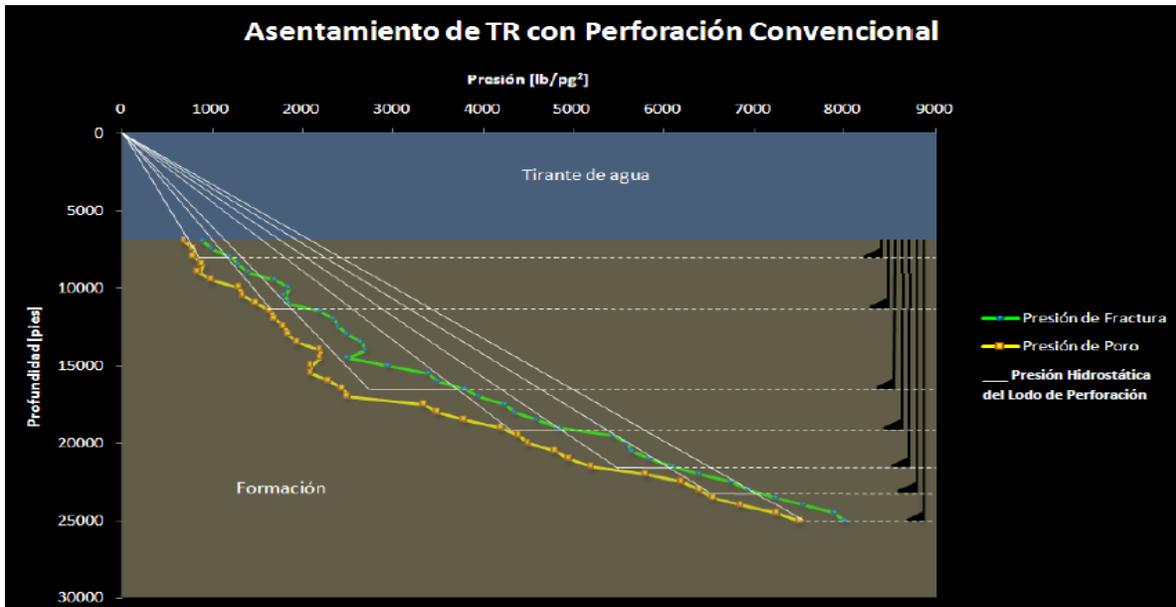


Figura 3.4 Asentamiento de TR empleando una perforación convencional.

En la figura 3.5, se emplea un diseño de perforación de doble gradiente, que hace evidente la disminución del número requerido de tuberías de revestimiento para alcanzar la formación productora, quedando sólo cuatro intervalos de tubería.

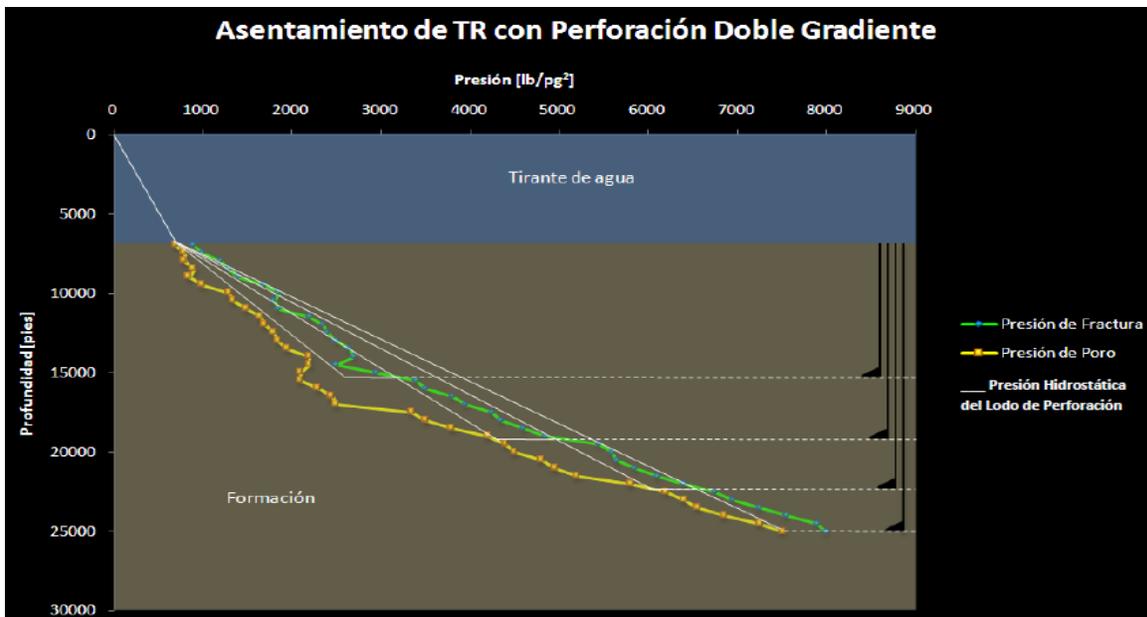


Figura 3.5. Asentamiento de TR empleando un sistema de perforación Doble Gradiente

Lo anterior demuestra el principal beneficio que se tiene, con el uso de un sistema de perforación doble gradiente, la disminución en el número de diámetros requeridos para las tuberías de revestimiento. Por lo tanto, se puede realizar un diseño óptimo, en el que se contemple un margen de seguridad en caso de que se presente alguna eventualidad previamente mencionada, permitiendo correr las tuberías adicionales necesarias.

3.6. Pérdida de circulación

El enfriamiento del fluido de perforación en el tubo ascendente, puede provocar el aumento de la viscosidad del lodo y de la resistencia gel, además de grandes pérdidas de presión por fricción. Estos factores aumentan la probabilidad de que se produzcan problemas de pérdidas de circulación, por lo cual se deben tomar medidas para evitar exceder las presiones de fractura de la formación.

3.6.1. Definición

La pérdida de circulación es la reducción o ausencia total de flujo de fluido, por el espacio anular comprendido entre la formación y la tubería de revestimiento, o entre la tubería de revestimiento y la de producción, cuando se bombea fluido en sentido descendente por la columna de perforación o por la tubería de revestimiento. Esto afecta a la perforación y terminación de pozos, por lo que ha sido uno de los problemas más grandes tanto en tierra como costa afuera, pues origina daños en las formaciones altamente productivas, genera problemas de atascamiento de tubería, pega diferencial, y pérdida de información de registros y reventones, ocasionando que el programa de perforación deba modificarse.

En general, las pérdidas de circulación pueden ser clasificadas como:

- Filtración: Cuando las pérdidas son inferiores a 1.5m³/h [10bls/h] .
- Parciales: Implican pérdidas mayores a las de filtración pero algo de fluido retorna a la superficie.
- Total: El fluido no regresa a la superficie.

3.6.2. Causas

Las condiciones del agujero, el tipo de formación que se perfora y la presión que ejerce la columna del fluido de perforación sobre la formación, son factores que se deben tomar en cuenta para evitar la pérdida del fluido. Algunas de las causas son:

Fracturas naturales: Son aquellas creadas por esfuerzos tectónicos y los diferentes eventos geológicos ocurridos en una zona. Se manifiestan por una discontinuidad que rompe los estratos de las rocas en bloques, por medio de grietas o fisuras que pueden permitir el paso de los fluidos que se encuentran en el pozo.

Fracturas inducidas: Son producidas con el propósito de estimular la formación para mejorar la producción. Sin embargo, durante las operaciones de perforación pueden formarse accidentalmente al tratar de mantener el peso de la columna hidrostática, por el control inadecuado de un brote, al intentar circular con el pozo cerrado, o meter la tubería demasiado rápido.

Cavernas: Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de fluido de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía creada por la oquedad y producir la pérdida del fluido de perforación.

Formaciones altamente permeables: Se presentan en formaciones no consolidadas, donde el fluido puede ir libremente dentro de la formación debido a su alta permeabilidad.

La circulación puede deteriorarse incluso, cuando las densidades de los fluidos se mantengan dentro de los márgenes de seguridad habituales, como cuando el gradiente es menor al gradiente de fracturamiento de la formación.

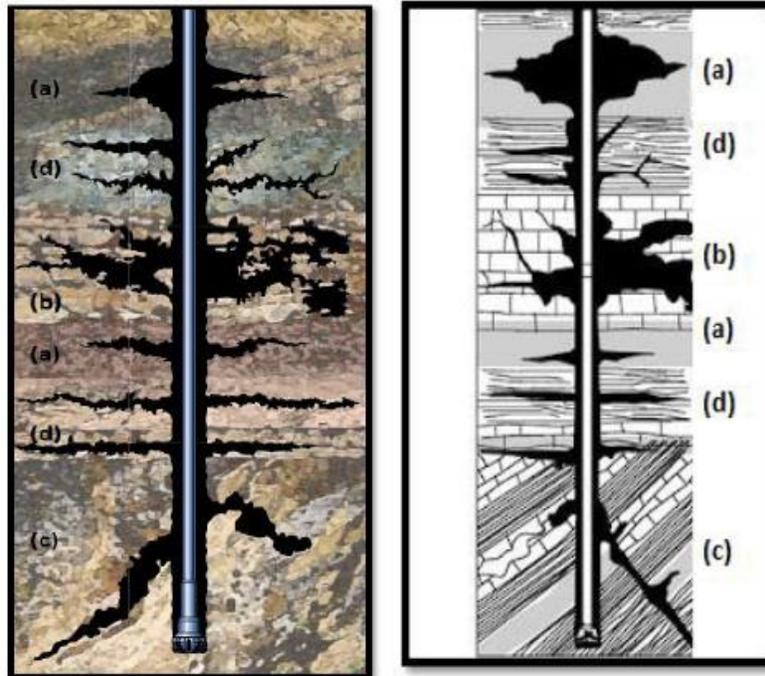


Figura 3.6. Zonas de pérdida de circulación: a) Arenas no consolidadas y de alta permeabilidad, b) Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita). C) Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en carbonatos o lutitas duras. d) Fracturas inducidas por el exceso de presión.

Si el pozo no permanece lleno de fluido, la altura vertical de la columna de fluido se reduce y la presión ejercida sobre la formación expuesta disminuye, por lo que otra zona puede fluir dentro del pozo, mientras la zona de pérdida primaria está admitiendo fluido. En casos extremos puede producirse la pérdida del control del pozo.

3.6.3. Control y prevención

La industria petrolera cuenta con soluciones tecnológicas para el fortalecimiento de la perforación, utilizando reología plana, actualizando los paquetes computacionales para el estudio de la hidráulica, perforando con doble gradiente de presión, entre otras medidas que se han vuelto factibles para mantener la integridad del pozo.

La medición de la presión anular en tiempo real durante la perforación, ayuda a monitorear la densidad de circulación equivalente del lodo, que es el peso efectivo del lodo a una profundidad dada, creada por la combinación de las presiones

hidrostáticas y dinámicas; lo que permite mantenerse dentro del limitado rango de estabilidad propio de muchos pozos en aguas profundas.

Las medidas de prevención y control son las siguientes:

Software especializado: Las compañías de servicio de lodos de perforación, utilizan programas computacionales especializados, durante la fase de diseño del programa de perforación, con el fin de analizar los riesgos implicados e identificar las mejores prácticas disponibles, para la implementación de un plan de contingencia, en caso de presentarse el problema.

Materiales para el control de pérdida de circulación: Una acción rápida y eficiente a los problemas de circulación, es vital para prevenir un descontrol de pozo; es por ello, que se debe contar con materiales capaces de mitigar las pérdidas sin importar las circunstancias.

Perforación con doble gradiente: Entre los retos tecnológicos para la perforación de pozos en Aguas Profundas, la estrecha ventana de operación es uno de los más importantes. Definida entre la presión de poro y el gradiente de fractura, la ventana de operación nos indica los límites de la hidráulica del pozo.

En la perforación convencional la columna de lodo 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 por un sistema doble.

Una vez que la tubería de revestimiento se ha instalado, la columna de lodo puede cambiar el potencial de tener pérdida de circulación; inclusive, si se perfora con agua salada, al incorporar los sólidos a la columna en la tubería, se incrementa la densidad del fluido y la presión hidrostática.

3.6.4.Recomendaciones

En la planeación del pozo:

- Identifique las zonas potenciales de pérdida de circulación de pozos adyacentes.

- Utilice hidráulica virtual.
- Seleccione el tipo de lodo que minimice los problemas potenciales.
- Evalúe la sísmica de la locación para minimizar la perforación en áreas con posibilidad de influjo a poca profundidad de agua y gas.

En la perforación:

- Trate previamente el fluido con material de pérdida de circulación en zonas conocidas.
- Perfore con metros controlados.
- Viaje en etapas cuando haya estado fuera del agujero por tiempos prolongados.
- Incremente el bombeo del fluido de perforación en etapas.

3.7. Efectos de la presión y la temperatura

Generalmente la probabilidad de tener alta presión y alta temperatura en los yacimientos de aguas profundas es muy alta, por lo que se requieren válvulas, ductos y sistemas de control capaces de resistir estas condiciones.

Uno de los problemas de mayor impacto, es la diferencia de temperaturas extremas en el fondo marino y los fluidos del yacimiento, ya que puede existir una expansión y contracción de los materiales, con la variación térmica en situaciones de paro y arranque de flujo, comprometiendo el funcionamiento del equipo.

3.7.1. Temperaturas bajas en el lecho marino

Para los ductos que se instalan en el suelo marino, se deben considerar expansiones o contracciones de los materiales, así como el relieve en el que serán instalados, ya que existe el riesgo de un desplazamiento o curvatura lateral, lo que ocasionaría rupturas, fracturas o fatigas.

Las bajas temperaturas en el lecho marino, son importantes en la respuesta de los fluidos de perforación que introducimos al pozo, ya que el enfriamiento de éstos, puede provocar el aumento de la viscosidad del fluido y de la resistencia gel, además de ocasionar grandes pérdidas de presión por fricción.

Al cambiar las propiedades reológicas que se tenían en el fluido, se aumentan las probabilidades de que se produzcan problemas por pérdida de circulación.

Temperaturas en el Lecho Marino

| Ubicación | Profundidad[m] | Temperatura[°C] |
|----------------------------|----------------|-----------------|
| Golfo de México | 1219 | 4 |
| Costa de África Occidental | 1219 | 4 |
| Mar del Norte | 610 | 0 |
| | 1067 | -4 |
| Nueva Zelanda | 1524 | 0 |

Algunos operadores utilizan líneas de flujo calentadas eléctricamente, tuberías aisladas con espuma, entre otros métodos, para controlar la temperatura de las tuberías.

3.7.2. Formación de asfaltenos, parafinas e hidratos de gas

Los cambios de presión y temperatura en las tuberías, contribuyen a la precipitación de asfaltenos y la acumulación de ceras parafínicas, además de la formación de hidratos debido a las bajas temperaturas. Cuando los hidrocarburos sobrepasan la presión del punto de burbuja, las moléculas más livianas se liberan en fase gaseosa y lo que queda en estado líquido se vuelve más viscoso.

Si la velocidad del flujo no es suficiente para mantener la corriente de producción mezclada, puede producirse la segregación gravitacional del aceite, el agua y el gas. El régimen que resulta del deslizamiento entre las fases se conoce como flujo tapón.

En la siguiente figura se puede observar que el aceite sigue la línea desde el yacimiento (A) hasta la línea de flujo (F), las caídas de presión y temperatura logran separar al asfalteno (B), cuando el aceite pasa el extremo superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE superior), posteriormente inicia la formación de la parafina o cera (WAT) y luego inicia la formación de hidratos (D), antes de traspasar el punto de burbuja (E), después de este punto, los hidrocarburos más livianos son liberados antes de que llegue al final (F).

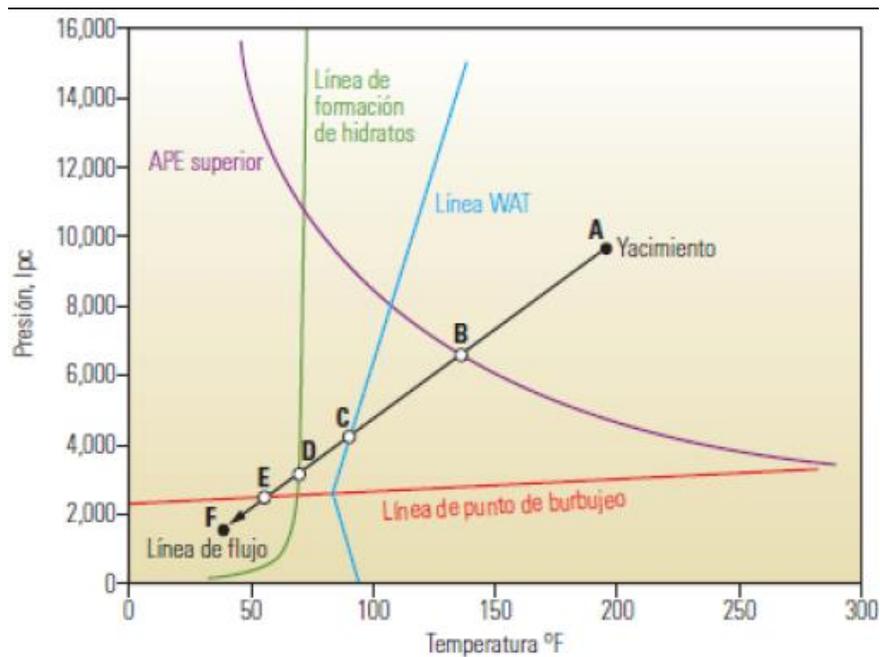


Figura 3.7. Diagrama de fase correspondiente a un campo en aguas profundas.

3.7.3. Recomendaciones

Para prevenir los problemas que se pueden ocasionar debido a las presiones y temperaturas extremas, se han creado modelos que permiten diseñar los fluidos de perforación y terminación de pozos, con el fin de optimizar las operaciones.

Gracias a esto, se han desarrollado lodos de base sintética con reología plana, los cuales son menos sensibles a los cambios de presión y temperatura, además del uso de materiales que pasan por un proceso físico, en el cual se reduce el tamaño de las partículas hasta un diámetro menor de cincuenta micras aproximadamente, conocido como micronizar.

3.8. Pozos HPHT

La actividad de exploración y producción, incluye cada vez más operaciones en condiciones de alta presión y alta temperatura en el fondo del pozo. Este ambiente acarrea problemas técnicos de mayor dificultad para su resolución, a lo largo de la vida productiva de un pozo. Por lo cual, se han desarrollado herramientas, materiales y productos químicos de avanzada tecnología, para enfrentar estos desafíos.

3.8.1. Definición

Se llaman pozos APAT (Alta Presión, Alta Temperatura) o HPHT (por sus siglas en inglés, High Pressure High Temperature) a los que tienen valores de temperatura de fondo y de presión estática que presentan una magnitud, considerada fuera de los rangos frecuentes de operación. Este tipo de pozos tiene una clasificación más específica (figura 3.8):

Pozos HPHT: Son aquellos cuya temperatura de fondo alcanza los 150°C o su presión de fondo asciende a los 10000 psi. El fundamento de estos valores predeterminados, tiene que ver con el comportamiento de los sellos atmosféricos estándar.

Pozos Ultra-HPHT: Éstos exceden los límites operativos prácticos de la tecnología de componentes electrónicos existente, más de 205°C o 20000 psi. En la actualidad, la operación de los componentes electrónicos a temperaturas superiores requiere la instalación de disipadores de calor internos, o la instalación de los dispositivos dentro de un recipiente de vacío para su protección.

HPHT-hc: Define los ambientes más extremos: pozos con temperaturas y presiones superiores a 260°C o 35000psi, respectivamente. Es poco probable que tales condiciones de presión existan en el futuro previsible; no obstante, las temperaturas de fondo en los pozos geotérmicos y de recuperación térmica ya exceden los 260°C.

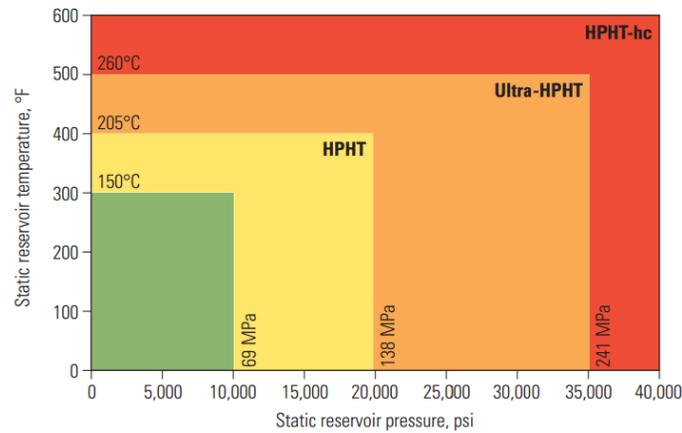


Figura 3.8. Clasificación de pozos HPHT.

Es importante destacar, que esta clasificación no se limita a pozos que satisfacen simultáneamente los criterios de temperatura y presión. Si cualquiera de los parámetros cae dentro de una de las tres regiones HPHT, el pozo se clasifica según la región en la que se encuentre.

Por consiguiente, un proyecto de inyección de vapor, somero y de baja presión para extraer aceite pesado, corresponde a la región HPHT-hc, debido a la temperatura elevada del vapor. Por el contrario, los yacimientos asociados con las zonas salinas de baja temperatura y alta presión en el Golfo de México, se ajustan a una clasificación de HPHT debido a su alta presión.

3.8.2.Regiones HPHT en el Golfo de México

En México, los pozos de aguas profundas HPHT, se encuentran en el área central del Golfo de México, El lecho marino de esta zona, se compone de un fondo ligeramente comprimido de grano fino. Los estudios sedimentológicos indican que la parte superior es arcillosa y que los limos y arenas son encontrados como intercalaciones, por debajo de los dos y hasta los siete metros. Esto significa que las corrientes de densidad, como las turbidíticas, ya no se encuentran activas en esta zona.

3.8.3. Problemas en la perforación de pozos HPHT

3.8.3.1 *Capacidades limitadas de evaluación*

- Las herramientas disponibles para temperaturas de 218°C a 232°C con línea de acero están muy limitadas.
- La tecnología de las baterías funciona hasta los 204°C para aplicaciones de MWD
- La precisión de los sensores se disminuye con el aumento de la temperatura.

3.8.3.2 *Avance lento en la penetración de la zona productora*

- Las estructuras cristalinas de las barrenas tipo PDC se rompen con estas condiciones.
- Las barrenas tricónicas no son óptimas para este ambiente.
- La perforación generalmente es lenta.

3.8.3.3 *Control de pozo*

- Existe efecto baloneo.
- Se da la pérdida de lodo.
- Se aligera la columna de fluido por la liberación de gases.

3.8.3.4 *Tiempo no productivo*

- Atascamiento de la tubería.
- Rompimiento de la sarta.
- Tiempo de viajes.
- Problemas de seguridad asociados al manejo de fluidos, tuberías y líneas de acero calientes.

3.8.4. Tecnologías HPHT

Las condiciones HPHT amplifican los riesgos que existen en los pozos convencionales. En los pozos HPHT, el margen de error se reduce considerablemente y las consecuencias de las fallas pueden ser más costosas y de mayor trascendencia.

Durante la perforación de pozos HPHT, se encuentran formaciones sobrepresionadas, zonas débiles y lutitas reactivas; además, los pozos son a menudo de diámetros reducidos y altamente desviados. Para mantener el control del pozo, la presión hidrostática del fluido de perforación debe ser suficientemente alta como para resistir la presión de poro de la formación, pero suficientemente baja para evitar el fracturamiento de la formación y la pérdida de circulación.

En la última década, los fluidos de perforación a base de sales de formiato, han desplazado a los fluidos convencionales a base de haluros en los pozos HPHT. Los fluidos que contienen haluros son altamente corrosivos para el acero a temperaturas elevadas y generan ambientes peligrosos; por tal motivo, los lodos a base de formiatos, son taponados usualmente con sal carbonatada, ya que se biodegradan fácilmente y pueden utilizarse con confianza en zonas ambientales sensibles.

Los formiatos son extremadamente solubles en agua y pueden utilizarse para crear emulsiones inversas o salmueras sin sólidos, estas últimas poseen además baja actividad de agua y, en consecuencia, reducen la hidratación de las arcillas de formación y contribuyen a la estabilidad del pozo.

Las condiciones HPHT, plantean abundantes desafíos para el diseño y la operación de herramientas de evaluación de formaciones. La física de las mediciones, dictamina la exposición directa de la mayoría de los sensores de las herramientas de adquisición de registros a las condiciones del pozo. En consecuencia, se encuentran incorporados en una sonda. La mayoría de las secciones de la sonda se llenan con aceite hidráulico e incluyen un pistón de compensación que equilibra las presiones interna y externa, para mantener la integridad estructural e impedir la implosión de la herramienta. Las sondas actuales son operadas rutinariamente a presiones de hasta 30000psi.

La provisión de aislamiento por zonas en los pozos profundos de aceite y gas, requiere el empleo de sistemas de cementación que sean estables en los ambientes HPHT. Los cementos térmicamente estables también son necesarios

en los pozos que producen por inyección de vapor y en pozos geotérmicos. El comportamiento físico-químico de los cementos para pozos cambia significativamente a temperaturas y presiones elevadas. Sin un diseño de lechada adecuado, la integridad del cemento fraguado puede deteriorarse, conduciendo potencialmente a la pérdida del aislamiento zonal.

El cemento Pórtland es utilizado en casi todas las aplicaciones de cementación de pozos. Los minerales ligantes predominantes son los hidratos de silicato de calcio; este material, a temperaturas superiores a 110°C produce transformaciones mineralógicas que pueden hacer que el cemento fraguado se contraiga, pierda resistencia y aumente su permeabilidad. Este deterioro puede minimizarse o incluso evitarse mediante el agregado de al menos 35% de sílice por peso del cemento. El ajuste composicional produce la formación de minerales de hidratos de silicato de calcio que preservan las propiedades deseadas del cemento fraguado, soportando temperaturas de hasta 370°C.

De igual forma, se llegó a que los revestimientos de cemento en los pozos HPHT deben ser más flexibles que en los sistemas convencionales, ya que deben expandirse levemente después de fraguar, para garantizar el contacto firme con la tubería de revestimiento y la formación. Esto puede lograrse mediante el empleo de cementos con módulos de Young más bajos.

Las tecnologías significativas introducidas en la última década, están permitiendo que se aborden con seguridad los numerosos retos que plantean los proyectos HPHT. A medida que la actividad en estos pozos siga creciendo y las condiciones se vuelvan más severas, se requerirán dispositivos y materiales más avanzados.

La meta consiste en reducir el riesgo de perforación mediante la mejor colocación de los pozos, el mejoramiento de su estabilidad y la reducción del número de viajes requeridos.

3.9. Hidratos de gas

3.9.1. Definición

Los hidratos de gas son compuestos sólidos cristalinos, en apariencia muy semejantes al hielo, originados por la mezcla física de agua y gases ligeros a partir de condiciones de temperatura cercanas al punto de congelación (entre 1 y -4°C) y presiones muy elevadas (2090-2940psi). Para que se formen los hidratos se necesita contar con un ambiente de baja temperatura y alta presión, gases de bajo peso molecular y agua.

Algunos de los gases que formadores de hidratos son: Metano, Etano, Propano, Butano, Isopropano, Dimetilciclohexano; Ácido Sulfhídrico, Dióxido de Carbono, Argón y Xenón, entre otros.

A pesar de tener una apariencia de roca sólida, los hidratos son inestables y cualquier cambio de presión y temperatura puede producir la disociación de estos y ocasionar un escape brusco del metano.

Una de las zonas de mayor peligro para la perforación de pozos costa afuera, es en zonas de aguas profundas, por la alta posibilidad de parámetros que permiten la formación de hidratos. Para las empresas petroleras, los hidratos pueden llegar a constituir un problema, en zonas donde el agua y el gas encuentran las condiciones ideales de formación de estas estructuras. Estos se tornan un problema en las operaciones de perforación y terminación de pozos ya que causan derrumbes en los pozos por su disociación, alteración de las propiedades y características del lodo de perforación y, cuyo control y remoción del pozo generan un riesgo de estabilidad.

3.9.2. Problemática

En las operaciones que se llevan a cabo en aguas profundas, la formación de hidratos sólidos en el pozo que resulta de la combinación de líquidos, presenta un problema importante en el control del pozo. Si entra gas en el pozo, la alta presión hidrostática y la baja temperatura del fondo del mar, pueden ocasionar la

formación de hidratos en fluido a base de agua, así como también, en la salmuera de lodos base aceite y sintéticos.

Las repercusiones de la formación de hidratos son: el taponamiento de las líneas de estrangulación y de control del pozo, de los preventores; las dificultades en el monitoreo de la presión del pozo; la restricción del movimiento de la sarta de perforación y, el deterioro de las propiedades del lodo debido a la deshidratación.

Durante la perforación en sedimentos profundos, la temperatura se incrementa con la profundidad, hasta llegar a un punto en el cual los hidratos se vuelven inestables.

El lecho marino en aguas profundas es un parteaguas de la temperatura a la que se encuentran las herramientas y fluidos en las operaciones. Conforme va incrementando la profundidad desde el nivel del mar hasta el lecho marino, la temperatura va en descenso y cuando inicia la perforación del subsuelo, la temperatura experimenta un ascenso.

Cuando se circula el fluido de perforación, existe un aumento de temperatura debido a la fricción y la velocidad con la que se mueve el fluido, provocando que los hidratos alojados en la formación se desestabilicen y liberen gas, modificando así las propiedades del fluido de perforación y por ende, que no cumpla con los requerimientos para los que fue diseñado.

De igual forma, la cementación de la tubería de revestimiento se puede complicar por la presencia de los hidratos, ya que el fraguado actuará como desestabilizador de hidratos, debido a que libera calor y liberará el gas de los hidratos; este gas viajará por el cemento no fraguado y dará como resultado una discontinuidad en la solidez de la cementación, ocasionando fracturas y baja estabilidad.

Los hidratos que se forman en el lodo durante la perforación, pueden romper la línea de estrangulación y de matar, los preventores y las tuberías. Igualmente puede impedir desconexiones si se forman alrededor de las juntas.

3.9.3. PreVENCIÓN y control de Hidratos

El interés en los hidratos está creciendo y varias de las tecnologías que han mostrado ser eficaces para la exploración convencional de hidrocarburos y para la evaluación de formaciones se están aplicando al problema de caracterización de los hidratos. Sin embargo, aún quedan enormes retos.

La disociación de los hidratos de gas y la pérdida de resistencia mecánica de los sedimentos, contribuye a modificar la estabilidad del bloque sedimentario y produce deslizamientos en el talud como se ha observado en Los Estados Unidos y Noruega. Esta disociación de hidratos puede ser lenta o rápida, dependiendo del contenido y concentración del gas en los hidratos y que tan veloces sean los cambios de las condiciones de presión y temperatura.

Para prevenir y resolver el problema de su formación, existen inhibidores formulados con aceites, fluidos sintéticos y aditivos químicos, que se clasifican en método de despresurización, inyección de inhibidores, método mecánico y método térmico.

3.9.3.1 Métodos de despresurización

Este método ha sido muy eficiente para la disociación de tapones, desafortunadamente genera una diferencial de presión considerable a lo largo del tapón, lo que origina la creación de una fuerza impulsora, que resulta en un lanzamiento descontrolado del tapón a alta velocidad.

Cuando se presenta el tapón de hidratos, se debe calcular la presión de disociación para la temperatura ambiente presente y reducir la presión de manera uniforme a lo largo del tapón. Cuanto menor sea la presión alcanzable por el sistema, más rápido se disociará el tapón. Antes de proceder con este método se debe comprender el riesgo y es necesario analizar a fondo el problema.

3.9.3.2 Método de inyección de inhibidores

Inhibidores químicos

Termodinámicos: Son sustancias que modifican las condiciones de presión y temperatura de formación de los hidratos como el metanol y el glicol. El metanol

provoca que la temperatura de formación de los hidratos disminuya, sin embargo, en grandes cantidades puede causar problemas en el manejo y almacenamiento, debido a su alta toxicidad e inflamabilidad.

Inhibidores a bajas concentraciones: Se utilizan cuando existen altos cortes de agua en el flujo y no requieren ser adicionados en cantidades mayores. Los más usados en la industria son el inhibidor cinético y los antiaglomerantes. El inhibidor cinético previene la formación durante un cierto tiempo y los antiaglomerantes además de eso, también evitan las acumulaciones de grandes cristales de hidratos y con ello el bloqueo de las tuberías.

3.9.3.3 Método mecánico

Se emplea una tubería flexible para alcanzar el tapón de hidratos, incluso en los puntos de difícil acceso. Se debe tomar en cuenta el equilibrio de la presión alrededor del tapón con el fin de impedir un movimiento repentino, justo después de hacer contacto directo, se debe inyectar el inhibidor o agua caliente directamente en el tapón, lo que ocasionará su disociación.

Para este método también se han utilizado trituradores, escareadores y otras herramientas en el extremo de la tubería flexible para eliminar el tapón de hidratos siempre que este se encuentre a una distancia pequeña. Por motivos de seguridad es poco recomendable.

Esta opción es relativamente costosa en intervenciones en aguas profundas, aunque siendo la única opción de eliminación, debe ser factible utilizarla.

3.9.3.4 Método térmico

Consiste en aplicar calor a la zona donde se tiene la formación de los hidratos para elevar la temperatura hasta que no sea estable y se pueda lograr la disociación.

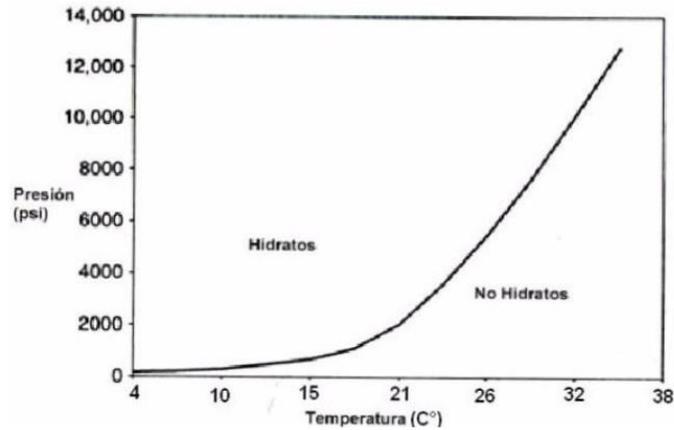


Figura 3.9. Gráfica de desestabilización de los Hidratos

Cuando se tienen acumulaciones de hidratos de gas formados naturalmente y se hace necesario atravesarlos durante la perforación del pozo, el método térmico puede ser una buena solución. A continuación se enlistan las opciones para llevar a cabo este método.

Calefacción por empaquetamiento: Está compuesto por una tubería dentro de otra donde los fluidos producidos se circulan. Para asegurar la calefacción, un fluido caliente viaja por el exterior de la tubería en la que fluye la producción. Actualmente es utilizado para calentar fluidos en las líneas de flujo submarinas en el Golfo de México.

Calefacción eléctrica: Consiste en calentar la superficie exterior de una línea de flujo de producción por medio de una manta térmica colocada sobre la tubería. Para asegurar la eficacia del método es necesario que el calentamiento se aplique uniformemente en la localización del tapón.

Circulación de lodo de perforación caliente: Como su nombre lo indica, se debe circular lodo de perforación caliente a través del espacio anular y a lo largo de la tubería de producción, para conseguir una rápida disociación de los hidratos.

Calentamiento con agua al exterior del equipo: La operación consiste en distribuir agua caliente a lo largo del punto donde se encuentra el tapón haciendo necesario un aislamiento para obtener resultados efectivos. Se realiza mediante

un Vehículo de Operación Remota (ROV). Para realizar esta operación es necesario tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- El calentamiento debe ser uniforme en la localización del tapón, por lo que se debe conocer con anterioridad la ubicación y la magnitud.
- La temperatura de desestabilización debe ser controlada en todo momento de la operación.
- Se debe tomar en cuenta la presión máxima que soporta la tubería y corroborar que sea mayor a la que será sometida en la operación.

3.10. Flujo de agua y gas

En áreas como el Golfo de México, los peligros relacionados con el flujo de fluidos provenientes de zonas someras dificultan la construcción de pozos. Estas zonas que se encuentran por debajo del lecho marino, son capaces de producir agua y cuando se perforan pueden provocar grandes problemas de inestabilidad del agujero. Por otra parte, las zonas con flujo de agua impiden el perfilaje y las operaciones de entrada al pozo abierto, además del emplazamiento de cemento por detrás de la tubería de revestimiento.

A partir de 1987 se han registrado flujos peligrosos de agua en 60 bloques en el Golfo de México, que comprenden 45 campos de aceite y gas. Se trata de formaciones con presiones anómalas que, por lo general, están constituidas por arenas atrapadas en bloques de fallas, que sufren rápidos procesos de hundimiento y rotación, o en canales sellados por arcillas impermeables. El flujo de agua y/o gas se encuentra generalmente entre los 244 y 1680 metros por debajo del lecho marino cuando se perforan tirantes mayores a 650 metros.

Este fenómeno se debe a las altas tasas de deposición que provocan la acelerada acumulación de los sedimentos, por lo que las moléculas de agua y gas quedan atrapadas en los poros y no tienen tiempo para compactarse o consolidarse completamente.

3.10.1. Problemática

Los flujos no controlados de agua y gas, pueden provocar enormes problemas en la estabilidad del agujero, dificultar las operaciones en pozo abierto, ampliar el diámetro del agujero, interferir con la cementación, provocar el derrumbe de la formación e incluso la pérdida del pozo. Cuando se trata de gas se pueden formar hidratos de gas en los equipos instalados en el fondo marino y por tanto bloquear el flujo en las tuberías y la despresurización de forma violenta al llegar a la superficie.

3.10.2. Prevención

La prevención de flujo en zonas someras se logra por medio de las mediciones durante la perforación, la colocación de un revestidor adicional, el aumento de la densidad en el lodo de perforación, el uso de cementos especiales y el tener en cuenta la presión anular para identificar las posibles zonas con influjo de agua.

También se utilizan mediciones de presión anular en tiempo real para detectar las zonas de influjo de agua.

3.11. Problemas en la tubería

El atascamiento de tubería es uno de los problemas más persistentes en la perforación, ya que, un sin número de condiciones en el fondo del agujero pueden causarlo, incluyendo atascamiento por pegadura diferencial, empaquetamiento y taponamiento del agujero por inestabilidad o disminución del diámetro del agujero.

3.11.1. Pegaduras debido al asentamiento y precipitación de sólidos en el espacio anular

Las causas que provocan este tipo de pegaduras son: precipitaciones de sólidos por ruptura de emulsión en lodos base aceite, en lodos base agua, por contaminación al rebajar el cemento, por domos salinos, por cambio de la reología del lodo y por tiempo insuficiente para levantar los recortes.

Por lo anterior, se recomienda tener un buen control de las propiedades reológicas del fluido, una aplicación óptima del programa hidráulico, circular de acuerdo a los

tiempos establecidos en el programa y mantener en buenas condiciones de operación las bombas de lodo.

3.11.2. Pegadura por presión diferencial

Sucede cuando la sarta se pone en contacto con una formación permeable de alta filtración expuesta en el agujero y cuando la sarta se deja estática sin circulación y rotación durante determinado tiempo. Esto sucede porque la presión hidrostática de la columna del lodo es mucho mayor que la presión de formación.

Para este problema se recomienda trabajar con fluidos de menor densidad, mantener la sarta de perforación en movimiento y disminuir el tiempo de paro de bombeo.

3.11.3. Pegadura por fallas mecánicas

Ocurre durante la introducción de un empacador, cuando éste se asienta a una profundidad no deseada, como ocurre por tuberías de revestimiento colapsadas, y al tratar de recuperarlo, se encuentra atrapado por sedimentos aportados por la formación.

3.11.4. Recomendaciones para pegaduras

En agujeros verticales o de poca inclinación se recomienda utilizar tubería pesada para auxiliar a la compresión, en pozos intermedios o de alto ángulo es recomendable el uso de tubería convencional.

Se deben usar centradores y herramientas de fondo para liberar el aparejo.

Antes de realizar las conexiones en tuberías se deben llevar a cabo pruebas de adherencia progresiva.

Se debe tomar en cuenta la posibilidad de adherencia de la tubería asociada al desgaste en pozos desviados.

3.11.5. Cementación

Las entradas de agua también representan problemas durante las operaciones de cementación. La entrada de agua puede impedir la solidificación del cemento, con lo que se pone en peligro la integridad del pozo.

Los flujos someros de agua o gas afectan los sistemas de cementación de diferentes maneras. Debido a que estos flujos generalmente ocurren a profundidades relativamente someras respecto a la línea de lodo o superficie del lecho marino (entre 152 y 762 metros) y en formaciones débiles, no consolidadas, el sistema de cementación debe ser especialmente ligero de modo tal que las presiones ejercidas sean inferiores a la presión de fractura. El diseño de la lechada debe proveer control de la pérdida de fluido que es de menos de 50ml/30minutos para evitar modificaciones reológicas o densidad de la lechada.

Para reducir la posibilidad de que se formen canales de fluidos en el cemento, el diseño de la lechada debe minimizar la cantidad del agua libre y el asentamiento de partículas en la lechada, un fenómeno conocido como sedimentación. El periodo crítico de hidratación debe ser breve para prevenir que fluyan el gas o el agua. Finalmente, el cemento endurecido o fraguado debería poseer baja permeabilidad para brindar un aislamiento por zonas efectivo y duradero.

Para este problema se puede utilizar una lechada nitrogenada que presente un tiempo de transición corto y desarrolle rápidamente una alta resistencia a la compresión, lo que impediría que el flujo de agua penetre el sello del cemento. Al tener una fase gaseosa, la densidad del cemento se puede modificar mediante la inyección de nitrógeno durante el mezclado, para crear una lechada liviana que no provoque fracturas en las formaciones profundas y débiles.

Esta técnica permite el ajuste de densidad de la lechada en la localización del pozo, buen control de pérdida de fluido y el desarrollo satisfactorio de la resistencia a la compresión a bajas temperaturas. Sin embargo, requiere equipo adicional, además del gas apropiado. En áreas remotas, los costos y requisitos logísticos generalmente exigen otras opciones.

Otra opción para resolver este problema es el cemento con yeso de fraguado rápido, también conocido como cemento argamasa o cemento fraguado 60:40, que puede ser efectivo para las tuberías de revestimiento en ambientes de baja temperatura. La ventaja de este cemento es que el fraguado rápido previene la

migración de fluido dentro del cemento pero esto trae muchas desventajas, como que la calidad del yeso es altamente variable, de modo que cada mezcla debe ser rigurosamente probada antes de comenzar la operación. Además, la lechada es propensa a la contaminación en tanques y equipos de bombeo, lo cual exige un trabajo extra para limpiar todos los equipos.

3.11.6. Corrosión

Se define como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno. Es la tendencia general que tienen los materiales a buscar su forma más estable o de menor energía. La corrosión es una reacción química (oxidoreducción) o electroquímica, en la que intervienen tres factores: la pieza manufacturada, el ambiente y el agua.

La corrosión constituye una preocupación importante durante la vida productiva de un pozo y en cada etapa se requieren consideraciones y estrategias de mitigación específicas. El personal a cargo de los activos de las compañías, usualmente comienza tomando decisiones relacionadas con la mitigación de la corrosión de un pozo antes de la perforación.

Durante la etapa de diseño del pozo, se deben llevar a cabo estudios integrales del yacimiento, lo que incluye el modelado del yacimiento, estudios de núcleos y análisis de fluidos a partir de los datos de pozos vecinos. En el proceso de perforación, la tubería de revestimiento está expuesta a grandes esfuerzos operacionales, a los fluidos de perforación y a los fluidos de la formación, potencialmente corrosivos. La tubería puede experimentar diversos tipos de mecanismos de corrosión, incluidas picaduras localizadas, en las que el ácido sulfhídrico, el cloruro o el oxígeno de los lodos de perforación de base agua, generan una tasa de corrosión que excede los 25 centímetros.

Los mecanismos de la corrosión se clasifican en:

Corrosión química: En ésta, un material se disuelve en un medio corrosivo líquido y este se seguirá disolviendo hasta que se consuma totalmente o se sature el líquido. La corrosión química se divide en:

- Ácido sulfhídrico
- Dióxido de carbono
- Ácidos
- Salmueras
- Efectos biológicos

Corrosión electroquímica: Es un proceso espontáneo que denota siempre la existencia de una zona anódica (que sufre la corrosión), una zona catódica y un electrolito. Este tipo de corrosión es la más frecuente. Se divide en:

- Corrosión galvánica
- Corrosión por pérdida de corriente
- Corrosión en las curvaturas

Corrosión mecánica: Se debe al desgaste del material.

Las estrategias de mitigación de la corrosión se desplazan entonces hacia la prevención permanente de las descargas de fluidos de yacimiento en el medio ambiente, después de abandonar el pozo.

Las compañías petroleras utilizan diversas técnicas de monitoreo de la corrosión en los campos de aceite y gas. Las técnicas se seleccionan sobre la base de la facilidad de implementación del sistema para una aplicación o una localización dada dentro del sistema, la facilidad de implementación de resultados y la severidad relativa del ataque corrosivo.

Algunas técnicas de medición de la corrosión utilizan herramientas de monitoreo en línea, colocadas directamente en el sistema, estas herramientas se exponen a la corriente de flujo. Otras técnicas proporcionan el análisis de los efectos de la corrosión en un ambiente de laboratorio.

Algunas de los problemas que se tienen en la tubería de revestimiento debido a la corrosión se pueden ver en la figura 3.10.

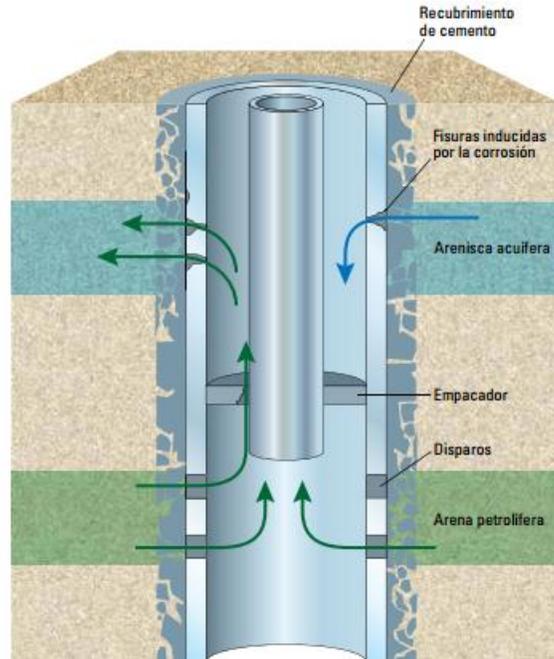


Figura 3.10. Impacto de la corrosión en la integridad de la tubería de revestimiento.

3.11.7. Erosión

En la industria petrolera la erosión ha sido reconocida como un serio problema; en los últimos años se han presentado un sinnúmero de casos en las plataformas y equipos submarinos. La erosión es afectada por numerosos factores, entre ellos las condiciones de operación. Para contrarrestar los daños es necesaria una detección temprana ya que si no es a tiempo, es posible que se tengan fugas.

La erosión es debida al arrastre de materiales por altas velocidades y turbulencias del líquido en el interior de las tuberías. Las lesiones se manifiestan después de la curvatura y estrechamiento o ensanchamiento de los tubos donde suelen producirse adelgazamientos del material, que pueden causar roturas.

Después de las juntas o cambios de ángulo en las tuberías se producen altas velocidades y turbulencias en el fluido que circula en el interior. En estas superficies de choque la capa de protección que se forma es arrastrada progresivamente dejando al descubierto el material primitivo, de esta manera se produce el adelgazamiento progresivo de las paredes del tubo y se produce la erosión mecánica en la superficie.

Existen dos mecanismos principales en la erosión: el primero (figura 3.12) es el directo, donde la erosión más severa ocurre en las conexiones que ayudan a redirigir el flujo, como en los codos; el segundo (figura 3.11) es el choque aleatorio, este tipo se produce en tramos rectos de tubería a pesar de que no hay flujo a velocidad media dirigiéndose hacia la pared; sin embargo, la presencia de fluido turbulento puede proporcionar que las partículas tengan determinado impulso en dirección a las paredes de la tubería.

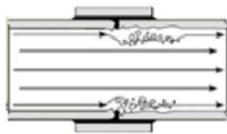


Figura 3.11. Erosión por choque aleatorio

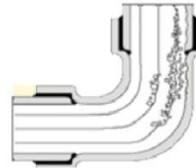


Figura 3.12. Erosión por choque directo

3.11.7.1 Tipos de erosión

Erosión por arenas: Este es el tipo más común de erosión, debido a las pequeñas cantidades de arena que se arrastra en el flujo, incluso en pozos donde la tasa de producción de arenas es muy baja, la erosión puede presentarse cuando las velocidades de producción son elevadas.

Erosión-corrosión: Es una combinación de los efectos que pueden ocasionar en los equipos la erosión y la corrosión, ya que pueden existir fluidos que sean corrosivos y en los cuales viajen partículas sólidas que provoquen la erosión. En conjunto la corrosión y erosión que genera este fluido provoca graves problemas a los equipos por la tendencia a romperse. Igualmente, la hidrodinámica de la mezcla de multifásica afecta el grado de humectación en las paredes de la tubería y la distribución de los inhibidores de la corrosión inyectados, por lo que la película de inhibidor será eliminada con el avance del tiempo y esto provocará el incremento de las tasas de corrosión.

Erosión por goteo: Inicialmente el impacto de las gotas no causan la erosión debido a la existencia de capas protectoras sobre la superficie, sin embargo, al

influir los factores como densidad, viscosidad y tamaño de gota, velocidad y frecuencia del impacto y el paso del tiempo, la rápida erosión llega a ser significativa y se sigue incrementando con el tiempo.

Erosión por cavitación: La cavitación es un fenómeno físico mediante el cual un líquido, o parte de él, en determinadas condiciones pasa a estado gaseoso o libera el gas atrapado, provocando ondas de choque por fricción y turbulencia en el fluido que pueden dañar el sistema de tuberías.

3.11.7.2 Recomendaciones

Para mitigar los riesgos de la erosión se deben llevar a cabo lo siguiente:

- Reducir el gasto de producción, para disminuir la velocidad de flujo y la producción de arenas.
- Reemplazar los codos de las tuberías por válvulas, ya que en éstas se presenta menos erosión por el tipo de flujo que provocan.
- Utilizar tuberías con paredes más gruesas para incrementar la vida útil del equipo.
- Utilizar materiales resistentes a la erosión, como carbono de tungsteno, cerámicos, etc.

Para el control de la erosión en las tuberías es recomendable que se utilicen equipos como medidores ultrasónicos, sondas de resistencia eléctrica, sondas electroquímicas, entre otras.

3.12. Arenamiento de pozos

La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida de los pozos petroleros. Su intensidad y gravedad varían con el grado de cementación de los granos de arena productora y con la forma como están terminados los pozos. Esta arena se deposita en el fondo del agujero y con frecuencia reduce la capacidad productiva del pozo.

3.12.1. Definición

El arenamiento es la producción de pequeñas o grandes partículas de sólido, junto con los fluidos que son producidos por el yacimiento, debido a una baja consolidación de la formación productora. Usualmente se utiliza el término producción de sólidos, ya que esto implica que sólo las areniscas frágiles o poco consolidadas son las que están susceptibles de ser producidas. A medida que el yacimiento descarga hidrocarburos hacia el pozo, con el tiempo se van acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo, lo que puede disminuir drásticamente o impedir por completo la producción de hidrocarburos.

La producción de arena se rige por el movimiento de granos en las zonas alejadas de la formación, movimiento de arena en pequeñas masas en zonas cercanas a la cara de la formación y la fluidez masiva, donde se mueven de forma intensiva las arenas y generan erosión.

3.12.2. Clasificación de producción de arena

Producción transitoria de arena: Se refiere a una producción de arena que declina con respecto al tiempo de producción a gasto constante, comúnmente encontrada en limpiezas de pozos, acidificaciones o fracturamiento hidráulico para recuperación secundaria.

Producción continua de arena: Se presenta cuando se produce de formaciones no consolidadas que no cuentan con equipos de control de sólidos.

Producción catastrófica de arena: Es la más grave y ocurre como una anomalía, cuando los fluidos del yacimiento son producidos excesivamente.

3.12.3. Causas

En campos con formaciones poco consolidadas, el simple flujo del yacimiento hacia el pozo puede acarrear sólidos que generan problemas en la producción. Las condiciones que pueden causar la producción de arena, dependen de las fuerzas que mantienen unidos a los granos de arenisca. A continuación se muestran los factores que causan el arenamiento:

- Falta de material cementante que mantenga la adherencia entre los granos de la arena productora.
- Disminución de la presión del yacimiento que reduce la adherencia entre los granos de la matriz, y propicia su desplazamiento hacia el fondo del pozo.
- La llegada del agua del acuífero al pozo o a las cercanías puede deteriorar el material cementante entre los granos.
- Nivel de producción superior a la tasa crítica.
- Factores geológicos y geográficos
- Flujo multifásico
- Efectos térmicos.

Estos factores están incluidos entre los efectos de la resistencia de la roca y los del flujo de fluidos y cada uno representa un papel importante en la prevención e inicio de la producción de arena.

Entre otros factores que se deben tomar en cuenta están los directamente relacionados con la roca, como lo son:

El grado de material cementante: El derrumbe de un pozo depende, entre otras cosas, de la cantidad de material cementante que mantiene unidos los granos circundantes al pozo. Como las formaciones jóvenes son generalmente poco consolidadas, se debe tomar en cuenta el derrumbe o arenamiento en las operaciones de perforación.

La reducción de la presión de poro: Ocurre cuando se genera una disminución en la presión del yacimiento y esto repercute como un esfuerzo sobre la formación, creando partículas sólidas producidas por los fluidos del yacimiento al pozo.

La tasa de la producción: Cuando se excede el nivel crítico de producción, la diferencial de presión entre la formación y el pozo excede la resistencia a la compresión de la roca y origina la producción de sólidos por la desestabilización de los granos y el material cementante de la formación productora.

La viscosidad de los fluidos de la formación: Se refleja como la fuerza de fricción ejercida en los granos de la formación y es generada por el flujo de los fluidos del yacimiento; esta fuerza influye en la producción de sólidos ya que los arrastra con el hidrocarburo que se produce.

Incremento de la producción de agua: Al presentarse la producción del agua, la fuerza de tensión superficial es reducida, generando que se desestabilicen los arcos de arena y por tanto, la producción de sólidos (figura 3.13).

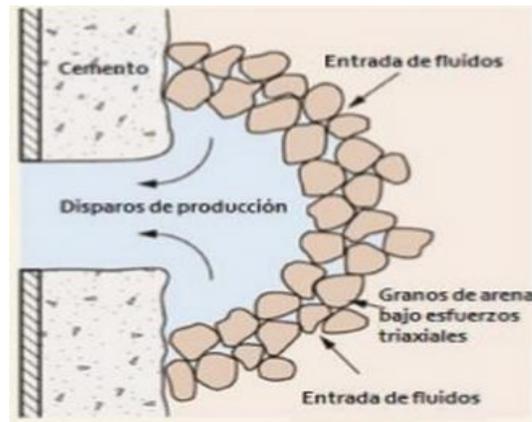


Figura 3.13 Esquema de formación de arco de granos

3.12.4. Consecuencias de la producción de arena

- Reducción de los niveles de producción.
- Erosión de los equipos de terminación del pozo.
- Erosión en los equipos e instalaciones superficiales (figura 3.14).
- Acumulación en los equipos de superficie (figura 3.15).
- Colapso de la formación por socavaciones.
- Reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo.
- Fallas mecánicas de revestidores.
- Problemas en el manejo de sólidos producidos.
- Contaminación del yacimiento.



Figura 3.14. Erosión de tubería causada por arenamiento



Figura 3.15. Acumulación de arena en equipos superficiales

3.12.5. Prevención de producción de arena

Los casos de arenamiento son más graves y frecuentes cuando los estratos son deleznableles; por tal motivo la terminación del pozo se debe hacer de manera que el flujo de arena y sedimentos sea lo más leve por el mayor tiempo posible. Para lograr esto, el tramo de la sarta de revestimiento y de producción que cubre el estrato productor debe ser de tubos ranurados especialmente. Las ranuras sirven como un filtro para evitar el paso de la arena y permitir el de los hidrocarburos. Además de este método, existen otras modalidades para contener el flujo de arena, como las tuberías ranuradas y preempacadas que tienen una ranura interna cubierta por tubería y en su espacio anular existen otros filtros, cedazos y retenedores.

Para mantener los pozos en producción plena se recurre a desarenarlos y limpiarlos utilizando fluidos debidamente acondicionados que se bombean progresivamente hasta el fondo para extraer la arena y sedimentos hasta la superficie por circulación continua (figura 3.16). Algunas veces no es suficiente la circulación de fluidos y se deben utilizar bombas desarenadoras en el fondo del pozo para realizar una limpieza eficaz.

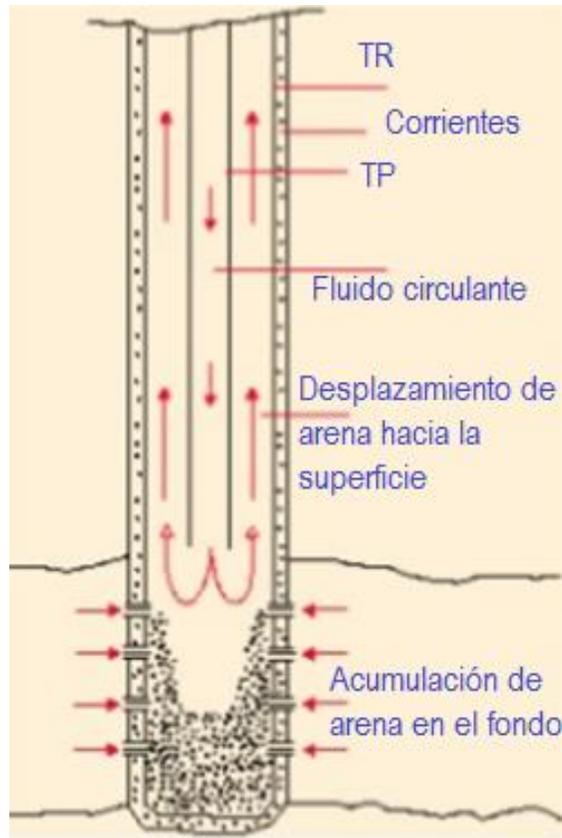


Figura 3.16. Bombeo de fluido para limpiar un pozo arenado

Debido al flujo constante con arena que proviene de la formación se producen huecos o cavernas en las cercanías del pozo, lo que genera que con el paso del tiempo las tuberías de revestimiento colapsen y se pierda el pozo.

3.12.6. Problemas causados por el arenamiento del pozo

El arenamiento ocurre cuando la velocidad de producción no es suficiente para llevar los sólidos hasta la superficie, lo que ocasiona que se empiece a llenar el fondo del pozo, por lo que el intervalo productor puede ser eventualmente cubierto de arena. Lo que limita la producción e incrementa los costos por mantenimiento.

El movimiento de la arena proveniente de las formaciones no consolidadas en los pozos ocasiona problemas tanto económicos como de riesgos en las instalaciones, como lo son:

- La interrupción en la producción, ocasionada por taponamiento en la tubería de producción, en la tubería de revestimiento, etc.
- Se incrementan los esfuerzos de sobrecarga de las formaciones ocasionando el colapso de las tuberías de revestimiento.
- Los equipos superficiales y submarinos son dañados por la erosión de la arena.
- Se causa daño a la formación, debido a la restricción al flujo, de los fluidos desde el yacimiento hasta el pozo.

3.12.7. Técnicas de control

Mantener y reparar: Consiste en tolerar la producción de arena y hacer frente a sus efectos cuando sea necesario. Esto requiere del mantenimiento rutinario del equipo superficial para conservar la producción, aunque sólo es utilizada en pozos que mantienen una producción transitoria de arena y donde los gastos de producción son bajos.

Reducción en los gastos de producción: Aunque no es muy utilizada por las pérdidas económicas que ocasiona, ayuda a reducir la producción de arena. Consiste en reducir o aumentar el flujo hasta que la producción de arena sea considerablemente aceptable. Su propósito es establecer un gasto máximo junto con un arco estable en la formación, que evite la degradación excesiva de la misma.

Consolidación química de la formación con resinas: Este método consiste en la inyección de resinas líquidas, mezcladas con un catalizador necesario para el endurecimiento de la formación, para formar una masa consolidada que mantenga unidos los granos de arena. Las más utilizadas son Epoxi, Fenólicos puros y Furanos.

3.12.8. Selección del método de control

Al momento de diseñar y aplicar cualquier método de control de arena, es necesario tomar en consideración algunos parámetros importantes del pozo que influyen de manera significativa en el éxito del método seleccionado, como son:

- Grado de consolidación de la formación
- El daño existente en las inmediaciones del pozo
- Tipo de pozo
- Longitud del intervalo productor
- Presencia de arcillas
- Cercanía del contacto agua-aceite
- Tipo y frecuencia del arenamiento
- Presión y temperatura de fondo

Una vez que la necesidad del pozo fue identificada, se debe elegir un método de exclusión de arena considerando los siguientes criterios:

Económico: Considerar el costo inicial del tratamiento y este efecto sobre la producción

Antecedentes históricos: Analizar la vida productiva del yacimiento y del pozo

Aplicabilidad: Considerar el grado de dificultad en la aplicación del tratamiento

Duración del servicio: Estimar la producción libre de arena y la tasa de frecuencia de repetición del tratamiento.

3.13. Medio ambiente

A partir de la preocupación por el medio ambiente, la industria petrolera busca controlar la emisión de gases y la polución durante las operaciones de limpieza del pozo. Con el objetivo de asegurar la productividad, las terminaciones submarinas son sometidas a un periodo de flujo durante el cual se utilizan equipos portátiles, esta prueba de flujo les permite a los ingenieros validar la terminación. El control de emisiones durante la prueba constituye un motivo de preocupación para la industria, ya que en la mayoría de los países productores de petróleo, tanto la combustión de líquido o gases como el venteo de gas están controlados por entes reguladores.

Uno de los efectos colaterales desafortunados de la búsqueda de hidrocarburos es la acumulación de escombros generados para acceder a esos recursos. Las operaciones de perforación modernas generan diversas opciones para la eliminación de los residuos, que varían desde agua de escurrimiento contaminada hasta el envasado de materiales; sin embargo, la mayor parte de los residuos se asocia con el material excavado, también conocido como recortes del pozo.

Mientras más elevada es la complejidad de las operaciones de perforación, los ingenieros deben incrementar sus esfuerzos por cumplir con las normas vigentes con respecto a los residuos y al mismo tiempo optimizar las operaciones y costos de los materiales a utilizar.

Los fluidos de perforación y el manejo de recortes deben ser eficientes, protegiendo el ambiente de los residuos. La creciente preocupación ambiental ha dado forma a las nuevas y estrictas regulaciones en materia de vertidos y perforación.

Por tal motivo, la industria petrolera ha incluido barcos que cuentan con tanques de limpieza y otros que transportan los recortes a tierra. También se ha desarrollado la implementación de pozos donde se reinyectan los recortes.

Las técnicas que se utilizan actualmente para disminuir el impacto ambiental contemplan: el transporte de los recortes a tierra firme para su procesamiento, la ejecución de operaciones con lodos base agua, el procesamiento de recortes y su eliminación por medio de inyección en el subsuelo.

Un ejemplo de regulación de vertidos ambientales más estricto se registró en el Mar del Norte a fines de 1990. Dos años antes de que se produjeran cambios en los regímenes vigentes, la Agencia de Control de la Contaminación del Estado Noruego, anunció un incremento de la rigurosidad de las regulaciones para la eliminación de los recortes perforados en áreas marinas.

3.13.1. Derrames de petróleo

Un derrame de petróleo o marea negra es un vertido de hidrocarburo que se produce debido a un accidente o práctica inadecuada que contamina el medio ambiente. Estos derrames afectan el ecosistema donde se produce el evento.

Cuando ha ocurrido un derrame, la superficie del mar queda con una capa oscura, la cual obstruye el paso de la luz y como consecuencia afecta el proceso de la fotosíntesis de muchos organismos primarios y de allí se perturba toda una cadena alimenticia. El petróleo queda impregnado en los sedimentos de las costas y también se afecta el ecosistema costero. Mediante la observación del espesor de la película de aceite y su aparición en la superficie del agua es posible estimar la cantidad derramada.

3.13.1.1 Efectos

Los derrames de petróleo afectan el agua de diversas maneras. En un periodo de tiempo muy corto el petróleo se esparce en una capa muy fina a lo largo de la superficie del agua. Los derrames en la superficie de agua están a merced del clima, el oleaje y las corrientes.

La mayoría de los ecosistemas marinos expuestos a grandes cantidades de aceite requieren por lo menos tres años para su recuperación. La forma en que el petróleo derramado afecta a la fauna es variada y compleja. Los datos acumulados a lo largo de varios derrames de petróleo han mostrado que en el mejor de los casos sólo un cuarto de la fauna contaminada llega a tierra, el resto desaparece en el mar o, en el caso de las aves, se hunden porque no pueden volar.

Los efectos en la flora y fauna de los derrames de petróleo se mencionan a continuación:

- Muerte de los organismos por asfixia
- Muerte de los organismos por envenenamiento, por contacto o absorción.
- Muerte por exposición a los componentes tóxicos del petróleo, solubles en el agua.

- Destrucción de los organismos jóvenes o recién nacidos.
- Disminución de la resistencia o aumento de infecciones en las especies, especialmente avifauna, por absorción de ciertas cantidades de petróleo.
- Efectos negativos sobre la reproducción y propagación a la fauna y flora marina.
- Destrucción de las fuentes alimenticias de las especies superiores.
- Impedimento para el proceso de la fotosíntesis.

Los animales en las costas también son afectados, ya que el petróleo acaba con grandes cantidades de especies que viven en la arena y en el fondo del mar, pues el aceite se hunde después de unas horas y asfixia a los organismos que viven en la zona bentónica.

La contaminación de las playas por petróleo también causa serios problemas económicos a los habitantes de las costas porque se pierden ingresos por las actividades pesquera y la turística. Estas playas requieren al menos de un año para su recuperación, cuando cuentan con corrientes y un oleaje fuerte, mientras que los estuarios y marismas sufren el mayor daño y no pueden limpiarse de forma eficiente.

3.13.1.2 Control de derrames en aguas profundas

Los derrames petroleros debidos a descontroles de pozos requieren de una rápida respuesta para tratar de contener la fuga de los fluidos. Generalmente se producen cuando el flujo de hidrocarburos ha pasado los preventores dispuestos en el cabezal del pozo submarino, debido a alguna falla o a un mal funcionamiento.

Para poder controlar el pozo convencional, se requiere que la infraestructura superficial, el riser y las líneas de matar, se encuentren en buen estado y funcionen adecuadamente. En dado caso que la plataforma se encuentre en peligro de perderse, probablemente se verá afectada la integridad del riser de perforación, lo que requerirá de técnicas especiales para la contención del pozo.

A partir del accidente de BP en el Golfo de México, se han generado metodologías para optimizar las respuestas ante una eventualidad de esta naturaleza, las cuales requieren de una implementación paralela de operaciones, inyección de dispersantes a boca de pozo, la necesidad de equipos de perforación, buques de recolección y herramientas especiales, como se muestra en la figura 3.17.

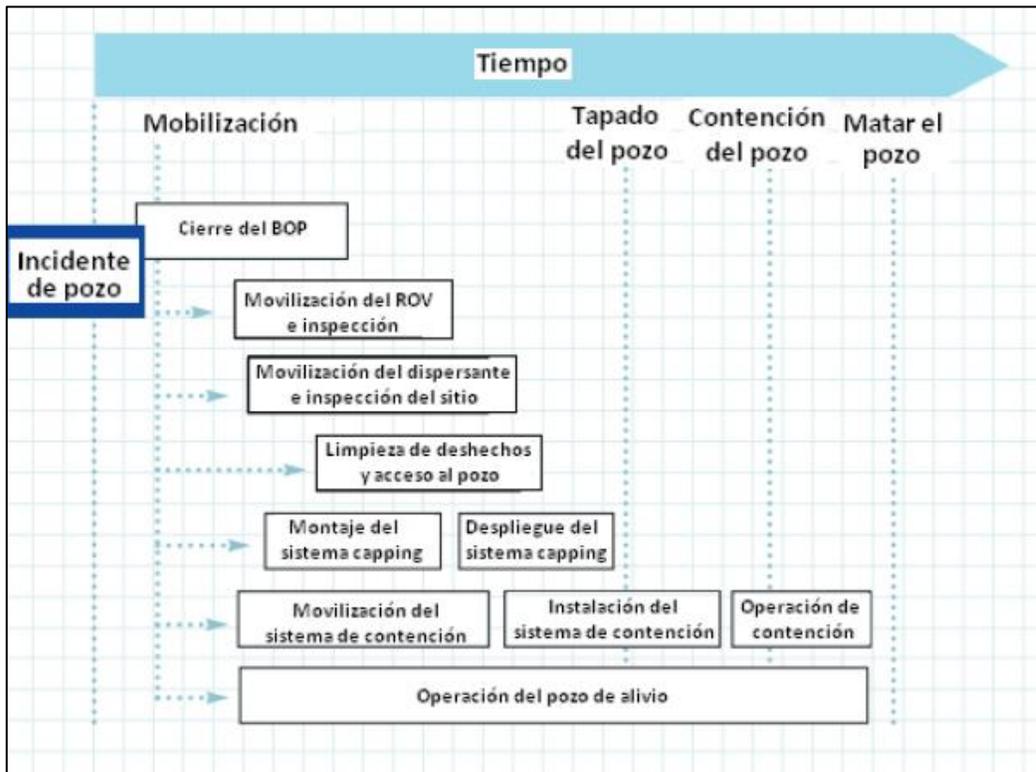


Figura 3.17. Cronología de medidas de respuesta en un derrame.

3.13.1.3 Métodos de limpieza en los derrames

Cuando sucede un derrame de petróleo se debe actuar rápidamente, ya que el daño es irreversible pero se puede limitar su propagación y recuperar parte del hidrocarburo perdido. Los métodos que se utilizan para limpiar derrames pueden ser naturales, químicos o físicos.

Métodos naturales

Los métodos naturales ocurren cuando el aceite es eliminado y degradado naturalmente, para esto no se realiza alguna operación. En muchas ocasiones es

preferible que el área afectada se recupere naturalmente. Existe una subdivisión de los métodos naturales.

Evaporación: Es el proceso natural más importante durante las primeras fases después de un derrame de petróleo. Consiste en la evaporación de los componentes más ligeros del hidrocarburo, dependiendo de la composición del aceite derramado, dentro de las primeras doce horas después del derrame.

Foto oxidación: Lleva a la descomposición de los compuestos más complejos en compuestos más simples, que por lo general son más ligeros, lo que permite que se degrade mayor volumen de hidrocarburo derramado a través de otros procesos. Se produce cuando el oxígeno bajo la luz solar reacciona con los componentes del aceite.

Biodegradación: Es un mecanismo especialmente importante para eliminar los componentes volátiles de aceite en el medio ambiente. Este proceso es relativamente lento y puede requerir meses o incluso años para que los microorganismos logren degradar una fracción significativa del aceite atrapado en los sedimentos del ecosistema marino.

Métodos químicos

En este método se utilizan dispersantes para solucionar los problemas de derrames de petróleo, sin embargo, se tienen reservas con respecto a este método debido a un desacuerdo sobre su eficiencia, y preocupaciones por su toxicidad y efectos a largo plazo en el medio ambiente. Los principales químicos utilizados son los siguientes:

Dispersantes: Están específicamente diseñados para la protección y limpieza de las costas. Son formulados a partir de surfactantes biodegradables, especialmente seleccionados en un sistema solvente de hidrocarburo sin aroma y de baja toxicidad. Contiene tensoactivos que se utilizan para eliminar el aceite flotante en la superficie del agua.

Desemulsificantes: Se utilizan para romper las emulsiones de aceite en el agua y mejorar la dispersión natural.

Solidificantes: Son un tipo de agente químico que es introducido en el derrame de petróleo que se encuentra en mar abierto. Los solidificantes cambian la composición del petróleo del estado líquido a un estado semisólido, lo que vuelve más fácil su limpieza.

Desnatadores y aspiradoras: Son dos tecnologías similares que atienden el problema de la separación eficiente del agua y el aceite. Los desnatadores generalmente lo realizan de forma pasiva, con materiales a los que el petróleo se adhiere pero el agua no. Las aspiradoras, en cambio, tienen una aproximación más activa, aspirando grandes cantidades de agua y petróleo, la mezcla es separada por medio de centrifugadoras y el agua es regresada al mar.

Agentes biológicos: Se dispersan grandes cantidades de agentes biológicos sobre el derrame para separar las moléculas de petróleo. Los microorganismos forman un consumidor de petróleo y lo descomponen para convertirlo en un material menos tóxico para el medio ambiente.

Productos químicos en la superficie de la película: Su función es evitar que el aceite se adhiera a sustratos en la línea de costa y mejorar su eliminación en la superficie.

Métodos físicos

Los métodos físicos requieren de la intervención humana y de equipos para remover el hidrocarburo derramado en el mar, entre los principales se encuentran:

Barreras y skimmers: Las primeras se utilizan para contener y controlar el movimiento del petróleo flotante, el uso de skimmers es para separar el aceite del agua y recuperar la producción. El impacto ambiental es mínimo.

Limpieza con materiales absorbentes: Se usan materiales absorbentes para limpiar el aceite de la superficie contaminada. Mientras que la eliminación de los residuos contaminantes es un problema, el efecto mediante este método se reduce al ocasionado por los equipos de limpieza.

Eliminación mecánica: Se recoge y elimina el aceite en sedimentos superficiales por medio de equipos mecánicos. No es recomendable para ecosistemas sensibles.

Lavado: Este método utiliza agua a alta presión o caliente para lavar el aceite adherido a lo largo de las costas y playas.

Reubicación de sedimentos y labranza: El movimiento de los sedimentos con aceite puede lograr una mejora significativa en los procesos naturales de limpieza, facilitando la dispersión de aceite en la columna de agua.

Quema in situ: El aceite se quema normalmente cuando está en un sustrato de combustible como la vegetación, troncos y otros restos. Este método puede causar una contaminación atmosférica significativa y la destrucción de plantas y animales.

3.13.1.4 Grandes derrames petroleros

Sin duda los derrames de petróleo causan grandes desastres ecológicos, sobre todo si se considera que afectan principalmente a la fauna y flora en el lecho marino y cerca de la costa. Algunos de los más importantes son:

Derrame de aceite en la Guerra del Golfo: El derrame fue causado cuando fuerzas iraquíes abrieron las válvulas de la terminal Sea Island y se derramó el aceite en el Golfo Pérsico. Muchos pozos de aceite fueron destruidos e incendiados, perdiendo así aproximadamente 11 millones de barriles, en 1991.

Reventón de pozo exploratorio en Qom, Irán: En 26 de agosto de 1956, ocurrió el reventón más grande de un pozo exploratorio cerca de Qom. El pozo de aceite descontrolado tenía un gasto de 120 mil barriles por día y fue cerrado 90 días después por Bagher Mostofi y Myron Kinle.

Reventón de Lakeview: El 14 de marzo de 1910 en California, la presión del aceite estalló a través de la tubería de revestimiento y el reventón duró cerca de 18 meses debido a que se volvió una atracción turística. El derrame fue de aproximadamente 9 millones de barriles.

Pozo Macondo en aguas profundas: el 20 de abril de 2010, el pozo Macondo tuvo un reventón que causó una explosión que terminó con la vida de 11 personas y cientos de habitantes del ecosistema. La compañía BP logró controlarlo el 15 de julio del mismo año. El derrame fue de aproximadamente 4.9 Millones de barriles.

Ixtoc: Es el reventón más parecido al de Macondo, con la diferencia del tirante de agua. En 1979, cerca de la bahía de Campeche, se tuvieron problemas de hidratos de metano en este pozo exploratorio, lo que llevó a un descontrol que causó un derrame de aproximadamente 3.3 millones de barriles.

3.13.2. Quema y venteo de gas

El calentamiento global en los últimos años, ha sido un factor que ha propiciado que los gobiernos de la mayoría de los países conjuguen esfuerzos con el objeto de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Uno de estos esfuerzos es la Convención Marco para el Cambio Climático de las Naciones Unidas, a la cual México pertenece. Como parte de esta Convención, el país firmó el Protocolo de Kioto el 9 de junio de 1998, en el cual se comprometió, junto con otros países, a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero.

Petróleos Mexicanos ha realizado grandes esfuerzos para reducir sus emisiones, principalmente de gas natural enviado a la atmósfera. A partir 2005 la cantidad de gas enviado a la atmósfera comenzó a incrementarse de manera notable, alcanzando su máximo en el año 2008 con 1333.05 millones de pies cúbicos diarios de gas. Por tanto, PEMEX se ha comprometido con el medio ambiente y ha logrado disminuir sus emisiones de manera sustantiva, como se muestra en la figura 3.18.

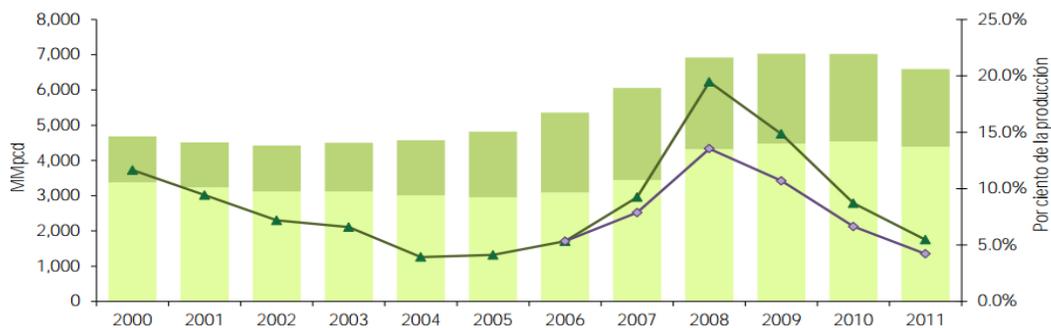


Figura 3.18. Producción de gas en México.

3.13.3. Captura y secuestro de carbón

Otra tecnología que tiene por objetivo la reducción de la emisión de los gases de efecto invernadero es la captura y secuestro de Dióxido de Carbono. Aunque este gas puede ser utilizado como método de recuperación mejorada mediante su inyección, existen proyectos a nivel mundial que no tienen mayor objetivo que el evitar su liberación a la atmósfera.

El proyecto consiste en realizar la inyección del Dióxido de Carbono en los yacimientos de petróleo y gas que sea conveniente, corroborando la efectividad mediante un estudio de compatibilidad de este método de recuperación mejorada con el yacimiento elegido.

3.13.4. Daños por descargas de agua producida, arenas y químicos

El agua de producción puede contener pequeñas cantidades de hidratos, parafinas, incrustaciones, químicos e inhibidores, así como elevadas concentraciones de metales, nutrientes e hidrocarburos; mientras que las arenas producidas pueden contener crudo y otros metales y materiales naturalmente radioactivos.

Debido a las regulaciones ambientales, el agua es tratada en la superficie y descargada de acuerdo a las normas de cada país, mientras que las arenas se almacenan en las instalaciones superficiales, siendo transportadas a tierra para su eliminación de acuerdo con los reglamentos actuales.

La liberación catastrófica de grandes volúmenes de líquidos o productos químicos de tratamiento puede deberse a fallas mecánicas en los equipos de procesamiento de líquidos o en las líneas de flujo, a errores humanos o a fenómenos naturales no previstos. Sin embargo, gracias a los equipos de prevención y a las medidas de seguridad este tipo de accidentes son poco comunes en el desarrollo de aguas profundas.

3.13.5. Inyección de recortes

Los estudios iniciales de la inyección de recortes indican que esto produciría un impacto mínimo sobre el medio ambiente, proporcionando al mismo tiempo una

solución económica para la eliminación de los recortes y residuos del petróleo. En una operación convencional, los recortes se mezclan con agua de mar, se procesan mediante trituración u otra acción mecánica para formar una lechada viscosa estable, se bombea a un pozo de eliminación de residuos o a través del espacio anular existente entre las sartas de revestimiento en un pozo activo y se introducen bajo presión en las formaciones.

Este proceso crea una fractura hidráulica en la formación, que contiene efectivamente la lechada. Al final del programa de inyección, el pozo o el espacio anular se sellan habitualmente con cemento.

Los proyectos de reinyección diseñados en forma deficiente plantean el riesgo de que los materiales residuales se fuguen nuevamente hacia la superficie a través de las fracturas naturales, a lo largo de los planos de fallas o siguiendo una trayectoria mal cementada en el pozo hacia la superficie. Se debe tomar en cuenta una ingeniería correcta y una roca sello adecuada para que el contenido quede en la zona de inyección (figura 3.19).

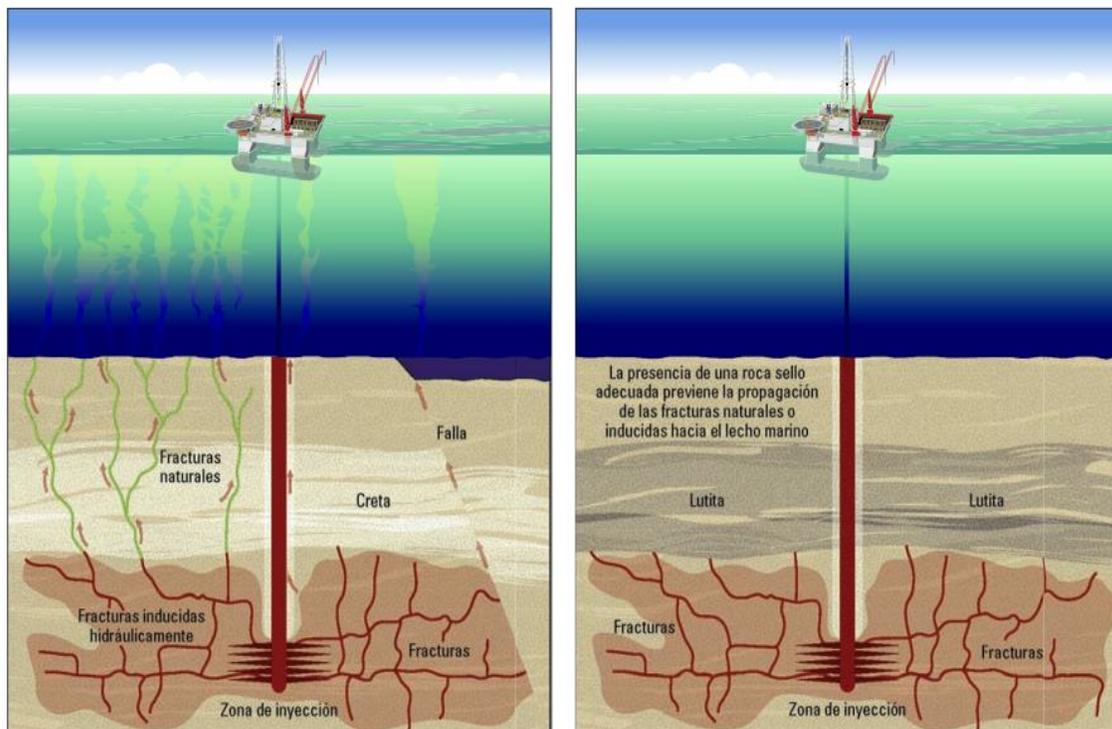


Figura 3.19. Contención de los fluidos inyectados

3.13.5.1 Riesgos de la inyección

Como sucede con todas las operaciones, la tecnología de inyección de recortes también posee riesgos. Normalmente los programas de inyección se desarrollan sin contratiempos serios. No obstante, hubo casos en los que se obturó la trayectoria existente hasta la formación seleccionada para la eliminación, por debajo de la tubería de revestimiento o de un espacio anular, suspendiéndose concretamente las operaciones.

Las fallas de esta índole no sólo son ambientalmente costosas, sino que plantean riesgos económicos serios, tales como el tiempo operacional inactivo, operaciones de remediación en el pozo de inyección o la necesidad de perforar un nuevo pozo de inyección.

En las operaciones es necesario garantizar la contención segura de los residuos inyectados. El alcance y las propiedades de propagación de la red de fracturas deben predecirse con seguridad; esto suele lograrse con simuladores tridimensionales de fracturamiento hidráulico. Habitualmente se inyectan volúmenes de residuos grandes, que crean redes de fracturas igualmente grandes. Los mecanismos de contención de residuos deben ser evaluados durante los estudios de factibilidad para identificar las posibles zonas de eliminación de residuos y las zonas de contención de las fracturas.

El manejo de los residuos de perforación generalmente se implementa antes de que comience el proceso de perforación, de manera que el modelado de las incertidumbres y los riesgos son de particular importancia para el diseño y la ingeniería.

3.13.6.Regulaciones ambientales actuales

Toxicidad bencénica (aromáticos): Respirar niveles de benceno muy altos puede causar la muerte, mientras que niveles bajos pueden causar somnolencia, mareo y aceleración del latido del corazón o taquicardia. La exposición prolongada y continua al benceno se manifiesta en la sangre, produce efectos nocivos en la médula ósea, anemia y hemorragias.

Prueba de camarones Mysid: Es una prueba de laboratorio que utiliza este tipo de camarón para determinar el efecto de una condición a la que está expuesto el organismo. Esta prueba se realiza en condiciones ambientales y duraciones controladas. Las pruebas de bioensayos de los fluidos de perforación son requeridas por las agencias gubernamentales de todo el mundo antes de descargar el fluido en el lecho marino. La dosificación de especial interés es la concentración letal, conocida como CL50, que matará eventualmente al 50% de la población de organismos. También existen pruebas crónicas que indican efectos subletales, ocurre con los cambios en el crecimiento o la reproducción del organismo durante un periodo de tiempo más largo.

Biodegradación CRETIB: La denominación adjetiva CRETIB es la sigla del código de clasificación que corresponde a las características de corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico, inflamable y biológico-infeccioso. Estas características pueden existir en recipientes, envases, embalajes y suelos que hayan sido contaminados por sus contenidos. Algunos ejemplos de residuos peligrosos son los acumuladores de vehículos, el aceite lubricante usado, los residuos de pintura y del curtido de pieles, los bifenilos policlorados así como los desechos de sangre.

Otras prácticas y regulaciones que deben tomarse en cuenta son:

- Bioacumulación.
- Límites de Cd y Hg en la barita.
- Prohibición de diésel.
- Extracción de fase reversa.
- Cromatografía de Gas.
- Realizar un estudio de impacto al lecho marino con fluidos sintéticos.
- Prohibir la descarga de lodo base aceite, mineral o sintético.
- Respetar el límite de porcentaje en peso de retención del fluido de perforación en los recortes.

3.13.7. Abandono de campos

El abandono de un campo situado en aguas profundas pone en juego la capacidad de la compañía para controlar los gastos y su responsabilidad civil. Para abandonar terminaciones del tipo de árboles secos se utilizan técnicas convencionales, pero para la recuperación de las tuberías de producción y el abandono de las terminaciones submarinas se requieren los mismos equipos especializados que se utilizan para la instalación inicial, lo que representa costos muy elevados. Es necesario entonces desarrollar nuevas tecnologías y técnicas que permitan a las compañías petroleras reducir los costos y riesgos en las operaciones de abandono de campos situados en aguas profundas.

3.14. Logística

Durante muchos años, la industria de la perforación ha intentado reducir sus costos a través de mejoras en la tecnología; sin embargo, algunas iniciativas se orientan a hacer más eficientes las operaciones de perforación, mientras que otras se concentran en la reducción del tiempo no productivo. Como consecuencia de varios problemas en la perforación, el tiempo no productivo constituye cerca del 20% del tiempo de los equipos de perforación y puede ser mucho mayor en campos difíciles como en aguas profundas.

Para disminuir el tiempo no productivo es necesario que exista una buena logística en las operaciones, y con esto disminuir costos, reducir los riesgos y optimizar la perforación.

La planificación de los enormes volúmenes de lodo necesarios, junto con los equipos adecuados de perforación, constituyen una de las bases para el éxito de las operaciones en aguas profundas. La logística debe incluir el tiempo que tarda transportar el lodo de perforación de la planta de lodos hasta la plataforma; ya que los fluidos y otros materiales deben estar disponibles en el sitio cuando sean necesarios, así como contar con los servicios y poseer la capacidad para manejar grandes cantidades de líquidos y materiales secos, (todos los líquidos, sólidos y

otros materiales deben estar disponibles, transportarse y distribuirse a las plataformas adecuadamente).

Por tanto, el traslado de los materiales y herramientas debe ser cuidadosamente planeado y coordinado. La logística debe basarse en el programa de perforación, desde la planificación de los requerimientos de la operación de perforación.

Debido al volumen de lodo requerido en aguas profundas, la mayoría de las compañías petroleras han utilizado equipos de perforación que cuenten con una capacidad mínima de almacenamiento para 5000 sacos de barita a efecto de aumentar la densidad del sistema hasta 1lb/gal en caso de emergencia. Además, los buques de perforación de nueva generación han sido diseñados para manejar 6000 barriles de lodo.

Las embarcaciones de servicio a plataformas en aguas profundas deben tener una capacidad de líquido de 3000 barriles mínimo. Sin embargo, algunos desplazamientos pueden requerir volúmenes mayores.

Por lo anterior, se deben utilizar estaciones costa afuera o buques de apoyo para el suministro de fluidos de perforación, productos químicos y materiales de construcción.

3.14.1. Ejemplo de propuesta en aguas profundas

3.14.1.1 *Objetivo*

Realizar la mejor propuesta logística para la atención de las actividades correspondientes a la perforación del Pozo CAXA-1, proporcionando servicios logísticos estratégicos, con el objetivo de maximizar el valor de los servicios en los proyectos de PEMEX Exploración y Producción (PEP) en aguas profundas, mediante la eficiencia, oportunidad, optimización y seguridad de los recursos bajo encargo.

3.14.1.2 Localización

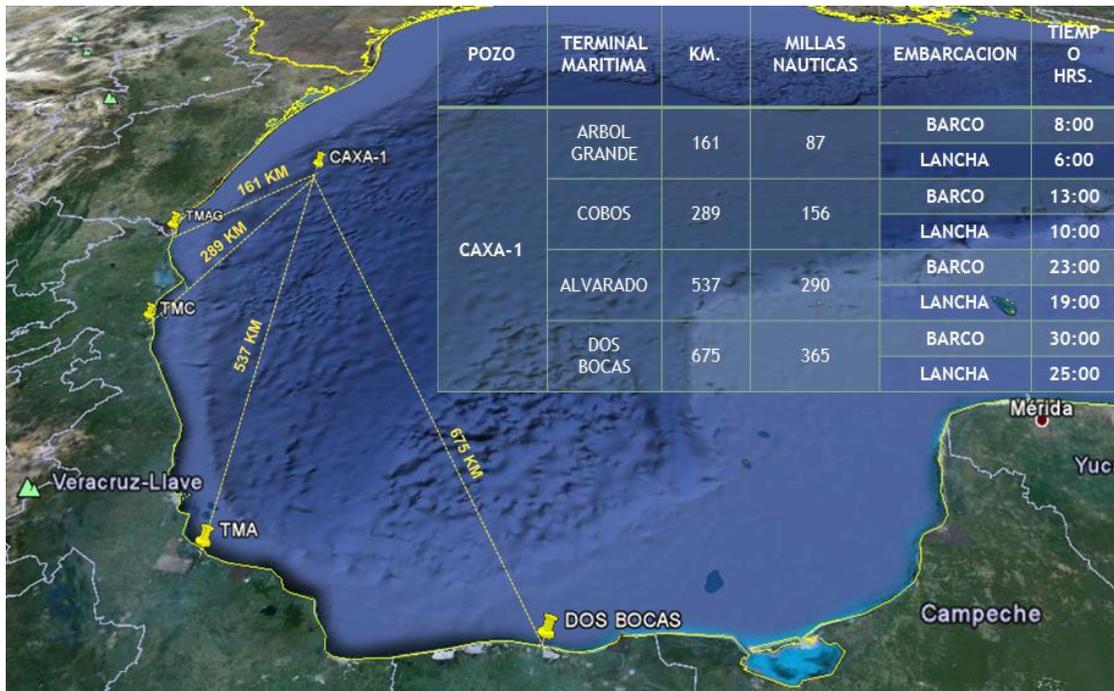


Figura 3.20. Localización del pozo y distancia con los puertos más cercanos.

3.14.1.3 Propuesta

La Logística que se propone para la transportación de material, equipo, herramientas y personal necesarios en los trabajos de perforación del pozo CAXA-1 es la siguiente:

- 1 Barco PSV 280 (DWIGHT S. RAMSAY)
- 1 Barco PSV 240 (CABALLO AS DE OROS)
- 1 FSIV (PROCYON)
- 1 Abastecedor Rápido (En Proceso de Contratación)

Tomando en consideración la distancia y el tiempo necesario para la entrega de materiales, equipos y herramientas, la mejor propuesta estratégica para la atención de los servicios en tiempo y costo es la Terminal Marítima de Arbol Grande, Ubicada en el Puerto de Tampico Tamps. y la Terminal Marítima de Cobos, ubicada en el Puerto de Tuxpan de Rodriguez Cano, Ver.

En caso de enviar los Materiales desde la Terminal Marítima de Alvarado, el tiempo se incrementa en un 190% (15 horas), desde la Terminal de Dos Bocas en

un 275 % (22 horas), en un solo transito sin contabilizar el tiempo de carga y descarga.

3.14.1.4 Ciclos de transporte

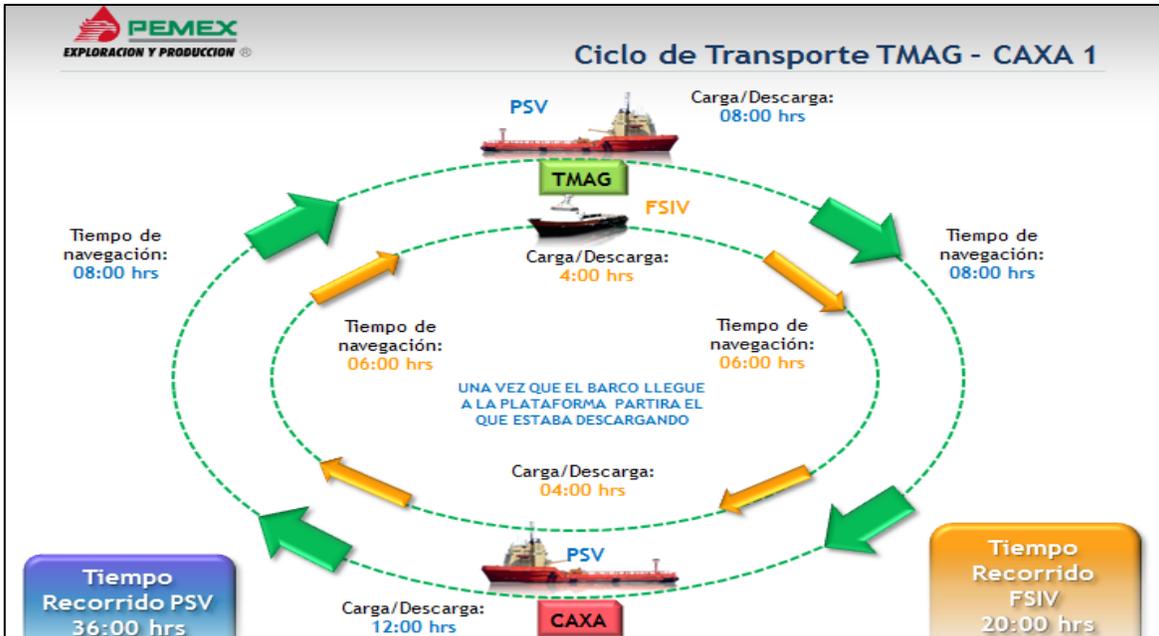


Figura 3.21. Ciclo de transporte propuesto. Terminal Árbol Grande.

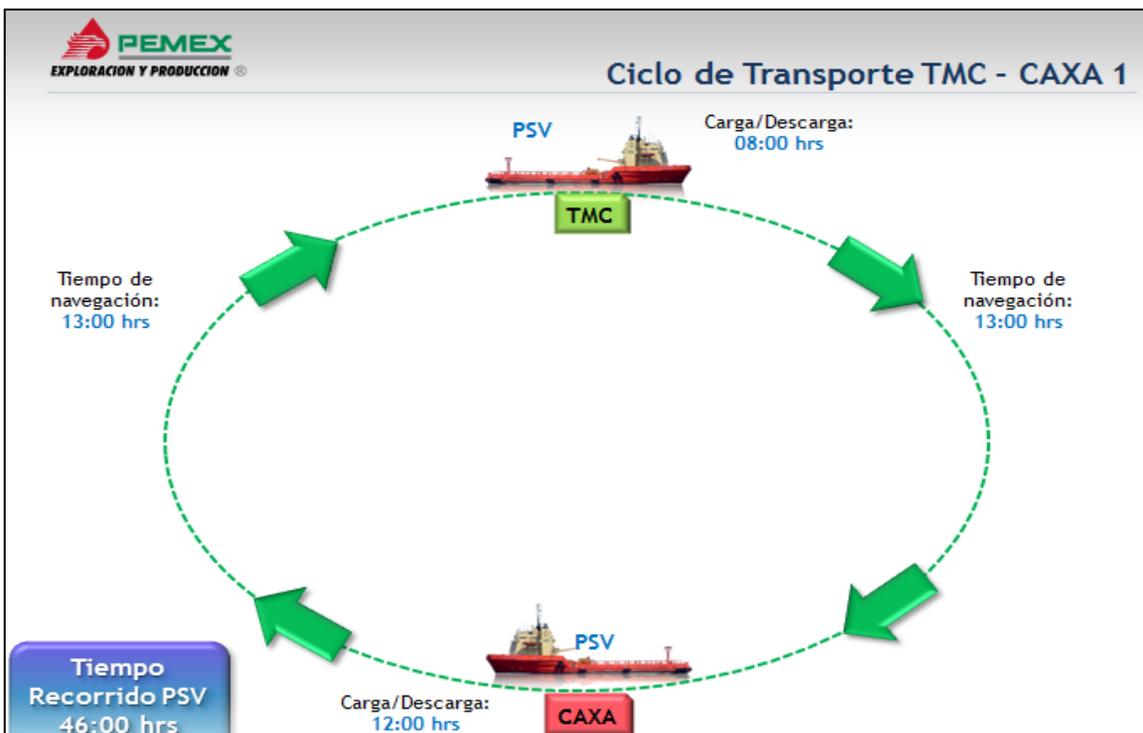


Figura 3.22. Ciclo de transporte propuesto. Terminal Alvarado.

3.14.1.5 Consideraciones

Por cuestiones de seguridad, los materiales a enviarse se recepcionarán con luz diurna en horario de 06:00 a 18:00 hrs., por lo que se solicita verificar con los proveedores sus programas de suministro.

Los cambios del programa de entrega de materiales se atenderán previa solicitud debidamente autorizada por personal de la Unidad operativa, estando estos cambios sujetos a disponibilidad de la embarcación asignada.

Los materiales y equipos deberán estar correctamente embalados y rotulados.

En el caso de la carga de materiales bajo cubierta (cemento, barita, fluido de perforación, etc.), deberá estar presente el personal de la compañía a cargo.

Aún y cuando no se dispone con personal las 24 hrs. en la terminal marítima, con una adecuada planeación y comunicación estaremos en posibilidad de atender los eventos realmente urgentes.

Capítulo 4. Normatividad en materia de aguas profundas

Debido a las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos, la industria petrolera mundial tiene que afrontar grandes riesgos asociados a los factores humanos y accidentes ocasionales debido al fallo de equipos y herramientas, por tal motivo es importante contar con lineamientos bien establecidos en cuestiones de seguridad y medio ambiente, para contrarrestar los efectos nocivos para la salud y garantizar el bienestar de la población y el cuidado de los ecosistemas.

4.1. Marco regulatorio en aguas profundas en EUA

El derrame petrolero ocurrido en el Golfo de México, que sobrevino después del accidente de la plataforma Deepwater Horizon, ha sido un parteaguas en los conceptos de seguridad y protección ambiental, a tal grado que el gobierno de Estados Unidos de América suspendió durante varios meses las operaciones de perforación de pozos en esta área, sin importar el impacto económico, hasta revisar las normas, procedimientos y la regulación vigente, pues no tenían el alcance suficiente.

4.1.1. Autoridades regulatorias

Hasta mediados de 2010, la regulación norteamericana en materia de seguridad industrial en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas en el Golfo de México estaba a cargo de la Mineral Management Service (MMS), pero después del accidente en el pozo Macondo, en la plataforma Deepwater Horizon, el poder ejecutivo decreto su desaparición y la creación del Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE), el cual adquiere las funciones de la administración y procuración del marco normativo de seguridad industrial en aguas profundas.

El BOEMRE es responsable del otorgamiento y la administración de los arrendamientos de bloques para la exploración y producción en la plataforma continental y aguas territoriales de Estados Unidos, además de conducir las inspecciones a cada operación de perforación para verificar el cumplimiento de la regulación.

4.1.2. Nuevo marco de regulación

En respuesta al accidente del pozo Macondo, las autoridades de EUA actualizaron la normatividad de seguridad industrial y protección ambiental en aguas profundas. Entre las nuevas regulaciones se encuentran:

4.1.2.1 *Regla de seguridad en la perforación*

- Diseño y prueba de la integridad de pozos
- Uso de fluidos de perforación
- Funcionalidad y prueba del equipo de control de pozos

4.1.2.2 *Regla de seguridad en el trabajo*

Prevé el desarrollo de programas de seguridad y sistemas de administración ambiental en el lugar de trabajo.

Estas nuevas disposiciones complementan a las que continúan vigentes, entre las cuales destacan:

- Notificación de seguridad a los arrendatarios: Obligatoria antes de realizar trabajos de perforación. Regula los trabajos técnicos de prevención de derrames.
- Notificación ambiental a los arrendatarios: Se refiere a los requerimientos de información sobre los planes de exploración y explotación.
- Normas técnicas ISO y normas emitidas por el American Petroleum Institute.

Con respecto a los planes de respuesta y contención de derrames, el BOEMRE se encuentra desarrollando un mecanismo por el cual el gobierno estadounidense pueda, asegurar que todos los operadores que trabajan en aguas profundas,

tengan acceso inmediato a equipos y procesos de contención en el caso del descontrol de algún pozo, sin importar el propietario y operador involucrado.

Inclusive, las compañías petroleras Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil y Royal Dutch Shell crearon el consorcio Marine Well Containment System (MWCS), con el objetivo de ofrecer sus servicios sin fines de lucro, con una inversión inicial de \$1,000 millones de dólares. Este consorcio diseñará, construirá y operará un sistema de respuesta rápida a futuros derrames que pudieran ocurrir en aguas profundas del Golfo de México.

4.2. Normatividad mexicana

Como se ha mencionado anteriormente, la industria petrolera realiza operaciones que involucran riesgos para el personal y para el medio ambiente en el que se realiza. Por esto, es importante que desde las primeras etapas de los proyectos, se incluyan análisis de riesgos sobre seguridad e impacto ambiental.

4.2.1. Comisión Nacional de Hidrocarburos

Con el propósito de enfrentar los grandes retos de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos, y a fin de garantizar a mediano y largo plazos la seguridad energética del país, el 8 de abril de 2008, el Ejecutivo Federal presentó un paquete de iniciativas de reforma y creación de diversas disposiciones para este sector. De esta manera, el 28 de noviembre del mismo año, se publicó en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), por virtud de la cual el Congreso de la Unión instituyó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El 15 de diciembre de 2010, la CNH emitió la resolución por la que se dan a conocer las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que PEMEX y sus organismos subsidiarios deberán observar para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

En esta regulación se establecen los procedimientos que PEMEX deberá seguir en materia de seguridad industrial, así como, de la información que proporcionará para que la Comisión verifique y supervise su cumplimiento. De igual forma, Petróleos Mexicanos deberá contar con sistemas de administración de riesgos para las operaciones en aguas profundas, así como establecer matrices generales de riesgo.

4.2.2. Resolución CNH.12.001/10

Esta resolución es por la cual se dan a conocer las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberá observar PEMEX para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

4.2.2.1 *Objetivos de la regulación*

Establecer los requerimientos que PEMEX deberá acreditar y mantener actualizados ante la Comisión, con el objetivo de que ésta evalúe y supervise que los trabajos en aguas profundas se realicen conforme a las mejores prácticas de la industria y protegiendo en todo momento la integridad de las personas, de las instalaciones y del medio ambiente.

Establecer los elementos que requerirá la Comisión en materia de seguridad industrial al momento de dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

Establecer los procedimientos que permitan a la Comisión verificar y supervisar el cumplimiento de las presentes disposiciones, así como, garantizar el intercambio funcional, oportuno y transparente de información con PEMEX.

4.2.2.2 *Regulación general*

Esta resolución emitida por la CNH cuenta con 87 artículos divididos en 11 capítulos:

- Capítulo I. Disposiciones generales (Art.1-Art.7).

- Capítulo II. De la suficiencia operativa y organizacional de PEMEX para desarrollar las actividades en aguas profundas (Art.8-Art.10).
- Capítulo III. De los sistemas de administración de riesgos para las actividades en aguas profundas (Art.11-Art.17).
- Capítulo IV. De la normatividad interna de PEMEX para el desarrollo de las actividades en aguas profundas (Art.18-Art.29).
- Capítulo V. Del sistema de indicadores del cumplimiento de la normatividad interna de PEMEX (Art.30-Art.33).
- Capítulo VI. De las previsiones organizacionales y coberturas financieras contingentes (Art.34-Art.44).
- Capítulo VII. De la normatividad de los elementos técnicos y puntos críticos que serán revisados por la Comisión en actividades en aguas profundas (Art.45-Art.50).
- Capítulo VIII. De los planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros (Art.51-Art.56).
- Capítulo IX. De la verificación del cumplimiento de los elementos solicitados por la Comisión para el desarrollo de las actividades en aguas profundas (Art.57-Art.64).
- Capítulo X. De la administración de riesgos y aplicación de la normatividad para proyectos nuevos y en ejecución en aguas profundas (Art.65-Art.77).
- Capítulo XI. De los procedimientos administrativos para evaluar y subsanar incumplimientos (Art.78-Art.87).

4.2.2.3 Criterios de evaluación general

De acuerdo con el artículo 2 de la resolución, PEMEX, como único operador e inversionista, en la materia de hidrocarburos, debe realizar el máximo esfuerzo institucional para que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos se realicen de forma superior, o al menos igual a las mejores prácticas internacionales. Por esto, se deberán desarrollar u obtener técnicas, tecnologías y metodologías para gestionar estos proyectos.

La evaluación iniciará con la experiencia de PEMEX como operador, su organización y normatividad interna. Con base en esto, la Comisión emitirá sus observaciones, con el objetivo de promover la disminución constante de los riesgos que las actividades en aguas profundas puedan representar.

4.2.2.4 Responsabilidad y capacidad operativa de PEMEX

En el artículo 3 se establece que PEMEX y sus organismos subsidiarios deberán contar con los elementos necesarios para realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas. Así como también, deberán responder en todo momento por los posibles efectos y consecuencias que deriven de su propia actuación.

De igual forma, será responsable de que cualquier persona contratada por éste para brindar bienes o servicios para realizar las actividades en aguas profundas, cumpla con los requerimientos de los sistemas de seguridad industrial que establecen las presentes disposiciones administrativas.

Así mismo, como se enuncia en el artículo 8, PEMEX deberá contar con las capacidades técnica y operativa necesarias para desarrollar los proyectos en aguas profundas. Dependiendo de sus límites en experiencia y suficiencia organizacional, será evaluada por la Comisión la viabilidad de proyectos en distancias más lejanas a la costa y en tirantes de agua mayores.

4.2.2.5 Sistemas normativos

PEMEX deberá contar con un sistema a través del cual esté jerarquizada y clasificada la normatividad de las actividades en aguas profundas, dicho sistema deberá permitir relacionar la normatividad interna con los siguientes elementos:

- Riesgos inertes a las actividades en aguas profundas.
- El plan para la atención de contingencias y siniestros.
- El origen de las normas o procedimientos, extranjeras o nacionales.
- La revisión periódica de la norma, determinando sus mecanismos de evaluación y cuándo y a quién corresponde su verificación.
- La certificación de peritos independientes.

En ausencia de normatividad interna para atender alguno de los elementos solicitados por la Comisión, el artículo 25 establece que PEMEX podrá proponer la utilización de estándares y normas internacionales, para que sean usados como guía o referencia para evitar la generación o reaparición de algún peligro o riesgo.

La Comisión evaluará la pertinencia de la incorporación de dichas normas y estándares al sistema de normatividad, con base en su relevancia, utilidad y oportunidad en su instrumentación y aplicación. Igualmente, esta incorporación servirá como criterio para evaluar el desempeño y la administración de los riesgos, en la elaboración de los procedimientos y normas internas de PEMEX.

Al término del proceso de revisión de la normatividad interna, PEMEX tiene que elaborarla y entregarla a la Comisión para su inscripción en el Registro Petrolero, que es un código de normas y procedimientos técnicos para las actividades en aguas profundas; este deberá estar disponible para todo el personal, en todas las instalaciones dedicadas a las actividades en aguas profundas.

Adicionalmente a los elementos solicitados por la Secretaría de Energía (SENER), PEMEX formulará y someterá a revisión de la Comisión, un sistema de indicadores del cumplimiento de la normatividad interna relacionada con las actividades en aguas profundas. El soporte documental del cumplimiento de los indicadores deberá estar disponible para la Comisión, en cualquier momento que lo requiera.

Los resultados que genere el sistema de indicadores, servirán para aportar elementos de juicio para las correcciones inmediatas que deban implementarse en las actividades en aguas profundas y en el proceso de revisión de la normatividad interna de PEMEX.

4.2.2.6 Plan de organización, capacitación y adiestramiento

PEMEX está obligado a contar con un plan para el desarrollo de la organización, capacitación y adiestramiento del personal que estará destinado a la realización de actividades en aguas profundas. Dicho plan deberá considerar, por lo menos, la inclusión de los siguientes elementos:

- La relación y descripción de las facultades del personal directivo, técnico y operativo que estará asignado a dichas actividades, identificando de manera particular el nombre de los responsables en la jerarquía de toma de decisiones, hasta el nivel de subgerente.
- El listado del personal que será responsable de actividades críticas.
- El organigrama funcional que detalle las líneas de mando y jerarquía para la toma de decisiones.
- La relación de los programas de capacitación y adiestramiento, identificando la vigencia de los certificados, así como la periodicidad con la que deban renovarse, y los requisitos que deban cubrirse en las etapas de la cadena de valor en aguas profundas.
- La previsión sobre la continuidad de conocimientos y experiencias que resulte conveniente, tanto de manera inmediata respecto de los cambios de turno del personal, como en la integración del personal que vaya incorporándose a los grupos de trabajo a medida que evoluciona la organización.

Con base en esto, PEMEX deberá elaborar una estrategia de seguimiento del diseño organizacional, la selección del personal y su capacitación oportuna.

Elementos técnicos y puntos críticos en la exploración y explotación

El artículo 46 contempla los elementos técnicos que deberá incluir la normatividad interna, estos son:

Del estudio de riesgos someros: Pemex deberá contar con procedimientos internos que contemplen el estudio de las características geológicas que puedan presentarse en las áreas de interés petrolero en aguas profundas y ultraprofundas, poniendo especial énfasis en los procesos geológicos naturales, indicando las zonas que puedan representar amenazas a la integridad física de las personas, al medio ambiente y a las actividades propias de la industria petrolera.

De las evaluaciones previas a los trabajos de campo: Los procesos deberán considerar en la evaluación previa a los trabajos de campo: los deslizamientos

submarinos, hidratos de metano, chimeneas, bolsas de gas, zonas con presión anormal, fondo marino muy suave y frágil y acuíferos someros. Esto para determinar los riesgos existentes.

De los trabajos que PEMEX deberá realizar en la etapa del proceso de caracterización, la normatividad interna deberá contemplar en esta etapa los siguientes elementos:

- Estudios de riesgo somero.
- Estudios geofísicos de alta resolución en las áreas de interés.
- Reconocimiento geotécnico para determinar las características físicas o mecánicas del subsuelo.
- Levantamiento geofísico detallado y de alta resolución.
- Reconocimiento geotécnico en las áreas de interés.
- De los trabajos técnicos para la etapa de exploración, se deberán analizar los siguientes factores:
 - Correlación de pozos cercanos.
 - Análisis de las características del suelo marino.
 - Análisis de la parte somera de la columna estratigráfica.
 - Desarrollo del modelo geológico con las áreas evadidas para la localización de pozos e infraestructura.
 - Delimitación de las áreas para estudios a detalle.
 - Ubicación de los sondeos y pruebas que se vayan a realizar en una segunda etapa exploratoria.

De la información resultante en la etapa de reprocesamiento de geofísica profunda: se deberá determinar conforme a los resultados del reprocesamiento de geofísica profunda lo siguiente:

- La ubicación del pozo a perforar.
- El mapa con la batimetría del fondo marino
- El mapa de zonificación de los riesgos someros de la localización

- El plano de riesgos potenciales, en el que se indiquen las posibles zonas que puedan presentar problemas para la perforación o la instalación de la estructura submarina.
- El informe final que indique los alcances de la segunda etapa de exploración, así como la descripción del equipo con el que se debe realizar.
- Mapa del fondo marino, donde se identifiquen las anomalías superficiales.
- Los perfiles interpretativos en los sitios donde la existencia de riesgos geológicos obligue al cambio de localización del punto propuesto.
- El análisis de la arquitectura estructural del área, para conocer la distribución de fallas en la cercanía de la localización y su posible asociación con emanaciones de gas.

Del diseño de la tubería de revestimiento y control de pozo que aseguren la integridad del mismo: PEMEX deberá describir los mecanismos y procedimientos seguidos para:

- El diseño de tuberías en cada etapa.
- Las tuberías de contingencia.
- El diseño de las cementaciones primarias de las tuberías.
- Enunciar las normas, procedimientos o estándares seguidos.
- Documentación que demuestre la certificación del diseño de la tubería de revestimiento.

De la revisión de los márgenes de seguridad y tolerancia al riesgo en el diseño del pozo: Conforme a las mejores prácticas de la industria.

De la revisión de los márgenes de seguridad y tolerancia al riesgo en el diseño del pozo y del empleo de la metodología VCDSE: El diseño de los pozos deberá justificarse de acuerdo a la metodología antes mencionada, la cual considera los riesgos del proyecto, planes de mitigación, opciones a perforar, planeación, diseño detallado, ejecución y evaluación del proyecto, considerando el diseño de pozos de alivio.

De la revisión y pruebas de los preventores: PEMEX deberá contar con normatividad interna que establezca, la revisión e implementación de las mejores prácticas de la industria en las pruebas de los preventores y equipos para el control de pozos usados durante la perforación, pruebas de pozos, terminación, reparaciones y actividades de intervención.

De la revisión de los principios básicos de la estabilidad y control de pozos: se deberá contar con mecanismos y procedimientos para revisar las mejores prácticas enfocadas a la revisión de los márgenes de seguridad, que aseguren la integridad y confiabilidad durante la perforación, así como la tecnología que permita medir la presión de poro en la formación y los aspectos que vinculan el diseño y la ejecución del programa de perforación.

De la revisión y pruebas de diseño de los preventores: Los procesos de revisión y certificación de preventores y equipos para el control de pozos, deberán realizarse al menos cada cinco años, teniendo en cuenta el objetivo de verificar y documentar las condiciones y propiedades del equipo.

De la capacitación del personal que manejará los preventores: PEMEX deberá contar con normatividad interna que establezca, como requisito que para operar la maquinaria, equipo o instalaciones relacionadas con los preventores. Se deberá tener la certificación pertinente.

De la evaluación de los riesgos durante el proceso de cementación: PEMEX deberá describir en la normatividad interna los mecanismos y procedimientos seguidos para:

- Evaluar la calidad del cemento y pruebas de integridad.
- Presentar los procesos tecnológicos que intervienen en el diseño y selección del cemento.
- Evaluar el impacto del cemento que es expuesto a altas presiones y temperaturas.
- Identificar las mejores técnicas para la evaluación cualitativa y cuantitativa del cemento.

- Desarrollar directrices adicionales para verificar la integridad de la cementación.

Del aislamiento de las zonas potenciales de flujo durante la perforación de los pozos: La normatividad deberá contemplar los procedimientos de comprobación de la seguridad en equipos.

De la evaluación del desempeño de los Vehículos de Operación Remota (ROV): PEMEX deberá contar con mecanismos para garantizar el funcionamiento y selección de los ROV, durante las funciones designadas en las operaciones de perforación, terminación o planes de emergencia y atención a contingencias.

Del análisis de métodos mecánicos para el análisis del Riser y la integridad de la estructura: PEMEX deberá contar con mecanismos y procedimientos para determinar el diseño del riser específico para cada proyecto, verificar el cumplimiento al protocolo de seguimiento de las condiciones de operación, realizar el análisis dinámico de estructuras y risers que aseguren la seguridad e integridad de las instalaciones y elaborar un programa de mantenimiento

De los sistemas contra incendio: Los sistemas para el control de fuego y explosiones para proteger la seguridad del personal, del ambiente, de las instalaciones y la mitigación de las consecuencias financieras deberán estar incluidas en la normatividad interna.

Del monitoreo y control remoto durante la perforación de un pozo: La normatividad interna deberá contemplar un sistema remoto en tierra, que permita dar seguimiento a las operaciones en las instalaciones dedicadas a realizar actividades en aguas profundas.

4.2.2.7 Administración de riesgos

La identificación de los riesgos, así como la estimación, evaluación y elaboración de planes para la mitigación de los mismos se deben realizar dentro de cada momento en la cadena de valor de exploración y explotación de hidrocarburos.

PEMEX deberá llevar a cabo un análisis de riesgos y con esto debe formar una matriz general que incluya los escenarios de riesgo previamente identificados, de acuerdo al nivel de riesgo estimado y conforme a su impacto y frecuencia. Con base en esto, PEMEX deberá elaborar planes para la mitigación de riesgos para todas las instalaciones dedicadas a actividades en aguas profundas.

Con lo anterior, la Comisión evaluará la identificación y administración de riesgos correspondientes a las etapas de diseño, ejecución y operación. La identificación de peligros, según el artículo 67, será exhaustiva y se realizará de forma permanente a lo largo de la cadena de valor de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

De forma específica, PEMEX deberá contar con los siguientes modelos para la administración de riesgos dependiendo de la fase en la que se encuentre el proyecto: diseño, ejecución y operación. A partir de la identificación de riesgos, se deberá evaluar los distintos escenarios de riesgos posibles que se puedan presentar.

Dichos análisis se realizarán, como se presenta en el artículo 69, con base en el estudio de la afectación a las siguientes áreas:

- La seguridad de las personas, tanto en las instalaciones como en su perímetro de afectación.
- La protección al medio ambiente por fugas o derrames, tanto dentro como fuera de las instalaciones.
- La seguridad del negocio, tanto por la pérdida de producción como por daños a terceros y a las instalaciones.

Con base en el artículo 69, la estimación de riesgos se debe realizar en dos etapas:

Primera etapa, estimación cualitativa o parcialmente cuantitativa.

Consiste en identificar si PEMEX requerirá realizar estimaciones cualitativas o parcialmente cuantitativas de los riesgos identificados. Donde las primeras son

aquellas en las que la frecuencia y severidad se cuantifican con rangos, mientras que en las segundas, la frecuencia y severidad se determinarán de forma cualitativa. Para tal efecto, los escenarios de riesgo se clasificarán de acuerdo a las siguientes categorías:

Tipo A o intolerable: Requiere de acción inmediata, ya que representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos, por lo que el costo no debe ser una limitación. La mitigación de los riesgos debe hacerse por medio de controles de ingeniería o factores humanos, hasta reducirlo a Tipo C o, de preferencia, a Tipo D en un lapso máximo de 90 días.

Tipo B o Indeseable: Debe ser reducido y existe un margen para investigar y analizar las acciones más eficientes a realizar, sin embargo, si el riesgo se intensifica durante la instalación o desarrollo de las operaciones, la acción correctiva debe darse durante los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo se deben establecer controles temporales inmediatos.

Tipo C o Aceptable con controles: Aunque el riesgo es significativo, se pueden realizar acciones correctivas mediante el paro programado de instalaciones y permitir la reconfiguración de los programas de trabajo o de los costos previamente señalados. Las medidas correctivas deben darse en los próximos 18 meses y su mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.

Tipo D o Razonablemente aceptable: Esta categoría es de bajo impacto y puede programarse su atención y reducción conjuntamente con otras mejoras operativas. Sólo se requieren diversos controles.

Con estas categorías se debe determinar qué tipo de riesgo corresponde a los escenarios de riesgo determinados anteriormente.

Segunda etapa, estimación cuantitativa

Para los riesgos Tipo A y B, las estimaciones de riesgos se realizarán de forma cuantitativa y conforme a las metodologías de cálculo empleadas relativas a las experiencias internacionales relevantes y las mejores prácticas de la industria.

Una vez obtenidos los resultados de la estimación parcialmente cuantitativa, se deberá confirmar la clasificación obtenida con la estimación parcialmente cuantitativa de la primera etapa.

4.2.2.8 Planes para atender contingencias o siniestros

PEMEX deberá contar con planes diseñados para contener, controlar y remediar las contingencias o siniestros, acordes con los riesgos para cada una de las instalaciones en aguas profundas. Estos planes deberán contener los siguientes elementos:

Reporte actualizado de la matriz de riesgos.

Planes para atender las contingencias o siniestros que establezcan con claridad la conformación de un grupo directivo de toma de decisiones, la relación de los recursos materiales necesarios para contener o controlar la situación, las acciones o procedimientos que se deberán realizar para contener los efectos, flujogramas con los procedimientos, elementos humanos y recursos económicos y tecnológicos; y por último, los lugares y rutas de evacuación y movilización de las personas que se encuentren en dichas instalaciones a un lugar seguro.

Relación de los integrantes del grupo de mando.

El proyecto de programas de movimientos de equipos para atender contingencias, así como la información detallada de los transportes marítimos y la plataforma móvil con la que se contará, dentro de los primeros 15 días posteriores al comienzo de dicho evento.

Convenios o tratados internacionales de colaboración entre entidades de gobierno o empresas petroleras.

En tales situaciones, la Comisión informará a la SENER de las acciones, evaluaciones o informes que se generen y se solicitará también la colaboración de esa dependencia para que sea integrada la información suficiente para una coordinación adecuada en materia de supervisión de las instalaciones.

4.2.2.9 Verificaciones de cumplimiento

Con base en el artículo 78, la Comisión adoptará, de acuerdo a las acciones de supervisión y los procedimientos administrativos, las resoluciones necesarias para:

- Identificar las malas prácticas y fallas en los sistemas de seguridad industrial de PEMEX.
- Procurar la seguridad de las personas y de las instalaciones dedicadas a las actividades en aguas profundas.
- Investigar las causas originales de contingencias o siniestros.
- Determinar las acciones que estime convenientes, dentro del ámbito de sus atribuciones o las que señale el Órgano de Gobierno de la Comisión.

Si como consecuencia de las visitas de verificación se detectan incumplimientos a las disposiciones que puedan generar un riesgo grave o la inminencia de una contingencia que ponga en peligro la integridad de las personas o instalaciones, la Comisión puede adoptar medidas de seguridad como las siguientes:

- Suspender trabajos relacionados con la construcción de obras e instalaciones.
- Clausurar temporal, total o parcialmente obras, instalaciones o sistemas de las actividades.
- Ordenar la suspensión temporal del suministro de materias primas o prestación de servicios.
- Asegurar o inutilizar sustancias, materiales, equipos, accesorios, ductos, instalaciones y sistemas de transporte, distribución y almacenamiento, avocados a las actividades en aguas profundas.

- Inmovilizar vehículos de reparto que no cumplan con las medidas mexicanas de seguridad.
- Ordenar el desmantelamiento de las instalaciones y sistemas destinados a la prestación de los servicios relativos a las actividades en aguas profundas.

4.2.3. Reforma energética

En materia de aguas profundas, este nuevo marco legal establece que la Secretaría de Energía será la responsable de otorgar y modificar las asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos. Estas asignaciones se otorgarán a través de la Ronda Cero para las empresas productivas del estado y posteriormente a particulares en las siguientes rondas.

El proceso en la Ronda Cero le asigna a PEMEX los recursos petroleros para asegurar un nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sostenible, los cuales representan los recursos con los que la empresa nacional inicia esta nueva etapa del sector energético. Además, PEMEX podrá acceder a nuevas áreas como resultado de las futuras rondas de licitación en las que tendrá que competir con empresas petroleras nacionales y extranjeras.

La Secretaría de Energía podrá decretar una participación directa del Estado Mexicano en los contratos cuando se den los supuestos que contempla el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos. Ésta será obligatoria para las áreas en las que exista la posibilidad de encontrar yacimientos transfronterizos con una participación de al menos el 20% del proyecto.

4.2.3.1 Ronda cero

En cumplimiento a lo establecido en el Decreto de Reforma Constitucional en Materia de Energía, la SENER debe entregar una resolución sobre los campos en producción y las áreas en exploración que seguirán bajo el control de PEMEX.

Las reservas certificadas y los recursos prospectivos de México al 1 de enero de 2014 son los siguientes:

| Reservas y recursos prospectivos en México [MMBPCE]. | | | | | | |
|---|----------------------|------------|------------|----------|-----------------------|-----------------------------------|
| Cuenca | Producción acumulada | Reservas | | | Recursos prospectivos | |
| | | 1P | 2P | 3P | Convencional | No convencional y Aguas profundas |
| Sureste | 44.5 | 11.8 | 17.4 | 24.4 | 15.8 | - |
| Tampico Misantla | 7.1 | 1.1 | 6.6 | 16.7 | 2.3 | 34.8 |
| Burgos | 2.3 | 0.3 | 0.5 | 0 | 3.2 | 15 |
| Veracruz | 0.7 | 0.1 | 0.2 | 0.3 | 1.4 | 0.6 |
| Sabinas | 0.1 | 0 | 0 | 0.1 | 0.4 | 9.8 |
| Aguas Profundas | 0 | 0.1 | 0.4 | 2 | - | 27.8 |
| Plataforma de Yucatán | - | - | - | - | 1.7 | - |
| Total | 54.7 | 13.4 | 24.8 | 42.2 | | 88 |

En extracción, PEMEX solicitó los campos en producción que desea mantener. En exploración, propuso operar las áreas en las que cuenta con descubrimientos comerciales, incluyendo las aguas profundas del Golfo de México. En resumen, la Paraestatal solicitó el 97% de Reservas 1P, 83% de las Reservas 2P, 71% de las Reservas 3P y el 31% de los recursos prospectivos.

Con respecto a los Recursos prospectivos en aguas profundas, Petróleos Mexicanos solicitó un área de 46413 kilómetros cuadrados, dando un volumen de 8.1 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, igual al 29% del total de los recursos en esta categoría.

Resultados de la Ronda Cero

Finalmente, la SENER, en acuerdo con la CNH, decidió otorgarle a PEMEX un volumen de 20,589 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas probadas y probables (2P), esto equivale a 15.5 años de producción, considerando el nivel actual de 2.5 millones de barriles. También, un volumen de recursos prospectivos de 22126 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir, el 67% de lo solicitado, lo que equivale aproximadamente a cinco años de producción. Esto mediante 120 asignaciones que le dan el derecho

de continuar realizando las actividades de extracción de hidrocarburos y que en conjunto abarcan el 71% de la producción nacional de petróleo y el 73% de la producción nacional de gas. Los campos otorgados tienen el 68% de la reserva 1P y el 49% de la reserva 2P del país.

De esta forma, PEMEX contará con el 83% de las reservas 2P y el 21% de recursos prospectivos del país, además de que podrá seguir participando en las siguientes rondas de licitaciones de contratos.

Como se puede observar en la figura 4.1, se otorgó una cartera balanceada de proyectos que incluyen áreas exploratorias en cuencas del sureste, recursos no convencionales y aguas profundas.

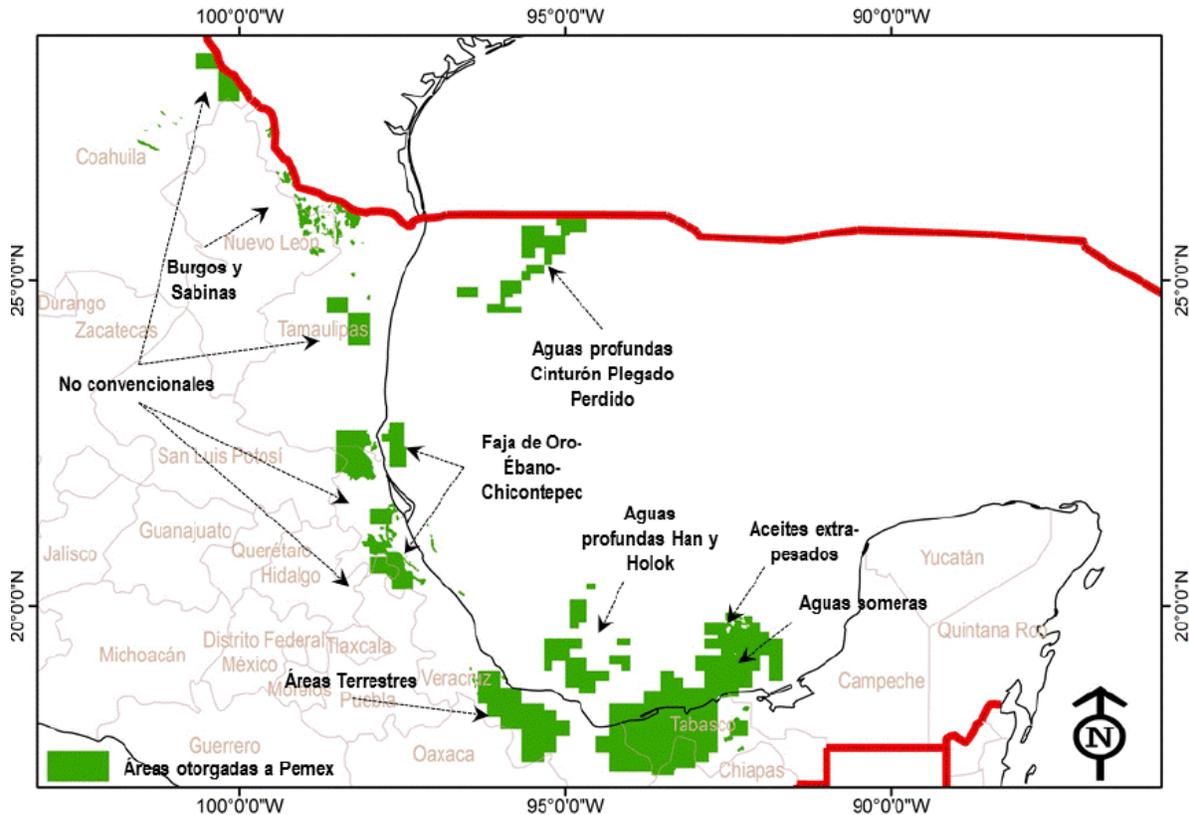


Figura 4.1. Áreas otorgadas a PEMEX

En el Área de Perdido se da preferencia a las áreas que ha explorado PEMEX con éxito, siguiendo la alineación de las estructuras geológicas del Cinturón Plegado de Perdido del Norte al Sur de esa zona. Se asignaron áreas exploratorias que

suman 3013 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente y representan el 42% de los recursos prospectivos con respecto al total regional.

Las áreas no otorgadas pertenecen al Cinturón Subsalino, debido a su complejidad. Aunque PEMEX presentó planes de exploración, estos resultan insuficientes para superar los retos que estas áreas representan.

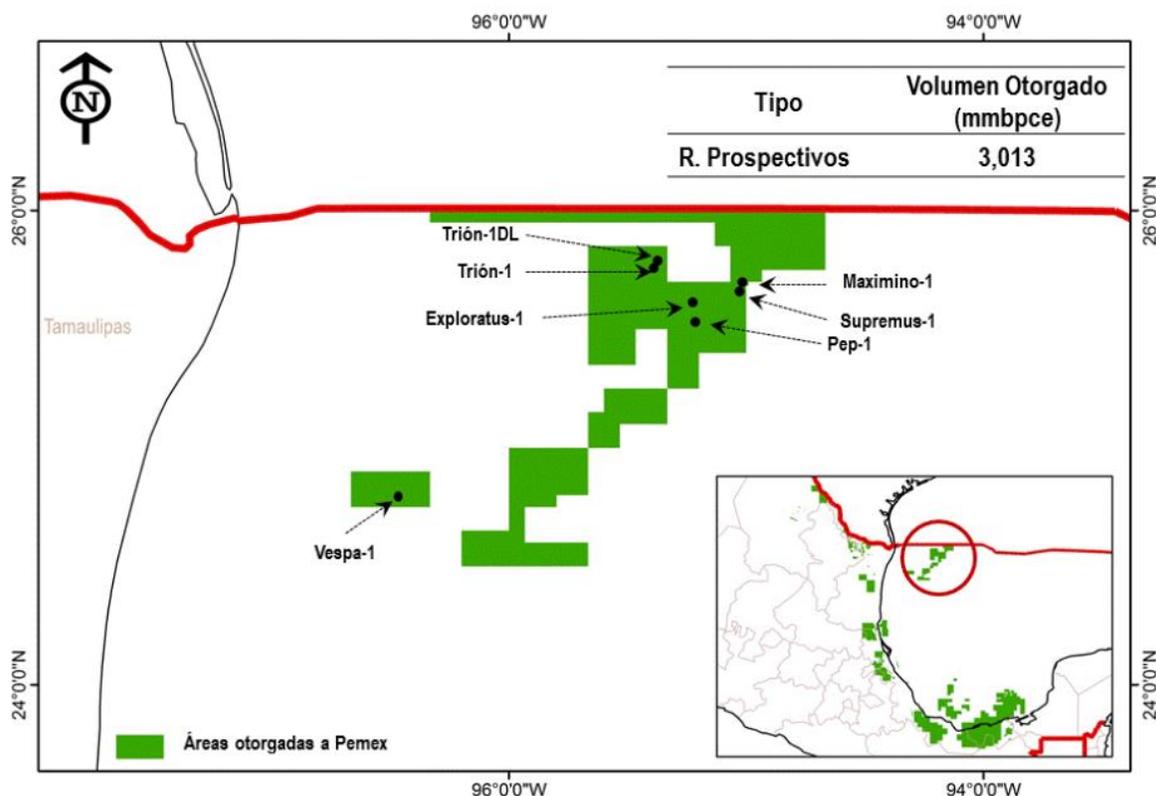


Figura 4.2. Áreas de Perdido asignadas a PEMEX.

En las regiones de Holok, se otorgaron a PEMEX áreas para que siga desarrollando actividades exploratorias enfocadas a la incorporación de reservas de gas en los campos Lakach, Piklis, Kunah, entre otros. Estas asignaciones incluyen 397 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 2P y 1824 miles de millones barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos.

En la Cuenca Salina se asignaron áreas que necesitan ser estudiadas a mayor profundidad con el fin de fortalecer la cartera de oportunidades y precisar la incertidumbre y el riesgo geológico asociado.

En el área Han, las propuestas fueron insuficientes, además de que se solicitaron áreas sin asignación vigente.

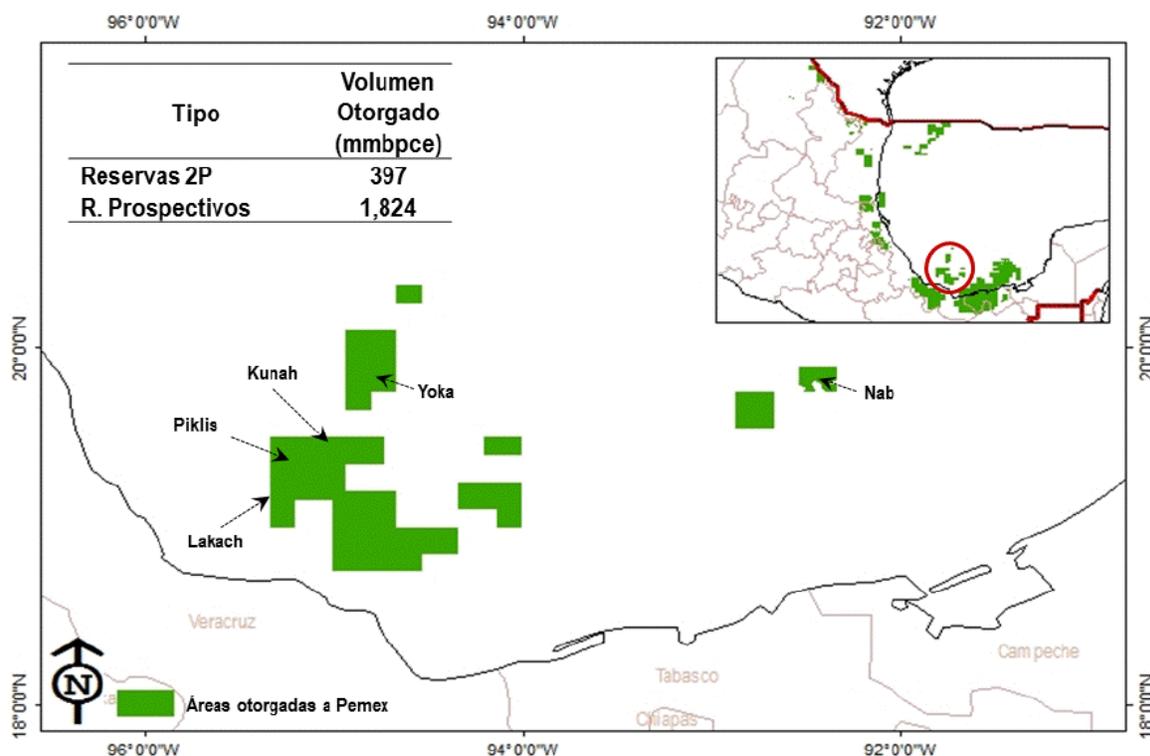


Figura 4.3. Áreas de Holok y Han otorgadas a PEMEX.

4.2.3.2 Ronda Uno

Con el nuevo modelo petrolero, el Estado retoma la rectoría de la administración de los recursos de la Nación y será el responsable de que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se realicen maximizando los ingresos para la nación.

Es por ello que se llevará a cabo la primera ronda de licitaciones durante el 2015, donde se licitarán 169 bloques, de los cuales 109 corresponden a áreas de exploración y 60 a campos de extracción. La siguiente tabla muestra el volumen y número de bloques o campos a ser licitados en la Ronda Uno:

| Licitaciones en la Ronda Uno | | | |
|---|----------------------------|------------------|-----------------|
| Área | Tipo | Volumen (Mmbpce) | Bloques/ Campos |
| Aguas Profundas Área Perdido | Recurso Prospectivo | 1591 | 11 |
| Aguas Profundas Sur | Recurso Prospectivo | 3222 | 17 |
| Chicontepec y No convencionales | Reserva 2P | 2678 | 28 |
| | Recurso Prospectivo | 8927 | 62 |
| Terrestres, Aguas Someras y Aceites Extra-Pesados | Reserva 2P | 1204 | 32 |
| | Recurso Prospectivo | 724 | 11 |
| No Convencionales | Recurso Prospectivo | 142 | 8 |

Las modalidades de los contratos en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos podrán ser de cuatro tipos: de servicios, de utilidad compartida, de producción compartida o de licencia.

Adicionalmente, el Estado llevará a cabo durante el 2015 los concursos necesarios para elegir a las empresas que, mediante diez asociaciones, desarrollarán junto a PEMEX los primeros 14 campos que la Paraestatal ha elegido para este fin.

| Asociaciones de PEMEX en el corto plazo | |
|--|---------------|
| Campos maduros terrestres | Rodador |
| | Ogarrio |
| | Cárdenas-Mora |
| Campos marinos marinos | Bolontikú |
| | Sinán |
| | Ek |
| Campos marinos de aceite extra pesado | Ayatsil |
| | Tekel |
| | Utsil |
| Campos gigantes de gas en Aguas Profundas | Kunah |
| | Piklis |
| Descubrimientos en Área Perdido | Trión |
| | Exploratus |

Conclusiones

La industria petrolera internacional espera una actividad considerable en aguas profundas debido a la fuerte demanda de energía que se tiene en la actualidad y al ascendente índice de éxito que se tiene en la exploración de estos yacimientos.

Para promover el desarrollo de campos en aguas profundas, es necesario que las soluciones tecnológicas y los métodos de manejo de las operaciones tengan tales niveles de desempeño que puedan competir con otras fuentes de hidrocarburos desde el punto de vista económico.

Muchos yacimientos en aguas profundas terminan siendo más complicados de lo que se pensaba inicialmente, lo cual es un indicador de que aún hace falta mejorar en las técnicas, procesos, herramientas y equipos implicados en el desarrollo de la perforación en aguas profundas.

La mayoría de los retos tecnológicos están relacionados con las presiones y temperaturas que se experimentan a lo largo de las tuberías, con el pequeño margen de la ventana operativa y con las propiedades y el diseño del fluido de perforación. Para contrarrestar los daños que se puedan ocasionar con los elementos anteriores, es necesario contar con una buena evaluación de las propiedades del yacimiento, por ello es fundamental la obtención de una cantidad pertinente de información de buena calidad.

Para que el desarrollo de la perforación en aguas profundas se lleve a cabo de forma exitosa, es necesario hacer una planeación detallada de los procesos que se realizarán, los requerimientos de las herramientas y equipos, un programa de perforación de acuerdo a las necesidades del pozo y la logística para obtener el abastecimiento en tiempo y forma.

Existen numerosos riesgos de diferentes magnitudes cuando se realizan actividades de perforación en aguas profundas, aunque esto no necesariamente

significa que dichas actividades deban suspenderse, por el contrario deben seguir con las medidas necesarias, siendo la detección temprana la mejor forma de aminorarlos e incluso terminar con ellos.

Las actividades exploratorias de PEMEX en el Golfo de México han permitido la evaluación directa de sus provincias petroleras, descubriéndose así un enorme potencial de recursos prospectivos, contando en el área perdido con un volumen de 1591 millones de barriles de petróleo crudo equivalente dividido en 11 bloques, y en el área de aguas profundas sur con 3222 millones de barriles de petróleo crudo equivalente seccionado en 17 bloques.

Aunque las actividades en aguas profundas en México son relativamente nuevas, se cuenta con lo necesario para la obtención de excelentes resultados en la perforación de estos yacimientos debido a que se han cumplido las normas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en cuanto a la capacitación del personal, la adquisición de nuevas tecnologías y las mejores prácticas internacionales con respecto a los procedimientos y las condiciones de seguridad.

Las leyes y normatividades mexicanas con respecto a las actividades de perforación en aguas profundas son aún limitadas, sin embargo, son un buen parámetro para iniciar el desarrollo de estos yacimientos. Para años futuros se deberán implementar regulaciones de acuerdo a las experiencias obtenidas en México y su comparación con las actividades y procedimientos internacionales con el fin de alcanzar las condiciones óptimas de operación.

Aún quedan muchos factores que deben mejorarse en esta rama de la industria. La mejora continua de los equipos, tecnologías, regulaciones ambientales, metodologías y capacidades del personal permitirá superar los retos actuales y futuros en la perforación en aguas profundas.

México tiene un gran potencial en aguas profundas, aunque por el momento se trata de recursos prospectivos se debe trabajar para incorporarlos a las reservas y su posterior explotación. Para esto, necesita enfrentar con ahínco los retos tecnológicos que se van implementando día con día en las actividades de

perforación, encontrando un equilibrio entre las mejores tecnologías y los costos más bajos, logrando así que mediante los indicadores económicos se pueda concluir que el proyecto es rentable.

Bibliografía

Material de “Taller de geomecánica en las cuencas de México”, Geomecánica para Gerentes, Ing. Francisco Espitia Hernández.

Manual “Hydrates, wax, asphaltene management”, Chemical Injection System, Empresa FMC Technologies.

Manual “Liquid slugging”, FMC Technologies.

Manual “Erosion and corrosion analysis”, FCM Technologies.

Presentación “Perforación en papel pozo caja-1”, Coordinación Logística Golfo Norte, Diciembre 2011.

Libro “Petroleum engineering handbook”, Howard B. Bradley, Society of Petroleum Engineers, 1981.

Oilfield Review “Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas”, Gérard Cuvillier, Schlumberger, 2002.

Presentación “Hacia un esquema para el desarrollo de aguas profundas”, Javier H. Estrada, Energía a Debate, 2007.

Oilfield Review “Two methods for achieving a dual gradient in deepwater”, Robert P. Herrmann, SPE, 2001.

Oilfield Review “Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”, Guy Carré, et. Al., Schlumberger, 2003.

Presentación “Desarrollo de aguas profundas en México”, Antonio Sánchez Pérez, División Marina, Petróleos Mexicanos, 2001.

“Dictamen del proyecto de explotación Iakach”, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012.

“Provincias petroleras de México”, José A. Escalera, et. Al. Libro WEC, Schlumberger, 2010.

Documento técnico “La tecnología de exploración y producción en México y en el mundo: situación actual y retos”, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011.

Presentación “Riesgos naturales y antropogénicos por actividades asociadas a la exploración y producción de petróleo”, Activo de Producción Cantarell, Petróleos Mexicanos, 2011.

Oilfield Review “El creciente interés en los hidratos de gas”, Timothy S. Collett, et. Al. Schlumberger, 2000.

Presentación “Aguas profundas en México: la oportunidad y el reto”, Ing. Carlos A. Morales Gil, Petróleos Mexicanos, 2012.

Oilfield Review “Tecnología avanzada en el manejo de residuos de perforación”, Thomas Geehan, et. Al. Schlumberger, 2007.

Documento “Principales elementos del plan de negocios de pemex y sus organismos subsidiarios 2014-2018”, Petróleos Mexicanos, 2014.

Artículo de la Revista UNAM “Situación actual de PEMEX en las aguas profundas del Golfo de México”, Fabio Barbosa Cano, Instituto de investigaciones económicas, UNAM, Vol.5, Núm. 15.

Oilfield Review “Un plan para operaciones exitosas en aguas profundas”, Adwait Chawathe, et. Al. Schlumberger, volumen 21, no. 1.

Presentación “Reforma energética: legislación secundaria”, Gobierno Federal, 2014.

Decreto presidencial: “Reforma Energética”, Poder ejecutivo, 2014.

Regulación normativa: “RESOLUCIÓN CNH12-001-10”, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012.

Oilfield Review “Los asfaltenos: problemáticos pero ricos en potencial”, Akbarzadeh, et. Al. Schlumberger, 2007.

Artículo Técnico “Dowhole blowout preventer”, Andersen & Sivertsen, Society of Petroleum Engineers, SPE71370.

Presentación “Perforación de pozos en aguas profundas”, J. Blanco Galán, Instituto Mexicano del Petróleo, 2009.

Artículo Técnico “Deepwater developments: successful application of new technology”, H. Brandt, et. Al. Society of Petroleum Engineers, SPE125048.

Artículo Técnico “Drilling well control practices and equipment considerations for deepwater operations plans”, E. Montgomery, Society of Petroleum Engineers, OTC10895.

Oilfield Review “Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas”, Gérard Cuvillier, et. Al. Schlumberger, 2000.

Oilfield Review “Tecnologías para alta presión y alta temperatura”, Gunnar DeBruijn, et-Al. Schlumberger, 2008/2009.

Oilfield Review “Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas”, Guy Carré, et. Al. Schlumberger, 2003.

Artículo de Revista UNAM “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Fabio Barbosa Cano, UNAM, Septiembre de 2008.

Página Informativa en el sitio oficial de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sobre “Ronda Cero, Ronda Uno y Leyes Secundarias”, 2014. <http://www.cnh.gob.mx/>

Datos oficiales de producción y consumo de energía de U. S. Energy Information Administration, 2014. <http://www.eia.gov/>

Página oficial de Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción. <http://www.pep.pemex.com/Paginas/default.aspx>