



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



**“EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS
EN AGUAS PROFUNDAS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS

DIRECTOR DE TESIS: M.C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO.

2005

M 340999



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-009

SR. ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en C. Jaime Ortiz Ramírez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS

	RESUMEN
I	INTRODUCCIÓN
II	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA
III	PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS
IV	PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS
V	TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS
VI	CONCLUSIONES
	NOMENCLATURA
	TABLAS
	FIGURAS
	REFERENCIAS
	APÉNDICES

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

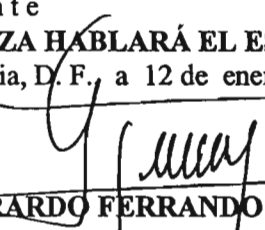
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 12 de enero de 2005

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB*JAGC*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

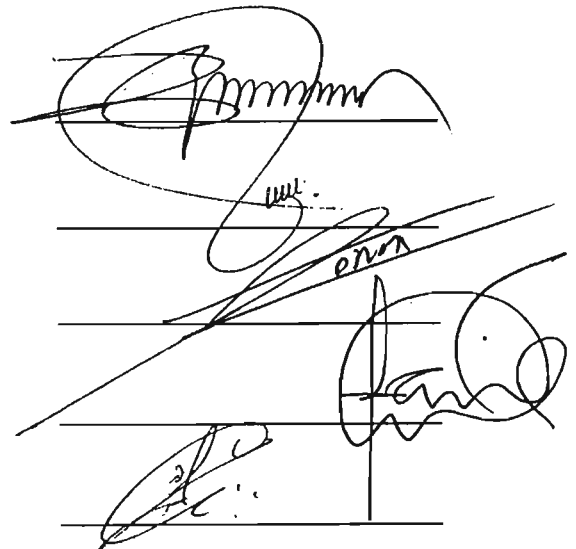
**“EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS
PROFUNDAS”**

Tesis presentada por: ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS

Dirigida por: M.C. JAIME ORTIZ RAMIREZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE	Ing. Manuel Villamar Viguera
VOCAL	M.C. Jaime Ortiz Ramírez
SECRETARIO	Ing. Martín Terrazas Romero
1ER. SUPLENTE	Dr. Victor Hugo Arana Ortiz
2DO. SUPLENTE	Ing. Martín C. Velazquez Franco



The image shows five handwritten signatures, each written over a horizontal line. The signatures are: 1. A large, stylized signature for Manuel Villamar Viguera. 2. A signature for Jaime Ortiz Ramírez with the initials 'JOR' written below it. 3. A signature for Martín Terrazas Romero with the initials 'MTR' written below it. 4. A signature for Victor Hugo Arana Ortiz with the initials 'VHA' written below it. 5. A signature for Martín C. Velazquez Franco with the initials 'MVF' written below it.

Ciudad Universitaria, Enero del 2005.

Para mis Padres.

*Mas el que fue sembrado en buena
tierra, éste es el que oye y entiende la
palabra, y da fruto, y produce a ciento,
a sesenta, y a treinta por uno.*

Les estoy eternamente agradecido...

SAN MATEO, 13, 23

Agradecimientos.

A Víctor Hugo Arana y Jaime Ortiz, por su amistad e ideas para la realización de este trabajo de tesis, por sus consejos que aunque fueron breves, me son ejemplares a seguir, por su visión progresista y non-retrograda en la vida laboral.

A mis sinodales, Ing. Manuel Villamar, Dr. Víctor Hugo Arana, M.C. Jaime Ortiz, Ing. Martín Terrazas y el Ing. Martín Carlos Velázquez, por su tiempo dedicado a la corrección de este trabajo.

A mis Amigos, Gerardo, Quiroz, Gregorio, Rodrigo, Parra, Lastiri, Arturo Rey, Juanito, Madrigal, Olarte, Jonathan, Oswaldo, Noe, Orlando, Peña, Pol, Morelia, Daniel Herrera, Tadeo, Erandi, Nancy, y Pastran, con ustedes fue una emoción muy bonita haber vivido en la UNAM.

***A Carolina,**
mi colaboradora mas decidida
en los embates de la vida...*

Índice

Página

RESUMEN	IV
I. INTRODUCCIÓN	1
II. REVISIÓN BIBLIOGRAFICA	6
III. PERFORACION DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS	
III.1 INTRODUCCIÓN.	9
III.2 DISEÑO DEL POZO.	10
III.2.1 Predicción de la presión de poro.	10
III.2.2 Cálculo del gradiente de presión de poro.	12
III.2.3 Problemas originados por una mala evaluación de presión de poro.	13
III.2.4 Problemas en la predicción del gradiente de fractura.	13
III.2.4.1 Ecuación del gradiente de fractura en aguas profundas.	15
III.2.4.2 Gradiente de presión de sobrecarga.	16
III.2.4.3 Relación de Poisson para cualquier área del Golfo de México.	22
III.2.5 Problemas en la predicción de la ventana de operación.	27
III.2.6 Problemas que se presentan por la presión anular.	28
III.2.6.1 Formas para evaluar la presión anular.	29
III.2.7 Problemas de diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento.	30
III.2.7.1 Factores clave para determinar la profundidad de Asentamiento de las TR's.	31
III.2.7.2 Tendencia sobre el diseño de las tuberías de revestimiento.	35
III.3 CONTROL DE POZOS Y EQUIPOS SUBMARINOS.	36
III.3.1 Flujo de aguas someras.	36
III.3.1.1 Mecanismos que originan el flujo en aguas someras.	36
III.3.1.2 Problemas que se presentan por el flujo de aguas someras.	37
III.3.2 Efectos de la formación de hidratos de metano.	40
III.3.2.1 Control de hidratos de metano	40
III.3.3 Sistemas de control.	41
III.3.4 Arreglo de conjunto de preventores.	44
III.3.5 Problemas en el control de brotes.	46
III.3.5.1 Método de detección temprana de brotes en aguas profundas.	48
III.4 INSTALACIONES Y EQUIPO DE PERFORACIÓN.	50
III.4.1 Anclaje de unidades flotantes.	51
III.4.2 Concepto del sistema de doble gradiente.	53
III.5 TERMINACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS.	56
III.5.1 Tipos de terminaciones submarinas.	57
III.5.2 Selección del tipo de terminación para aguas profundas.	57
III.5.3 Problemas que se presentan en las terminaciones submarinas.	59

IV. PRODUCCION DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.

IV.1 INTRODUCCIÓN.	61
IV.2 PROBLEMAS POR CONDICIONES AMBIENTALES FISICAS.	62
IV.2.1 Huracanes.	62
IV.2.2 Problemas causados por huracanes.	64
IV.2.2.1 Tecnologías para las áreas de huracanes.	66
IV.2.2.1.1 La tecnología de las plataformas SPAR.	66
IV.2.2.1.2 La tecnología de FPSO's y TLP's.	67
IV.2.3 Olas y mareas.	68
IV.2.4 Corrientes marinas.	69
IV.3 PRESION DEL YACIMIENTO	70
IV.4 PRECIPITACIÓN DE SÓLIDOS.	74
IV.4.1 Precipitación de parafinas	75
IV.4.2 Precipitación de asfaltenos	77
IV.4.2.1 Problemas por la precipitación de asfaltenos.	79
IV.4.3 Formación de hidratos	80
IV.4.3.1 Predicción de la fase de hidratos	80
IV.4.4 Incrustaciones minerales	82
IV.4.4.1 Origen de las incrustaciones minerales	84
IV.4.4.2 Formación de las incrustaciones	86
IV.4.4.3 Principales problemas en los sistemas de producción debido a Incrustaciones.	88

V. TRANSPORTES DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.

V.1 INTRODUCCIÓN	92
V.2 LINEAS DE TRANSPORTE.	93
V.2.1 Tendido de las líneas método S-Lay y J-Lay.	94
V.2.2 Ambientes del lecho marino.	98
V.2.2.1 Cordilleras, acantilados y cañadas.	99
V.2.2.2 Estabilidad del fondo del mar.	101
V.2.2.3 Volcanes de lodo.	104
V.3 ASEGURAMIENTO DEL FLUJO EN DUCTOS.	107
V.3.1 Diseño de aislamiento de ductos submarinos.	108
V.3.2 Hidratos de metano.	111
V.3.3 Condiciones físico ambientales.	113
V.4 MANEJO DE LA PRODUCCIÓN.	115
V.4.1 Plataformas de piernas tensadas.	116
V.4.2 Sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO).	117
V.4.3 Plataformas semisumergibles.	117

V.4.4 Buque mercante (Shuttle Tank).	118
V.4.5 Problemas para el transporte de hidrocarburos.	119

VI. CONCLUSIONES.	120
--------------------------	-----

NOMENCLATURA.	122
----------------------	-----

RELACIÓN DE FIGURAS.	130
-----------------------------	-----

RELACIÓN DE TABLAS.	132
----------------------------	-----

REFERENCIAS.	133
---------------------	-----

APENDICES.	139
-------------------	-----

Resumen

El principal objetivo de este trabajo es identificar los problemas de la tecnología, para explotar yacimientos ubicados en aguas profundas. En la actualidad la perforación, producción y transporte de hidrocarburos en aguas profundas, se encuentra limitada por un conjunto de desafíos tecnológicos de gran envergadura.

Las condiciones físicas de presión y temperatura, topográficas y los altos índices de depositación de sedimentos en zonas profundas del mar son los principales factores generadores de problemas, provocando fenómenos como flujos someros de cualquier tipo, ventanas operacionales muy difíciles de trabajar y daños en los equipos. Las condiciones ambientales, juegan un papel muy importante para la construcción de pozos y esquemas de producción ya que estos procesos naturales son los causantes de la pérdida de equipos de perforación y ductos de transporte.

Durante la producción de hidrocarburos, la precipitación de asfaltenos, parafinas, formación de hidratos, incrustaciones minerales e invasión de arenas, causan daños en el yacimiento, el pozo y en las instalaciones de producción generando grandes caídas de presión, traduciéndose en desperdicio de energía del yacimiento y por lo tanto en disminución de la productividad y recuperación final de hidrocarburos

Actualmente, es importante conocer a través de simuladores, el comportamiento de los fluidos a diferentes condiciones de flujo, ya que en aguas profundas es muy común el cierre de pozos y la apertura repentina de estos a causa de intervenciones. El conocer de manera adecuada el comportamiento de las fases de los hidrocarburos a condiciones de presión y de temperaturas, es uno de los aspectos mas importantes a realizar en operaciones en aguas profundas

El transporte de los fluidos producidos debe de ser constante y sin riesgos para que el desarrollo del campo sea rentable. Sin embargo, actualmente el aseguramiento de flujo de la producción es uno de los problemas actuales de mayor envergadura. Aunado a esto la topografía y las condiciones del lecho marino, son también una limitante y requieren de gran destreza en su conocimiento para su construcción y rutas de tendido.

I. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial la explotación de hidrocarburos en el área marina es consecuencia del incremento en las necesidades de energía, aun cuando estas actividades son considerablemente más costosas. Es inconcebible pensar que un país pueda crecer sin incrementar su consumo energético, ya que por medio de la energía se incrementa la productividad media de la fuerza de trabajo. En el caso de los recursos naturales no renovables, el volumen de extracción debe ser tal que ofrezca alternativas de sustitución mediante nuevas fuentes.

Según Juárez (2003)¹, en México el principal energético es el petróleo y se deberá continuar planeando el consumo de este recurso hasta no asegurar otras alternativas de energía segura. A mediados del siglo XXI la Nación Mexicana no será menor a 150 millones de habitantes y para entonces, Petróleos Mexicanos continuará suministrando el incremento requerido de hidrocarburos para que el país siga creciendo. Los países en vías de desarrollo deben aumentar su capacidad productiva de cinco a diez veces en las próximas décadas si se quiere realmente combatir la pobreza (Barbosa, 2003)². Uno de los instrumentos de ese desarrollo es indudablemente la energía, ya que mediante ella se transforman las materias primas en otras y permiten trasladar los satisfactores para la vida moderna.

Para dar una idea de la importancia de los hidrocarburos, cabe señalar la versatilidad de uso como combustibles en motores de combustión interna (gasolina, diesel y turbosina) y como combustible de uso domestico (GLP), como fuente de energía en la industria (combustóleo); en consecuencia, se puede afirmar que de acuerdo a sus usos energéticos, el petróleo es la fuente de energía mas versátil. Cabe señalar que el 93 % de este recurso se usa como combustible para producir la energía que requieren los coches, trailers, camiones, aviones, barcos, trenes, calderas, estufas, termoeléctricas, etc., y solo el 7 % se emplea para obtener productos petroquímicos; a pesar que la petroquímica interviene en todas las necesidades fundamentales del hombre, como son el vestido, la salud, los alimentos, la vivienda y las diversiones¹.

En México más del 80 % de la energía primaria proviene del petróleo y el gas, el 8 % de las plantas hidroeléctricas y el 6 % del carbón (Barbosa, 2000)²; sin embargo, mientras los recursos obtenidos no sean aprovechados inteligentemente, velando por los intereses de la nación, se corre el riesgo de seguir incrementando la deuda externa y desperdiciar este recurso. El ideal de un país con petróleo es producir ni más ni menos de lo que pueda invertir racionalmente en beneficio del desarrollo.

Debido al consumo interno y a los compromisos externos, el desarrollo de campos en aguas profundas será una necesidad en la segunda década del presente siglo; por ello, PEMEX Exploración y Producción contempla en sus planes de negocios incrementar la producción de hidrocarburos mediante la explotación de prospectos en aguas profundas (Juárez, 2003)¹.

Para satisfacer las necesidades futuras y compromisos comerciales, de acuerdo al plan de negocios 2002-2010, se necesita producir del orden de 3.875 MBD para el año 2006 y 3,929 MBD para el año 2010; mientras que en gas se requiere producir 6,900 MMPCD y 8,700 MMPCD en los años señalados (PEMEX, 2002)³.

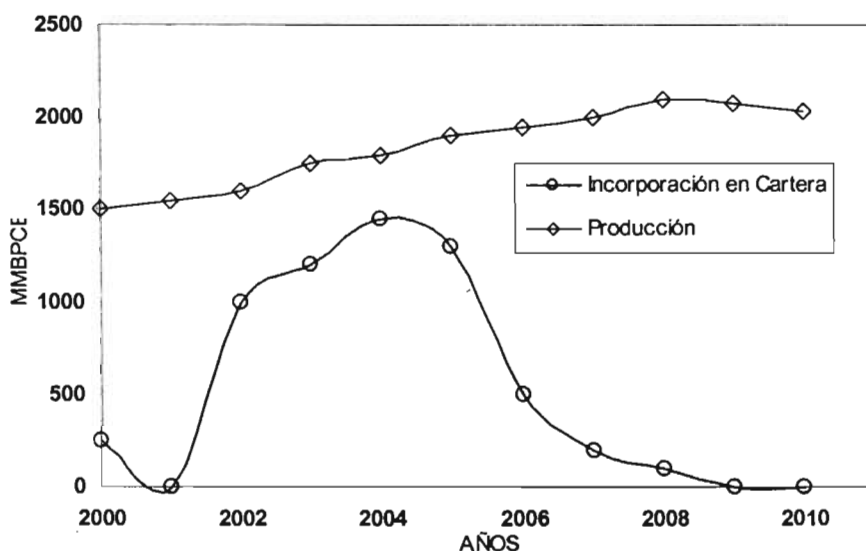
Las metas establecidas contemplan mantener la producción de crudo pesado e incrementar la de crudo ligero y gas, mediante la evaluación del potencial petrolero del país, explorando áreas de gran potencial entre las que se encuentran la región marina de Coatzacoalcos, la Sonda de Campeche y la Región del Golfo de México Profundo (Cinturón Plegado Perdido).

En el periodo 2002-2010, PEMEX Exploración Producción tiene como meta incorporar 5,800 MMBPCE, tomando en cuenta que las reservas 2P (reservas probadas más reservas probables) ascienden a 43,900 MMBPCE, en el periodo 2001-2010 se producirán 18,800 MMBPCE, considerando que se incorporaran 5,800 MMBPCE, para el año 2010 se tendrá una reserva 2P de 30,900 MMBPCE; es decir, a pesar de la incorporación de nuevas reservas, estas continúan disminuyendo en el futuro (PEMEX, 2000)³.

Considerando un crecimiento de la economía del país de (3.6 y 9 %) media anual, el país requerirá que la extracción de petróleo y gas acreciente su producción del orden de (2.4 y 6 %) anual en promedio, sin considerar los volúmenes de exportación¹.

Si se observa la producción anual de hidrocarburos contra la incorporación anual de reservas (ver figura 1.1), se requerirá hacer esfuerzos enormes para compensar la explotación. El promedio anual de incorporación de reservas es de 339,000 MMBPCE, mientras que la extracción de hidrocarburos alcanza la cifra de 1, 500,000 MMBPCE; es decir, las reservas se extraen en promedio anual 4.4 veces mas de lo que se incorpora, y en la segunda década del siglo XXI la restitución de las reservas será mas difícil².

Con el fin de responder a las necesidades de exploración y explotación de hidrocarburos, PEMEX Exploración Producción se prepara para desarrollar los campos ubicados en tirantes de aguas mayores a 200 metros; por ello deben realizarse esfuerzos encaminados hacia la implementación de tecnologías propias para estos ambientes.



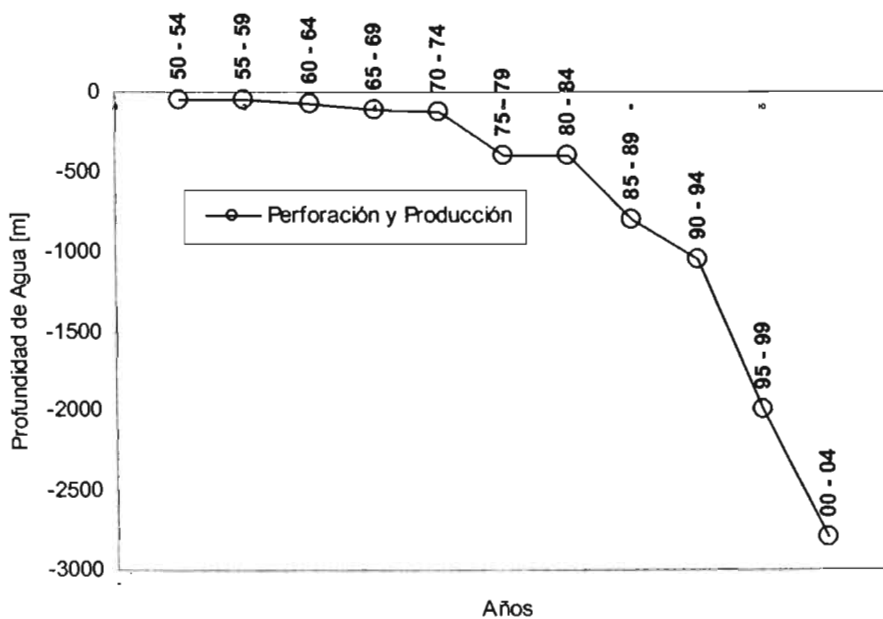
^Figura 1.1 Tendencia de la Incorporación de Reservas y Requerimientos Futuros. (Fuente PEMEX)

En las últimas décadas Petróleos Mexicanos ha sufrido un proceso de cambio acelerado hacia una organización moderna y competitiva, y se han implementado proyectos tecnológicos y programas enmarcados en políticas de eficiencia y de respeto al medio ambiente; sin embargo en materia de explotación de campos en aguas profundas queda mucho por hacer para el dominio de la tecnología existente.

Sin embargo, la explotación de hidrocarburos para México en aguas profundas, presenta un desafío tecnológico de mayor envergadura que la explotación de hidrocarburos en ambientes terrestres. Dado que las inversiones de explotar hidrocarburos en aguas profundas según algunas compañías oscilan entre mil millones de dólares de inversión para poner en producción el primer exploratorio y 3 mil millones de dólares si se logra el éxito (Serrano, 2004)⁴, la planeación de cualquier desarrollo de esta magnitud requiere del conocimiento de los riesgos que se presentan o pueden presentarse en aguas profundas.

Los retos son grandes en la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, principalmente porque se requiere de tiempo para el dominio de la tecnología y experiencia en los procesos, los cuales son más complejos y costosos en la medida que se incrementa el tirante de agua.

En la figura 1.2 se observa que considerando un tirante de agua de 400 m, las actividades de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas comienza en 1980, considerando que el tiempo de exploración y planeación es de 4 años y considerando que PEMEX comienza sus planes en 1998. (García, 2004)⁵, actualmente la industria petrolera mexicana, presenta una brecha tecnológica y científica, con respecto a las actividades en todo el mundo de 16 años.



^ Figura 1.2 Situación de la Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas en el Mundo. (Fuente La Jornada, 2004).

Dada la problemática, mundialmente también ha existido una gran discrepancia para enfrentar los problemas de desarrollo de campos petroleros en aguas profundas, teniendo como resultado que las principales compañías petroleras han tenido que organizarse y trabajar de manera conjunta en proyectos denominados JIPs (Joint Industry Projects, por sus siglas en inglés). Sin embargo la modalidad de estas compañías está prohibida por la Constitución Mexicana y es un punto de discusión de otro tema.

Por esto aquí se da una perspectiva general de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, dada la parte tecnológica y científica de cada uno de los problemas que se enfrentara PEMEX Exploración Producción en el marco mundial.

En este trabajo, se dan a conocer algunos problemas técnicos y científicos según el estado del arte actual, que se presentan en aguas profundas durante la etapa de explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

En el Capítulo II muestra el estado del arte actual de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, así como una breve reseña histórica de su comienzo en el mundo.

En el Capítulo III se dan a conocer los principales problemas enfrentados durante la perforación de pozos en aguas profundas. En este capítulo se presentan en tres secciones: para el diseño del pozo, control de pozo y equipo de perforación.

En el Capítulo IV se dan a conocer los principales problemas que se presentan durante la producción de hidrocarburos en aguas profundas. En este capítulo se presentan algunos problemas que surgen durante la etapa de producción, considerando algunos aspectos como son condiciones climatológicas, físicas y químicas

En el Capítulo V se presentan los principales problemas para el transporte por ductos y por Sistemas de Producción Flotantes de Almacenamiento y Descarga (por sus siglas en inglés FPSO's) y por buques tanque (por sus siglas en inglés también Shuttle Tank).

El Capítulo VI finalmente, enlista los principales problemas para la perforación, producción y transporte de hidrocarburos y una serie de recomendaciones.

II. REVISIÓN BIBLIOGRAFICA

Actualmente la investigación y desarrollo tecnológico para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, ha recibido principal interés por las principales compañías petroleras que ofrecen sus trabajos desarrollados a empresas petroleras. La explotación de hidrocarburos a nivel mundial comenzó en el año de 1947 a cargo de la compañía estadounidense Kerr-McGee, quien perforó el primer pozo comercial en el Golfo de México (Pike, 2004)¹. Las décadas de los 50's y 60's fueron testigos de un acelerado crecimiento económico de la posguerra en los Estados Unidos, y una de sus consecuencias fue el desarrollo intenso de la industria de explotación petrolera marítima, particularmente en la zona costera de Louisiana, Texas, Florida y California, así como el de la industria especializada en ese ramo; compañías de transporte, prospección, exploración, diseño, construcción e instalación de estructuras para plataformas y tendido de tubería bajo el mar surgieron en esa época.

Por otra parte según Delaytermoz (2001)² el descubrimiento de grandes yacimientos en el Mar del Norte en condiciones agresivas del medio ambiente estimuló el desarrollo de nuevos conceptos en explotación de hidrocarburos. Así es como en 1973 se instala la primera estructura hecha de concreto en el mundo para la explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte, el Tanque Ekofish, con tal éxito que le seguirían trece plataformas más de concreto en la misma área.

Los adelantos tecnológicos que se requieren para romper las barreras impuestas por los grandes océanos son de tal envergadura que no se pueden alcanzar en forma individual. Tanto las compañías petroleras como las empresas de servicios, los contratistas de perforación, las instituciones académicas, los grupos gubernamentales y los fabricantes de equipos se encuentran empeñados en la búsqueda de soluciones. Algunas compañías petroleras establecieron sus propios grupos de perforación especializado para supervisar las tareas de perforación en aguas profundas. Muchos operadores y contratistas forman consorcios industriales, iniciativas y proyectos conjuntos con el propósito de identificar las brechas tecnológicas y aunar sus conocimientos y recursos.

Según Mendonça (2000)³ se han creado en el mundo consorcios como Deepstar, dirigido por Texaco en los Estados Unidos; Programa para Conservação de Albatrozes e Petréis (PROCAP, por sus siglas en portugués,) encabezado por Petrobras en Brasil, el Grupo Industrial Conjunto de las Márgenes del Atlántico (AMJIG, por sus siglas en ingles) en el Reino Unido, el programa Noruego de Aguas Profundas, el Centro de Excelencia en Aguas Profundas por Schlumberger en Texas; organismo gubernamentales como el Servicio de Administración de Minerales de los Estados Unidos (MMS, por sus siglas en ingles) y el Centro de Investigaciones Marinas en Brasil, equipos científicos como el Programa de Perforación Oceánica (ODP, por sus siglas en ingles) solventado con fondos internacionales y la Conferencia de Tecnología Costafuera (OTC, por sus siglas en ingles), dirigida y coordinada por la Society of Petroleum Engineers (SPE, por sus siglas en ingles).

Todos estos grupos, sociedades e instituciones son quienes se mantienen a la vanguardia de la publicación de desarrollos tecnológicos y científicos a nivel mundial, y con el fin de superar una amplia variedad de obstáculos en la Exploración y Producción en aguas profundas se han formado varios proyectos industriales o integrales conjuntos (JIP's, por sus siglas en ingles).

Algunos JIP's se establecieron para investigar formas de reducir costos y operar con menor impacto sobre el medio ambiente, mientras que otros están diseñados para permitir el desarrollo de actividades en aguas más profundas y a su vez investigación.

En 1996, 22 compañías y empresas entre las que destacan Conoco, Chevron, Texaco, British Petroleum, Amoco, Diamon Offshore, Global Marine, Schlumberger, Schlumberger y Hydril desarrollaron el primer JIP. Posterior a esto las grandes empresas comenzaron a desarrollar todo proyecto a través de JIP's.

Actualmente en México, la investigación científica y económica ha comenzado a crear sus primeras Coordinaciones y Divisiones especializadas en Petróleos Mexicanos (PEMEX) y en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Ante este horizonte, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) instrumentó desde 2002 el Programa de Investigación en Aguas Profundas a cargo del Ing. Vega Roldan. Aunque el programa es reciente, el IMP dispone de recursos humanos con amplia experiencia en la explotación marítima, pues de tiempo atrás ha formado personal de alto nivel en el diseño de

plataformas fijas y flotantes, en sistemas de ductos ascendentes que transportan el crudo desde el lecho marino a la superficie, así como en áreas de análisis de riesgo y confiabilidad. Estos especialistas han sido capacitados en universidades líderes de cada especialidad, y en países como Inglaterra, Noruega, Estados Unidos y Brasil. Además se han desarrollado únicamente publicaciones científicas a cargo del Dr. Carlos Lira Galeana sobre el Aseguramiento del Flujo mediante la predicción de condiciones de formación y precipitación de sólidos.

PEMEX ha creado también en 1999 un programa para Desarrollo en Aguas Profundas a fin de satisfacer las demandas para el periodo 2002-2010. Este proyecto es puramente operativo y se ha recurrido a la participación de compañías especialistas en el área, es decir, ha licitado proyectos para la perforación de pozos exploratorios, como es el caso del primer pozo exploratorio Nab 1, ubicado en la Zonda de Campeche que fue desarrollado por la compañía Diamon Offshore Drilling a una profundidad de 680 m de tirante de agua, cuyo costo fue de 45 millones de dólares en estudios previos y 550 millones dólares de perforación (Serrano et al 2004)⁴.

En la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) se presentó el primer artículo para el desarrollo de campos en aguas profundas, en el simposio "La Investigación en la Facultad de Ingeniería 2004" (Guerrero et al, 2004)⁵, a cargo de Leyte Guerrero y Marín Córdoba, ambos de la División de Postgrado en Ingeniería Civil. En este artículo, se desarrollan aspectos geotectónicos, geológicos y de cimentaciones de las estructuras en ambientes marinos. Existen publicadas 9 tesis en la UNAM, que tratan aspectos muy particulares sobre Aguas Profundas, entre las que destacan solamente dos, una que trata el estado del arte del cálculo de geopresiones realizada por Cigarroa J.A.⁶ y una de Maestría enfocada a casos de estudios de rentabilidad en prospectos en el Campo Ku-Maloob-Zaap, realizada por Juárez S. Fernando⁷.

Actualmente, México cuenta con muy pocas publicaciones sobre Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas, por tal motivo este trabajo fue realizado revisando 49 artículos de SPE, 122 artículos de OTC, 18 artículos de JPT y 5 artículos de Word Oil, así como con la colaboración del Ing. Alfredo García de la Compañía British Petroleum.

III. PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

III.1 Introducción.

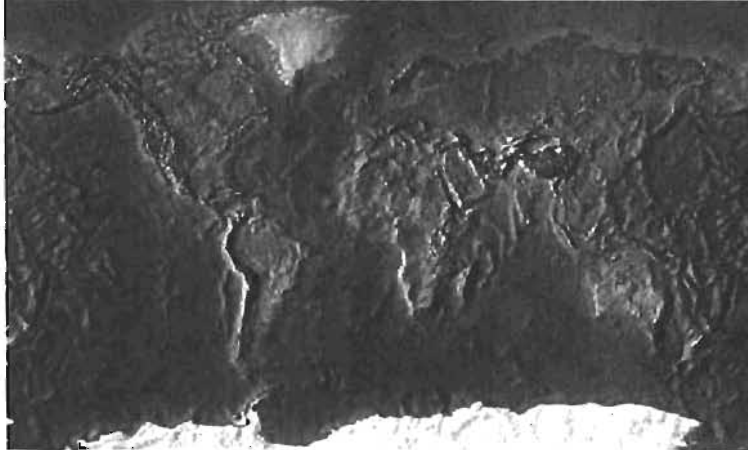
Existen diferentes definiciones de aguas profundas, que varían según la actividad considerada. Por lo general con respecto a la construcción de pozos, se considera profundo todo aquello que supere los 500 m, la MMS considera que la perforación de pozos en aguas profundas está definida para tirantes de agua que van desde 400 m hasta 1000 m, por otra parte PEMEX considera aguas profundas a tirantes mayores a 200m.

Según García (comunicación personal, 2004), en el mundo (ver figura 3.1) las principales áreas de desarrollo de la perforación de pozos en aguas profundas se encuentran en el Golfo de México, Australia, Costas de Egipto, Singapur, Brasil, el Mar del Norte (Noruega y el Reino Unido) y el área marina del Este de África (Angola y Nigeria).

Actualmente, la perforación en aguas profundas se realiza únicamente verticalmente. Sin embargo, el futuro de perforar en aguas profundas es el de perforar pozos horizontales, multilaterales y direccionados.

El diseño de estos no debe ser considerado como una rutina, sino como una planeación avanzada del pozo. La mayoría de los operadores han reconocido que la perforación en estas zonas se complica más que en la perforación de pozos bajobalance y pozos de alta presión y temperatura.

Es importante para la perforación de pozos en aguas profundas, conocer el nivel de tecnología actual (revisión de datos y parámetros de pozos aledaños y vecinos), determinar los cambios técnicos en la industria petrolera mundial y asimilar dicha tecnología para su adaptación y uso en los campos petroleros mexicanos.



^Figura 3.1 Principales provincias de hidrocarburos localizadas en ambientes de aguas profundas.
(Fuente: Pradié et al, 2003).

En la industria petrolera se han identificado más de 20 problemas al perforar pozos en aguas profundas. En este capítulo los clasificaremos en 3 grupos; Problemas de Diseño del Pozo, Problemas de Control de Pozos y Problemas en los Equipos de Perforación. Se revisaran estos problemas de manera breve y concisa, ya que el estudio de cada problema merece atención especial y sería motivo de varios trabajos.

III.2 Diseño del Pozo.

Según Mendonça et al (2000)¹, el desafío más importante con respecto a la construcción de pozos en aguas profundas consiste en perforar un agujero estable. Para poder diseñar pozos seguros se requiere conocimientos avanzados respecto de la presión de poro y del gradiente de fractura ya que para mantener un agujero hidráulicamente estable se debe mantener el peso del lodo de perforación dentro del margen entre el gradiente de fractura y la presión de poro.

III.2.1 Predicción de la presión de poro.

La presión de poro (ver figura 3.2) es el punto más crítico del diseño de cualquier proyecto de perforación en aguas profundas ya que influye en los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, en el diseño de dichas tuberías, en el programa de los fluidos de

perforación, del margen de seguridad del riser (RSM, por sus siglas en inglés), entre otros (Mendonça, 2000)¹. Debido a la magnitud con respecto a la magnitud de la presión de poro normal, nosotros podremos clasificarlas en; presión de poro normal, normalmente alta y normalmente baja (ver figura 3.3).

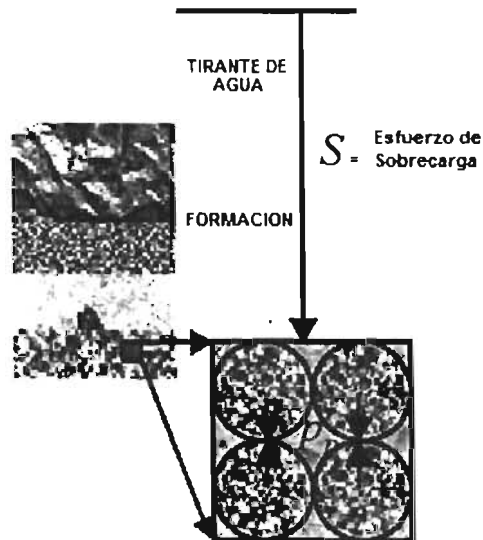


Figura 3.2 Concepto de la presión de poro.

Según Falcao et al. (2002)², el conocer en forma adecuada dichas presiones permite realizar una mejor planeación de los pozos del área. Específicamente se pueden:

- Delinear perfiles de gradientes de presión de sobrecarga, formación y fractura.
- Seleccionar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Reducir potencialmente el daño a las formaciones productoras.
- Determinar el programa de fluidos de perforación y de control.
- Elaborar programas de perforación adecuados.
- Aumentar el ritmo de penetración.

Existen otros beneficios derivados del desarrollo de una precisa predicción de la presión de poro previo a la perforación. Algunos de ellos son: bajo riesgo (salud, seguridad y medio ambiente), tamaño óptimo, reducción del tiempo de operación y mejor estimación de costos.

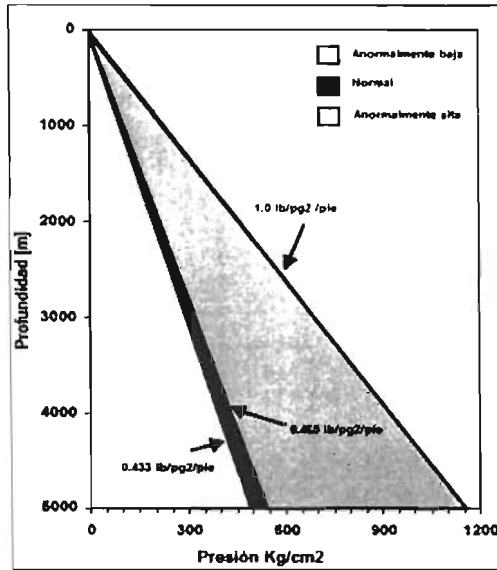


Figura 3.3 Clasificación de la presión de poro, según la magnitud.

III.2.2 Cálculo del gradiente de presión de poro.

Según Mauchet et al³. (1996), las ecuaciones para el cálculo de la presión de poro más utilizadas en la industria petrolera son las siguientes:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D_n} \right) \left(\frac{R_o}{R_N} \right)^{1.2} \quad (3.1)$$

Donde:

$$\frac{P}{D} = \text{Gradiente de Presión de Poro} \quad \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$\frac{S}{D} = \text{Gradiente de Presión de Sobrecarga} \quad \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$\frac{p}{D_n} = \text{Gradiente de Presión de Poro Normal} \quad \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$R_o = \text{Resistividad de las Lutitas (registro)}. \quad [\Omega - m]$$

$$R_N = \text{Resistividad de las Lutitas, de la línea tendencia normal de compactación.}$$

$$\frac{p}{D} = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D_n} \right) \left(\frac{C_N}{C_o} \right)^{1.2} \quad (3.2)$$

Donde:

C_N = Conductividad de las Lutitas, de la línea de tendencia normal [miliΩ/ m].

C_o = Conductividad de las Lutitas, de la lectura del registro Geofísico [miliΩ/ m].

III.2.3 Problemas originados por una mala evaluación de la presión de poro.

La perforación exploratoria marina es usualmente una actividad de altos costos y riesgos. Una de las fuentes más significativas de riesgo durante la perforación esta asociada con los incidentes inesperados a causa de la presión de poro. Según Mendonça (2002), si la presión de poro no es evaluada adecuadamente o esta es imprecisa se pueden originar diversos problemas como:

- Pegaduras de tuberías.
- Daño a la formación.
- Inestabilidad del pozo.
- Brotes.
- Reventones.
- Costos excesivos.

Debido a esto, uno de los objetivos mas importantes de la evaluación de la presión de formación es perforara un pozo con seguridad y al menor costo, sin causar inestabilidad a la formación (colapso o fractura), sin permitir la entrada de fluidos de la formación (agua, aceite o gas) y sin causar daño a los yacimientos. En otras palabras, la optimización de los proyectos de perforación depende de la evaluación correcta de las geopresiones.

III.2.4 Problemas en la predicción del gradiente de fractura.

La predicción exacta del gradiente de presión de fractura (ver figura 3.4) en aguas profundas ha sido históricamente un tema de gran interés para las propuestas de planeación del pozo y

las condiciones de perforación en tiempo real y además es un problema de gran magnitud para la industria petrolera.

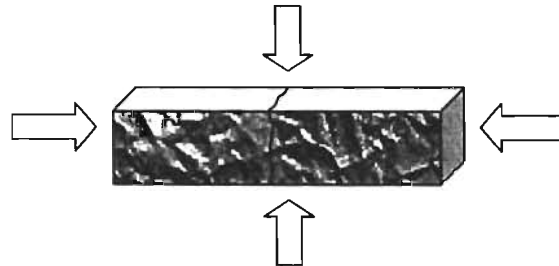


Figura 3.4 Concepto de Presión de Fractura

Durante el proceso de planeación de un pozo en aguas profundas existe muy poca información disponible para predecir el gradiente de fractura antes de perforar un pozo, lo cual complica su cálculo. Si se tiene una predicción errónea del gradiente de fractura se pueden poner en peligro las operaciones de perforación y originar problemas tales como:

Pérdidas de circulación.

Las pérdidas de circulación son causadas debido a los efectos de enfriamiento del fluido de perforación en el tubo ascendente. Este fenómeno provoca el aumento de la viscosidad del lodo y de resistencia del gel, además de grandes pérdidas de presión por fricción y además aumenta la presión hidrostática en la línea, provocando que los fluidos de perforación se regresen, fracturando de esta manera la formación.

Durante la fase de diseño de pozos, la obtención de valores exactos del gradiente de presión de fractura juega un papel importante durante la fase de diseño del pozo. Los aspectos a considerar incluyen: la densidad del fluido de perforación máxima permisible, el asentamiento de las tuberías de revestimiento, los problemas de pérdidas de circulación y la planeación del fracturamiento hidráulico para incrementar la productividad del pozo en zonas de baja permeabilidad.

Esta situación se agudiza principalmente cuando se tienen tirantes de agua mayores de 100 m, en donde el principal interés es contar con una técnica de predicción viable y con una gran exactitud. Sin embargo a medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Esto es una razón que confirma que la mayoría de las fracturas en formaciones profundas son verticales. Se ha observado que la roca generalmente se rompe a presiones menores que la presión teórica de sobrecarga.

Independientemente del método que se use, las curvas de gradientes de presión de poro y gradiente de presión de fractura son las curvas básicas para planear la perforación de cualquier pozo. Lo importante es que se haya tomado en cuenta la forma de cálculo, es decir, que se haya incluido el tirante de agua. Para el caso de aguas profundas el método más aceptado y utilizado es el de Eaton (Maucheat et al, 1996), aunque se ha encontrado que mientras el método de Eaton es el más usado según un estudio realizado en 1996 por Surveyor Yoshida et al,⁴ para predecir los gradientes de fractura, también es usado de manera incorrecta, y también se le hacen modificaciones incorrectas.

Por ello es importante mostrar el uso correcto del método de Eaton, así como la manera de usar nuevos datos para corregir la predicción del gradiente de fractura para condiciones en aguas profundas, basadas en este método.

III.2.4.1 Ecuación del gradiente de fractura en aguas profundas.

Según Eaton⁵ (1997), los valores de gradiente de fractura son básicamente controlados por tres variables: el gradiente de presión de sobrecarga, el gradiente de presión de formación y la relación entre el esfuerzo matricial, horizontal y el vertical, para la cual se ha encontrado que es igual a $\nu/(1-\nu)$, en donde ν es la relación de Poisson de la roca.

La ecuación desarrollada por Ben Eaton que relaciona estas tres variables es:

$$\frac{F}{D} = \frac{\nu}{1-\nu} \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D} \right) + \frac{p}{D} \quad (3.3)$$

Donde:

$$\frac{F}{D} = \text{Gradiente de Presión de Fractura,} \quad \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$\frac{P}{D} = \text{Gradiente de Presión de Poro,} \quad \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$\frac{S}{D} = \text{Gradiente de Presión de Sobrecarga,} \quad \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

ν = Relación de Poisson, adimensional

$$D = \text{Profundidad vertical verdadera,} \quad [\text{pie}]$$

La ecuación 3.1 puede aplicarse en cualquier parte del mundo, para lo cual se usan los siguientes tres pasos:

- 1) Determinar el gradiente de presión de sobrecarga, $\frac{S}{D}$.
- 2) Determinar el gradiente de presión de poro, $\frac{P}{D}$.
- 3) Estimar la relación de Poisson ν para cualquier área.

Como se puede observar, el conocimiento preciso de los gradientes de presión de sobrecarga y de formación, implica obtener mejores valores del gradiente de presión de fractura. Asimismo, se requiere conocer el área a desarrollar para la determinación de valores de la relación de Poisson.

III.2.4.2 Gradiente de presión de sobrecarga.

En aguas profundas puede ser definida como la presión originada por el peso de los materiales suprayacentes, a una cierta profundidad de interés, tales como aire, agua de mar y sedimentos. Matemáticamente esto puede expresarse de la siguiente manera:

$$s = (1 - \phi)\rho_R D + \phi\rho_F D + \rho_w D_w + \rho_{\text{AIRE}} D_{\text{AIRE}} \quad (3.4)$$

Donde:

S	=	Presión de Sobrecarga.	[psi]
ϕ	=	Porosidad de la Formación.	
ρ_R	=	Densidad Promedio de la Roca.	[g/cm ³]
ρ_F	=	Densidad Promedio del Fluido de la Formación.	[g/cm ³]
ρ_w	=	Densidad Promedio del Agua Marina.	[g/cm ³]
ρ_{AIRE}	=	Densidad Promedio del Aire.	[g/cm ³]
D_w	=	Tirante de Agua.	[pies*]
D_{AIRE}	=	Tirante de Aire.	[pies]

Siguiendo con el método de Eaton y tomando en cuenta el concepto antes mencionado, primero se debe determinar la densidad de todos los materiales que están por debajo del equipo de perforación expresados, dependiendo del material de que se trate, en longitud de tirante de aire, de agua y de sedimentos. Estos datos se presentan en la tabla 3.1.

INTERVALO DE PROFUNDIDAD VERTICAL (PV)	DENSIDAD, g/cm ³	DESCRIPCION
Desde la mesa rotaria hasta el nivel del mar	0.001	Aire
Del nivel del mar al nivel del fondo marino	1.06 – 1.07	Agua de Mar
Del fondo marino hasta 150 m debajo del fondo marino	1.6	Arcillas, etc
Varios intervalos hasta la PV	Incrementos graduales de acuerdo a la densidad del material	Capas Diversas
PV total menos 150 m	2.40	Arenas y Areniscas

^Tabla 3.1 Densidades de los Materiales

El problema principal es calcular las densidades de los sedimentos debajo del fondo marino, sobre todo para los primeros 152.4 m (500 pies). Si se logran obtener buenos datos, esto implicará tener resultados más precisos. Posteriormente, se calcula la presión ejercida de manera descendente por cada columna vertical. Por ejemplo, suponiendo una columna de aire de 30 m (100 pies) y un tirante de agua de 304.8 m (1000 pies).

Cada una de las presiones de las columnas se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta P = \rho(\text{Int.de.P V}) * 0.433 \quad (3.5)$$

Entonces, con la ecuación 3.5 y los datos del ejemplo de arriba, se calculan las presiones de las columnas:

$$\Delta P_{\text{aire}} = \left(0.001 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right) (100 \text{pies}) (0.433)$$

$$\Delta P_{\text{aire}} = 0.04 \text{..pies..@} 100 \text{..pies..de..PV}$$

$$\Delta P_{\text{AguaMarina}} = \left(1.06 \cdot \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right) (1000 \text{..pies}) (0.433)$$

$$\Delta P_{\text{AguaMarina}} = 459 \text{..psi..@} 1100 \text{..pies..de..PV}$$

$$\Delta P_{500 \text{ Sedimentos}} = \left(1.6 \cdot \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right) (500 \text{..pies}) (0.433)$$

$$\Delta P_{500 \text{ Sedimentos}} = 346.4 \text{..pis..de} 1100 \text{..pies..@} 1600 \text{..pies..de..PV}$$

Ahora se puede calcular fácilmente el gradiente de sobrecarga para cada una de las PV, por ejemplo:

$$\text{A 100 pies:} \quad S = 0.04 \text{psi} \dots \dots \dots D = 100 \text{psi} \dots \dots \dots \frac{S}{D} = 0.0004 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$\text{A 1100 pies:} \quad S = (0.04 + 459) \text{psi} \dots \dots \dots D = (100 + 1000) \text{pies} \dots \dots \dots \frac{S}{D} = 0.0004 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

Entonces, para cualquier profundidad vertical (PV), el gradiente de esfuerzo de sobrecarga se determina con la siguiente ecuación:

$$\frac{S}{D} = \frac{\sum \Delta P}{PV} \quad (3.6)$$

Estos valores son graficados contra la PV como se muestra en la Figura 3.5. Estos cálculos son simples, al menos cuando se hacen con una computadora, ya que pueden ser bastante tediosos y consumir mucho tiempo.

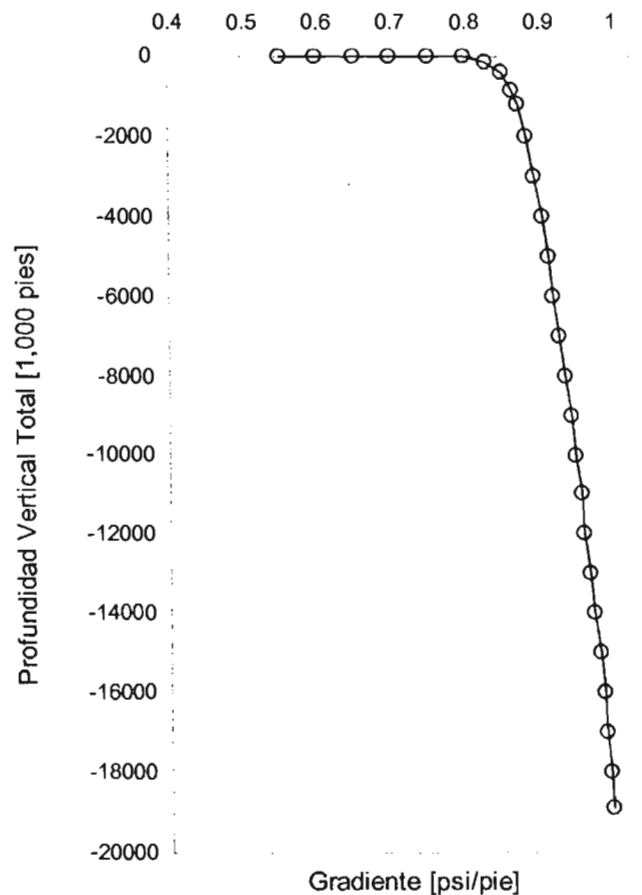


Figura 3.5 Valores de sobre carga de la Costa del Golfo de México en la ecuación general de Eaton³.

El mayor problema está en determinar las densidades de los sedimentos debajo del fondo marino. Si no se tienen datos de otros pozos, de los cuales se pueden obtener las densidades de los intervalos, entonces se tendrá que confiar en los datos sísmicos para obtener las densidades de los intervalos.

Gardner et al, publicaron una ecuación que relaciona la velocidad promedio de los intervalos con la densidad de los sedimentos para el mismo intervalo de profundidad Cigarroa (2001)⁶.

$$\rho = 0.23V^{0.25}$$

donde:

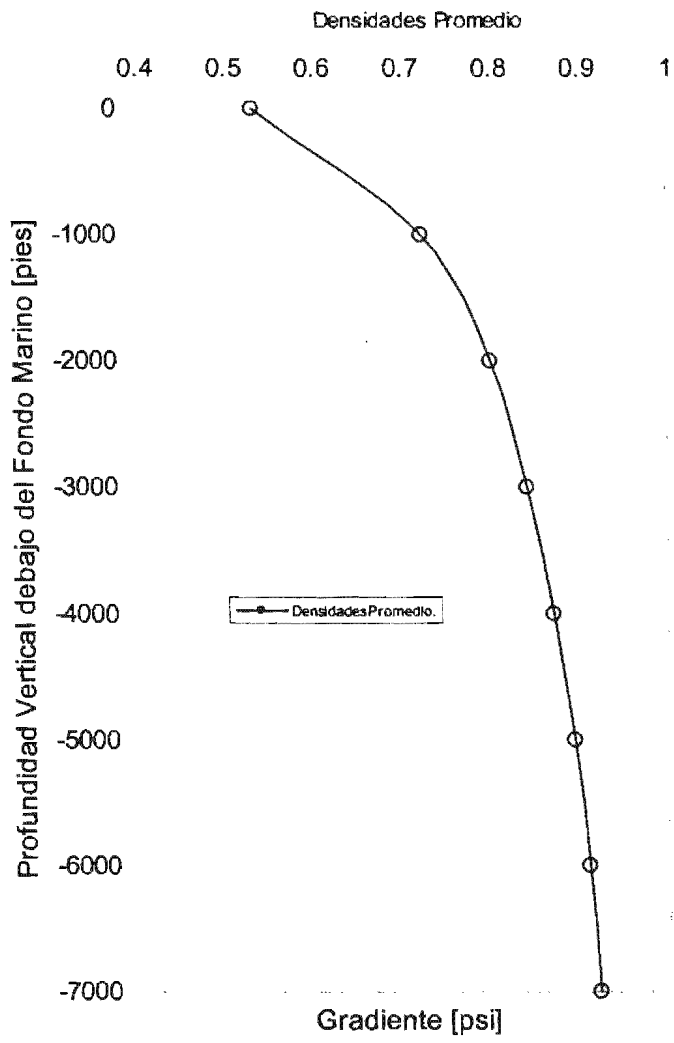
ρ = Densidad de los Sedimentos [g/cm³]
 V = Velocidad Sísmica del Intervalo [pie/seg]

Ahora se debe calcular y graficar el gradiente de sobrecarga promedio en psi/pie contra la PV por debajo del fondo marino. El resultado se puede observar en la figura 3.6.

A partir de que el gradiente de presión de sobrecarga fue calculado por medio de datos promedio del Golfo de México, la curva mostrada puede ser trabajada sin tomar en cuenta el tirante de agua. Básicamente se puede utilizar la figura para cualquier tirante de agua para construir una curva global de gradiente de sobrecarga desde la mesa rotaria hacia abajo.

En la figura 3.7 se muestra el cálculo de las curvas de gradiente de sobrecarga para profundidades de 304 m a 2133 m (1000 a 7000 pies) con incrementos de 1000 pies. En la figura se observa que a medida que aumenta la profundidad, el espacio entre cada curva de gradiente de sobrecarga se va reduciendo.

Este tipo de curvas deben ser calculadas para el lugar o región específica en donde las densidades de los sedimentos sean conocidos o puedan ser calculadas.



^Figura 3.6 Valores de Densidad Promedio para Sobrecarga.

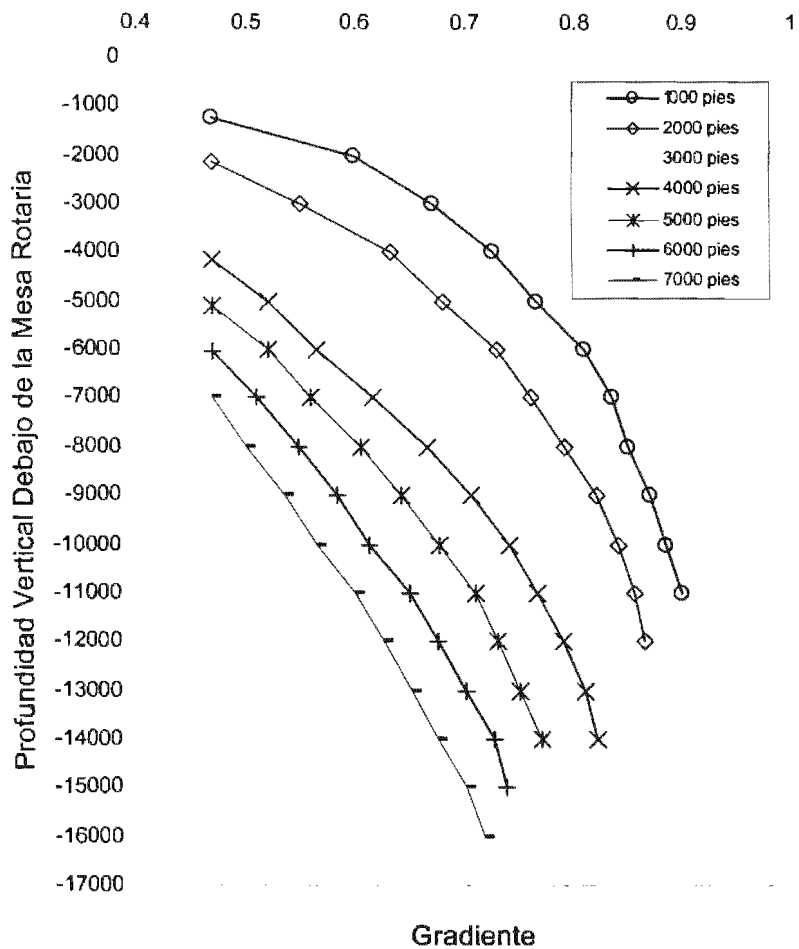


Figura 3.7 Datos de Densidad Promedio de Sobrecarga para varios Tirantes de Agua.

III.2.4.3 Relación de Poisson para cualquier área del Golfo de México.

El valor más grande de la relación de Poisson de un sedimento y el mayor esfuerzo vertical de la matriz se transmite en la dirección horizontal. Por ejemplo, con altos valores de relación de Poisson se originan valores mayores de gradiente de presión de fractura. Barrer y Word (Garroa, 2001) asumieron que el gradiente de fractura para áreas en aguas profundas del Golfo de México es igual a su correspondiente gradiente de sobrecarga. Rocha y Bourgoyne

concluyeron que la presión de poro no tiene efecto sobre los valores de gradiente de fractura⁵. Ambas suposiciones son incorrectas.

Al reexaminar la ecuación 3.6:
$$\frac{F}{D} = \frac{u}{1-u} \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D} \right) + \frac{p}{D}$$

si $v = 0.5$, entonces:
$$\frac{F}{D} = \frac{0.5}{1-0.5} \left(\frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right) + \frac{P}{D}$$
, y por lo tanto tendremos que $\frac{F}{D} = \frac{S}{D}$

Este es el único caso en donde el gradiente de fractura es igual al gradiente de sobrecarga debido a que los esfuerzos de la matriz en todas las direcciones es el mismo.

Ahora si $\frac{P}{D}$ es igual a $\frac{S}{D}$, entonces
$$\frac{F}{D} = \frac{u}{1-u} \left(\frac{S}{D} - \frac{S}{D} \right) + \frac{S}{D}$$
 obteniendo que $\frac{F}{D} = \frac{S}{D}$.

Este es el único caso donde la presión de poro no tiene efecto sobre los valores del gradiente de fractura. Aquí todos los gradientes de presión $\frac{F}{D}$, $\frac{S}{D}$ y $\frac{P}{D}$ son iguales, lo cual es extremadamente raro pero posible. Para construir una curva que muestre a v como función de D debajo del fondo marino, se debe conocer el gradiente de fractura para el área en cuestión. La ecuación 3.3 puede ser modificada de la siguiente forma:

$$\frac{u}{1-u} = \frac{\frac{F}{D} - \frac{p}{D}}{\frac{S}{D} - \frac{p}{D}} \quad (3.7)$$

Los valores conocidos de F/D , S/D , y p/D se deben introducir en la ecuación 3.7 Por ejemplo:

Profundidad del Agua	= 2000 pies
Gradiente de Presión de Poro	= 0.465 lb/pg ² /pie
Prueba de Goteo @ 5000 PDBMR	= 12.1 lb/gal
Prueba de Goteo @ 5000 PDBMR	= 0.627 lb/pg ² /pie

Entonces de la Figura 3.7 (Datos de densidad promedio de sobrecarga para varios tirantes de agua) $S/D = 0.68 \left[\frac{b}{pg^2} / \text{pie} \right]$.

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{0.627 - 0.465}{0.680 - 0.465} = \frac{0.162}{0.215} = 0.7535$$

$$\nu = \frac{0.7535}{1 + 0.7535}$$

$$\nu = 0.4297 \text{ @ } 3000 \text{ pies debajo del fondo marino}$$

De esta manera fueron desarrolladas las dos curvas mostradas en la Figura 3.8. La curva de la izquierda (valores mas bajos de ν) fueron publicados hace 30 años aproximadamente. La curva de la derecha (valores mas altos de ν) es el resultado del presente método.

Se han desarrollado ecuaciones para discriminar estas curvas. Hay diferentes ecuaciones para profundidades de 0 a 5000 pies debajo del fondo marino y para profundidades de 5000 pies y mayores. Estas ecuaciones se describen a continuación:

- Curvas de la Costa del Golfo de México (Original)

De 0 a 4999.9 pies debajo del fondo marino.

$$\nu = 7.5 \times 10^{-9} (D)^2 + 8.0214286 \times 10^{-5} (D) + 0.2007142857 \quad (3.8)$$

Para 5000 pies debajo del fondo marino y superiores se tiene:

$$\nu = -1.772 \times 10^{-10} (D)^2 + 9.47484 \times 10^{-6} (D) + 0.37243408 \quad (3.9)$$

- Aguas Profundas del Golfo de México.

De 0 a 4999.9 pies debajo del fondo marino.

$$\nu = -6.089286 \times 10^{-9} (D)^2 + 5.7875 \times 10^{-5} (D) + 0.3124642857 \quad (3.10)$$

Para 5000 pies debajo del fondo marino y superiores se tiene:

$$\nu = -1.882 \times 10^{-10} (D)^2 + 7.2947129 \times 10^{-6} (D) + 0.4260341387 \quad (3.11)$$

Donde: D = Profundidad [pies]

Con las ecuaciones 3.8 y 3.9 y la curva de la Figura 3.8, se obtienen buenos valores para ν para cualquier formación que contenga cantidades significativas de arcillas, gumbo, calizas, etc., así como en otras áreas fuera del golfo de México, por ejemplo obtener valores para ν por medio de registros sónicos o sísmicos. En el Apéndice A, se muestra la verificación de los tres pasos procedentes, en el orden dado.

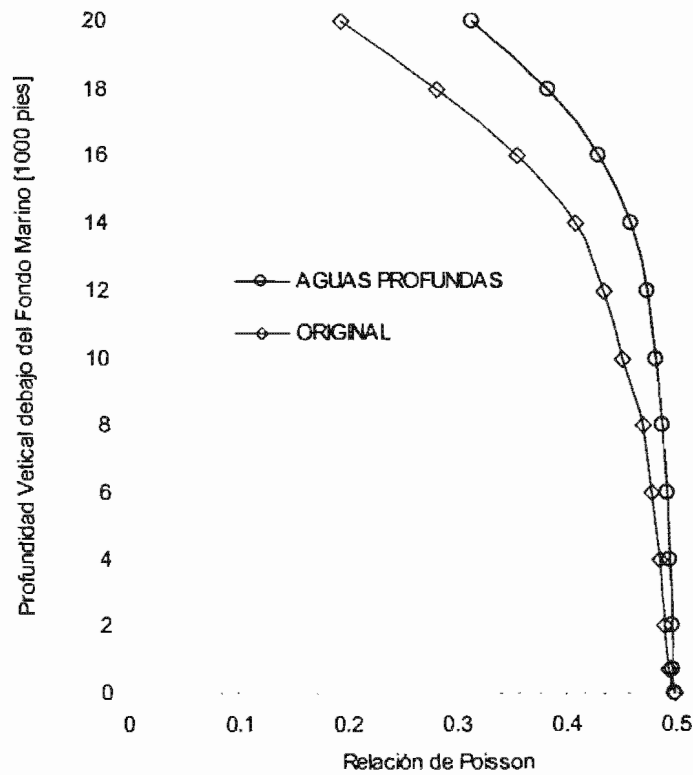


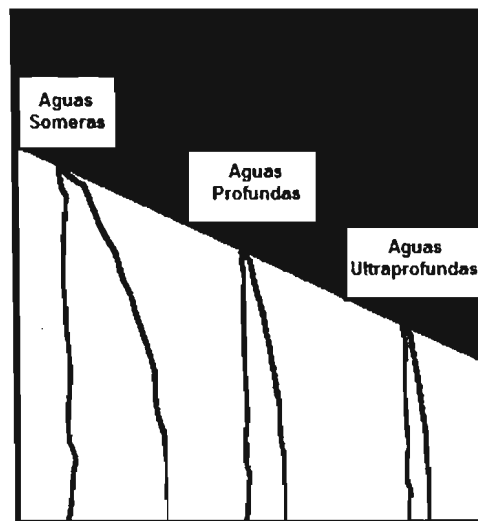
Figura 3.8 Relación de Poisson para la Costa del Golfo de México³

III.2.5 Problemas en la predicción de la ventana de operación.

En ambientes de aguas profundas, a medida que la profundidad del agua aumenta las formaciones son débiles y no consolidadas debido al gran índice de depositación en las cuencas, provocando que las presiones de poro sean elevadas.

En sentido opuesto las formaciones tienden a formar gradientes de fractura mas bajos, debido a que está siendo compactada por un gradiente de sobrecarga bajo, lo cual hace que la ventana de operación del fluido de perforación sea mas reducida, haciendo mas complicado el diseño del pozo.

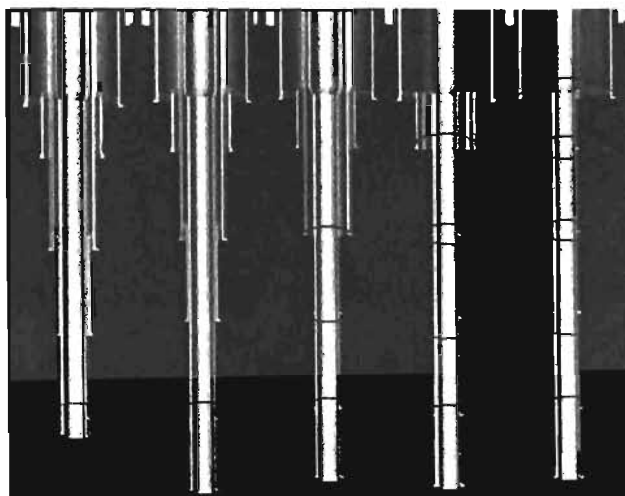
Falcao (2000)², determina que la incertidumbre en la evaluación de la presión de poro es usualmente compensada mediante la introducción de un factor de seguridad. Tal factor normalmente se encuentra en un rango de 0.06 a 0.12 g/cm³, de acuerdo con la incertidumbre asociada en la determinación. Esto limita mucho la fase del diseño del pozo. El margen disponible para la densidad del fluido de perforación, el cual debe estar entre el gradiente de fractura y el gradiente de sobrecarga es muy reducido, esto se puede ver de manera grafica en la Figura 3.9.



^Figura 3.9 Problema de la Ventana de Operación del Fluido de Perforación en Aguas Profundas.

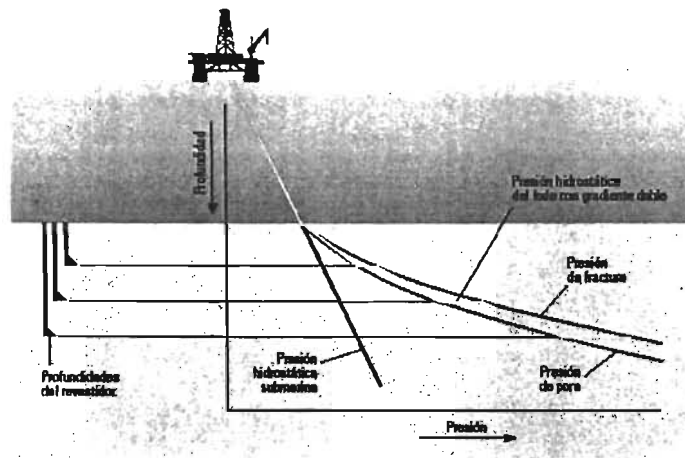
Un correcto cálculo y previsión de las presiones de poro, de fractura y de sobrecarga, permiten un mejor manejo del problema de la ventana de operación del fluido de perforación. Sin embargo, en áreas difíciles del golfo de México esto es insuficiente. Para ello se cuenta en la actualidad con dos tecnologías emergentes (ver figuras 3.10 y 3.11) (Charles, 2003)⁷.

Tubería Expandible: Para solucionar el problema de la ventana de operación, se utilizan tuberías expandibles, en donde se reduce los riesgos de operación, así como realizar las operaciones de forma económicamente rentables.



^Figura 3.10 Tubería Expandible y su diámetro alcanzado después de expandirse para solucionar el problema de la ventana de operación del fluido de perforación.

Gradientes de perforación de doble densidad: para solucionar el problema de la ventana de operación del fluido de perforación. Debido a que los gradientes de la presión de poro, de fractura y de lodo tienen como plano de referencia el nivel del lodo (lecho marino) en lugar del nivel del mar, este sistema de perforación permite construir el pozo con éxito en los casos en que exista un estrecho margen de operación entre la presión de poro y la presión de fractura.



^ Figura 3.11 Sistema de Gradiente de Doble Densidad
Fuente (Mendoza 2000)

III.2.6 Problemas que se presentan por la presión anular.

Para pozos en aguas profundas en donde el margen de diseño entre el gradiente de presión de poro y de fractura es muy reducido, es muy difícil perforar sin información de la presión anular en tiempo real, ya que las mediciones de la presión anular ayudan a mantener la densidad equivalente de circulación (DEC) y la densidad equivalente estática (DEE) entre los gradientes de fractura, de presión de poro y de estabilidad del agujero. Las mediciones de la presión anular al ser utilizadas para varias aplicaciones, requieren de tener cuando mucho 20 psi de incertidumbre⁸.

Otro de los problemas en el proceso de construcción de pozos en aguas, es la de mantener la densidad equivalente de circulación y la densidad equivalente estática entre los gradientes de fractura, de presión de poro y de estabilidad del agujero.

La perforación en aguas profundas presenta problemas con la presión del pozo, los cuales son muy difíciles de manejar. Entre los principales problemas están (Ward et al, 2000)⁹:

1) Pérdidas de Circulación. Estas pueden surgir por:

- Pérdida de la presión anular durante la circulación normal del fluido de perforación mientras se perfora.
- Presión positiva del pozo desarrollada durante la bajada de la sarta de perforación, de la sarta de trabajo, de la tubería de revestimiento o el movimiento de un liner.
- Circulación a través de la línea de estrangulamiento durante las operaciones de control pozos.

2) Incidentes de Control de Pozos. Estos pueden surgir por:

- Reducción de la presión de pozo seguida por una pérdida de circulación.
- Presión negativa del pozo desarrollada al sacar la sarta de perforación, la sarta de trabajo, la tubería de revestimiento o durante el movimiento de un liner.
- Bajo presión de fondo requerida durante las principales operaciones de control de pozos.

Las mediciones de la presión anular obtenidas en tiempo real durante la perforación que indican la densidad de circulación equivalente comienzan a caer fuera del margen de entre la presión de poro y la presión de fractura. Cuando la densidad del lodo equivalente es demasiado baja, la presión de poro provoca amagos de reventones. Al aumentar la densidad del lodo se puede controlar el pozo, pero si el margen entre ambas presiones es estrecho, se debe colocar un revestidor para acomodar el lodo más pesado.

III.2.6.1 Formas para evaluar la presión anular.

Existen en la actualidad dos formas para evaluar la Presión anular, estos son analíticos y a través de herramientas de medición⁹.

Método Analítico.

La gran mayoría de técnicas analíticas actuales para la evaluación de la presión anular estática y dinámica para flujo estacionario y transitorio no son aplicables para aguas profundas. Aunque se conoce la ingeniería para tales determinaciones con gran exactitud, las metodologías utilizadas en las principales corrientes reales durante la perforación marina tienen limitaciones en los siguientes casos:

- Caracterización reológica.
- Efectos de presión y temperatura.
- Concentración anular de recortes.
- Comportamiento transitorio.

Herramientas de Medición.

Los datos obtenidos del PWD (Pressure While Drilling por sus siglas en inglés), son muy bien aceptados para su uso en la perforación en aguas profundas para la supervisión en tiempo real de las presiones anulares, ayudando así a evitar problemas de pérdidas de circulación y de control de pozos. La herramienta PWD forma parte del MWD (Measurement While Drilling, por sus siglas en inglés) y en ocasiones forma parte de la sarta de perforación sarta de perforación.

III.2.7 Problemas de diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento.

El programa de tuberías de revestimiento constituye una parte muy importante del costo total de un pozo y uno de los principales problemas en el diseño del pozo, por lo cual es muy importante conocer los criterios de diseño para pozos perforados en aguas profundas, de tal manera que se pueda asegurar la integridad y seguridad del pozo.

En la perforación en tirantes de agua de 150 m o más se incrementa el número de tuberías de revestimiento y excede la capacidad de los sistemas convencionales.

Debido a los avances tecnológicos en las soluciones a los problemas que se presentan en aguas profundas, existe una gran necesidad de implementar nuevos diseños de tuberías de revestimiento que se adapten a estas soluciones y a los nuevos sistemas, como es el caso de los sistemas de doble densidad y la perforación sin riser, los cuales requieren diseños especializados.

Los principales factores que afectan los diseños de tuberías de revestimiento para pozos perforados en aguas profundas son (Ramirez, 2003)¹¹:

- La presión de poro y los gradientes de fractura
- Flujo de aguas someras.
- El incremento de las presiones en el cabezal y en la zapata
- Las limitaciones de equipo, tales como cabezales y risers de perforación.

En aguas profundas, los diseños de las tuberías de revestimiento, están regulados principalmente por el gradiente de fractura en la zapata de la última tubería. Además, otros factores que deben ser considerados son:

- 1) Los diseños de las tuberías de revestimiento actuales varían de acuerdo a las prácticas del operador.
- 2) No están estandarizadas las metodologías de diseño para aguas profundas.

III.2.7.1 Factores clave para determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Ya sea para pozos en tierra o pozos marinos, la primera información necesaria para desarrollar un plan de asentamiento de tuberías de revestimiento es el perfil de la presión de formación contra la profundidad. Esto establece los requerimientos mínimos de densidad del fluido de perforación.

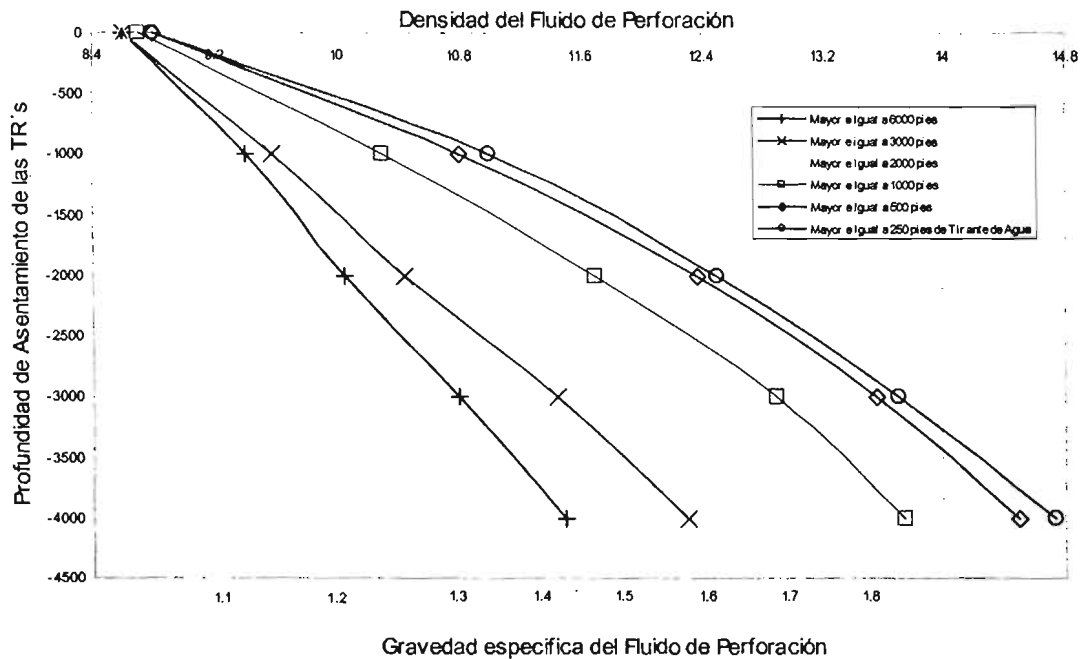
En la práctica, la densidad del fluido de perforación, se mantiene por debajo del valor equivalente para preservar la integridad de la formación, a fin de permitir un margen para la caída de presión por circulación y para los propósitos de control del pozo. Generalmente este margen es de 0.5 a 1.0 lb/gal.

La relación entre la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento y la máxima densidad del fluido de perforación que se puede utilizar sin fracturar la formación se ilustra en la Figura. Si el tirante de agua fuera de 250 pies (76 m), se requerirían 1500 pies (457 m) de tubería para la perforación con un lodo de 11.7 lb/gal (1.4 g/cm³). Para 3000 pies (914 m) de tirante de agua, se requerirían 3200 pies (975 m) de tubería, para el mismo fluido de perforación en tirantes de agua de 6000 pies (1829 m), se requerirían 4000 pies (1220 m) de tubería, con igual densidad de fluido de perforación.

Por lo anterior, se puede ver que los factores clave en la determinación de las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento en pozos en aguas profundas son:

- Gradiente de presión de sobrecarga de la formación, del tirante de agua y hasta del tirante de aire arriba del nivel medio del mar.
- Valores promedio de los esfuerzos matriciales de la formación expresados en términos de la relación de Poisson o del coeficiente de Mathews y Nelly.
- Presión de formación y densidades de fluidos asociados.
- Gradiente de presión de fractura de la formación.
- Márgenes aceptables para control de brotes y prevenir pérdidas de circulación, generalmente entre 0.5 y 1.0 lb/gal (0.06 y 0.12 g/cm³).

Los gradientes de fractura son considerablemente más bajos en el ambiente marino debido a que el agua de mar reduce considerablemente la densidad de sobrecarga promedio, con respecto a un pozo en tierra. Este efecto ya se ha mostrado en el Tema 3.2.5 correspondiente a la predicción del Gradiente de Fractura.



^Figura 3.12 Relación entre la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento y la máxima densidad del fluido de perforación.

Algunos de los aspectos que se presentan cuando se perforan pozos en aguas profundas son:

- Uso de más sartas de tuberías de revestimiento.
- Conjuntos de preventores y risers de mayor capacidad.
- Uso de doble tren de preventores.
- Uso de tuberías de revestimiento expandible (correr dos sartas del mismo diámetro).
- Reducción de la densidad del fluido de perforación arriba del fondo marino mediante el uso de un sistema de doble densidad.

El uso de un sistema de doble densidad con un fluido de 1.02 g/cm³ (8.5 lb/gal) debajo del fondo marino puede permitir extender las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento sin aumentar el riesgo de problemas de control del pozo por brote o pérdidas de circulación.

Profundidad Vertical del Intervalo, pies (m)	Gradiente de Fractura Pozos en Tierra	Gradiente de Fractura Tirante de 5000 pies (1524 m)	Gradiente de Fractura Tirante de 9000 pies (2743 m)
2,000 (609)	14.0 (1.68)	10.0 (1.2)	9.5 (1.14)
8,000 (2,438)	17.5 (2.10)	14.0 (1.68)	12.5 (4.50)

^Tabla 3.2 Efecto del Tirante de Agua Sobre el Gradiente de Fractura

En el caso de los pozos exploratorios, el problema es intentar una planeación de asentamiento de tuberías donde los valores de las presiones anormales deben estimarse a partir de pozos distantes o mediante métodos sísmicos, los cuales están sujetos a mayor incertidumbre.

La colocación del conductor, el cual puede ser de 20", a una mayor profundidad estaría dentro de una zona de mayor resistencia de la formación. En apariencia no habría ninguna razón para no colocarla a mayor profundidad. Sin embargo, el problema principal es si la formación resistirá a mayor profundidad. Sin embargo, el problema principal es si la formación resistiera la presión de circulación durante la cementación. El asentamiento de la tubería conductora es un verdadero problema, especialmente en aguas muy profundas e independientemente de las presiones de formación en las zonas más profundas. Adicionalmente, también deben de considerarse las presiones someras y el potencial de hidrocarburos.

Como se menciono anteriormente, dentro de las opciones que se tienen cuando el tirante de agua es grande, existen las opciones de utilizar un mayor número de sartas de revestimiento, por un lado y por otro, reducir la densidad del fluido de perforación arriba del fondo marino mediante el uso de un sistema de doble densidad. En la Figura 3.10 se muestra una comparación entre el número de sartas de revestimiento utilizadas cuando se trabaja la perforación convencional con riser marino y el número de sartas utilizadas cuando se omite el uso de riser marino.

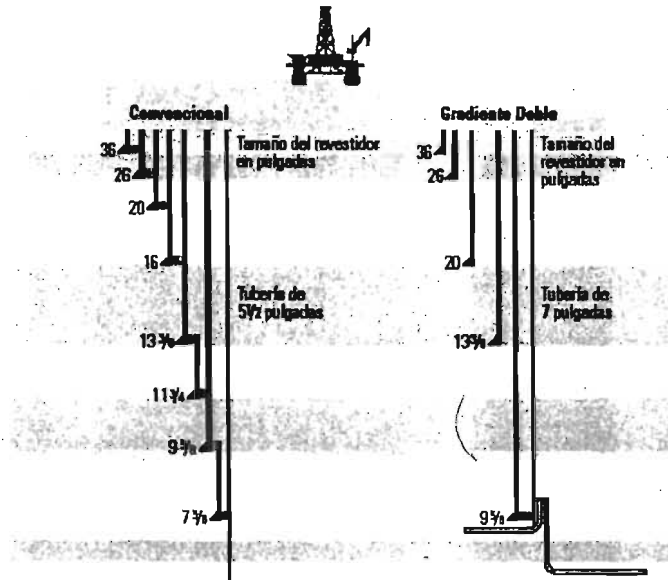


Figura 3.13 El uso del método del gradiente doble requiere una menor cantidad de sartas de revestimiento y permite un revestidor de terminación de mayor diámetro. El menor número de sartas de revestimiento utilizado en la perforación en aguas profundas con gradiente doble (*derecha*) comparado con la perforación convencional (*izquierda*) permite disminuir costos y posibilita el uso de una tubería de producción de mayor diámetro en el fondo del pozo, con la cual se obtiene mayor productividad.

En realidad existe poca información sobre los aparentes gradientes de presión de fractura en aguas profundas. Esto demuestra los requerimientos para nuevas técnicas de perforación, entre las cuales se incluyen las siguientes:

- 1) Perforación mediante circulación de fluidos sólo en la parte superior del lecho marino, esto es, la perforación sin riser marino.
- 2) La perforación con espuma reduce la densidad del fluido con niveles tolerables.
- 3) El uso de una bomba en el fondo del agujero permite la perforación con circulación inversa, bombeando la carga de recortes generados por la barrena hacia la superficie.

III.2.7.2 Tendencia sobre el diseño de las tuberías de revestimiento.

Una vez que se han calculado los gradientes de presión de poro y de fractura, que se han determinado los perfiles de temperatura e identificado los riesgos geológicos, se puede entonces empezar el diseño de las tuberías de revestimiento.

La mayoría de los diseños de sartas de revestimiento para aguas profundas ha seguido rutas convencionales. Para el desarrollo de un campo en aguas profundas, generalmente es necesario que sea diseñado para una máxima producción. El tamaño de la tubería de producción requerida determinará entonces el mínimo tamaño de tubería de revestimiento:

- a) Conductora de 30"
- b) Tubería superficial de 20"
- c) Tubería intermedia de 13-3/8"
- d) Tubería intermedia de 9-5/8"
- e) Tubería corta de 7"

III.3 Control de Pozos y Equipos Submarinos.

Una de las mayores preocupaciones durante la construcción y la operación de los pozos submarinos consisten en mantener el control del pozo en todo momento. Sin embargo esto está limitado por el Flujo de Aguas Someras

III.3.1 Flujo de aguas someras.

En áreas como el Golfo de México, los peligros relacionados con el flujo de fluidos provenientes de zonas someras dificultan la construcción de los pozos. Estas zonas que se encuentran por debajo del lecho marino son capaces de producir agua y cuando se les atraviesa con una sarta de perforación pueden provocar graves problemas de inestabilidad del agujero (Medley, 2000)¹². Por otra parte, las zonas con flujo de agua impiden el perfilaje y las operaciones de entrada a pozo abierto, además del emplazamiento de cemento por detrás de la tubería de revestimiento

III.3.1.1 Mecanismos que originan el flujo de aguas someras.

Partiendo de estudios realizados en pozos en aguas profundas, se han identificado cuatro mecanismos que originan el flujo en aguas profundas (Alberty, 1999)¹³, estos son (ver apéndices):

- 4) Fracturas Inducidas.
- 5) Almacenamiento Inducido.
- 6) Arenas Geopresionadas en Intervalos del Conductor.
- 7) Transmisión de Geopresiones a través de los Canales de Cemento.

El flujo de aguas someras, es reconocido como uno de los principales problemas para las operaciones de perforación en aguas profundas en el Golfo de México desde que se observó por primera vez en 1985. En 70 % de los pozos perforados en aguas profundas han experimentado flujo de aguas someras (Alberty, 2000)¹⁴. El flujo de aguas someras ha sido identificado como uno de los 5 problemas más importantes que debe ser atacado en la explotación y producción en aguas profundas, por lo que los operadores han desarrollado varias estrategias y productos para combatirlos.

El control del flujo de aguas someras se hace más difícil debido al problema de la ventana operativa reducida del fluido de perforación. Los problemas asociados con el flujo de aguas someras han sido de gran impacto para los costos de exploración, perforación y desarrollo de campos en las zonas propensas al flujo de aguas someras. En un estudio realizado de 106 pozos en zonas con flujo potencial de aguas someras se determinó que se gastó un total de 175 millones de dólares tanto en actividades de prevención como de solución al problema, lo que es aproximadamente 1.6 millones de dólares por pozo.

Generalmente un pozo gasta el 34 % en prevención y el 66 % en soluciones (Alberty, 2000). Debido a los altos costos que este problema provoca, la mayoría de los operadores prefieren primero identificar las zonas con flujo potencial de aguas someras y después tratar de mitigarlos con una inversión pequeña, ya que las zonas con flujo de aguas someras no son de interés económico.

III.3.1.2 Problemas que se presentan por el flujo de aguas someras.

Dentro de los problemas que se generan por la presencia de flujo de aguas someras se han identificado los siguientes:

- a) Brotes.
- b) Pérdidas de circulación.
- c) Pandeo de las tuberías de revestimiento.
- d) Problemas asociados con la cementación de la tubería de revestimiento.
- e) Formación de hidratos.

a) Brotes

Han sido documentados casos en donde la tubería de perforación ha presentado brotes inmediatamente al perforar la zona de arenas someras. El mecanismo exacto que ocurre al producir la presión de impulso que expulsa violentamente la tubería de perforación no ha sido bien identificado. Solo se sabe por el operador, que fue en una zona geopresionada y que la formación estaba bajobalanceada. El intervalo fue perforado sin riser el cual pudo haber ayudado a darle la rigidez necesaria a la sarta de perforación. La sobrepresión en las arenas pudo haber sido suficiente para levantar el aparejo de fondo fuera del pozo. El hinchamiento de las arcillas pudo haber reaccionado lo suficiente y formar un sello alrededor de la barrena y actuar como un pistón en el pozo.

b) Pérdidas de Circulación.

Los flujos de aguas someras se extienden hasta el lecho marino dando como resultado flujo cerca de la cabeza del pozo, pequeñas fisuras en el lecho marino, volcanes de fluido de perforación, grietas y cráteres. Algunas veces causan extensos flujos de fluido de perforación en el lecho marino, fracturas y cañones que se extienden decenas de metros

La perforación con pérdida de circulación inducida, usualmente se presenta en el primer intervalo del riser, por ejemplo, en la tubería de revestimiento de 16". Debido a que la zapata superficial se asienta generalmente a 600 m debajo del fondo marino, la ventana operativa del fluido de perforación es aun mas reducida. El bajo esfuerzo de las arenas no consolidadas en las zonas someras hace mas crítico el problema.

c) Pandeo de las Tuberías de Revestimiento.

El flujo de aguas someras se manifiesta regularmente como un flujo que sale por una abertura proveniente de la cabeza del pozo. El tamaño de este flujo varía desde un simple y pequeño

goteo hasta una corriente muy fuerte. En este caso no se ha logrado un aislamiento total de la zona, debido a la contaminación del cemento que es resultado del flujo. Los flujos detrás de la tubería de revestimiento pueden ocasionar el aumento del daño por fricción entre la tubería de revestimiento y la formación, el hundimiento en el cabezal del pozo y de la tubería de revestimiento, además de su pandeo.

d) Problemas Asociados a la Cementación de las Tuberías de Revestimiento.

La cementación de la tubería de revestimiento a través de intervalos con flujo de aguas someras ha presentado canalizaciones de cemento. Sin embargo, se ha desarrollado un proceso efectivo de cementación. El flujo, por el espacio anular es un problema importante que se combina con la baja temperatura, son espacios anulares grandes y bajas densidades de la lechada de cemento. Se utilizan fluidos pre-cementantes SSF (Stable Spotting Fluids por sus siglas en inglés) en lugar de fluidos de control convencionales antes de bajar la tubería de revestimiento. Este tipo de fluido contiene componentes cementantes que eventualmente provocan un endurecimiento del fluido. Cualquier fluido que no sea desplazado por la lechada de cemento se endurecerá para formar una materia como cemento para asegurar un sello anular completo. Se ha probado que las cementaciones con espuma parecen ser las lechadas más efectivas para controlar los flujos de aguas someras.

El incrementar la compresibilidad de la lechada es la parte crítica para controlar los flujos anulares severos. Las cementaciones con espuma proporcionan alta compresibilidad, excelente ductibilidad, mejora el aislamiento térmico y desarrollan resistencias a la compresibilidad superiores a bajas temperaturas.

e) Formación de Hidratos.

La formación de los hidratos durante las operaciones de control de pozos en aguas profundas puede tener muchos efectos adversos. En el tema 3.3.2 se revisaran con más detalle cada uno de ellos.

III.3.2 Efectos de la formación de hidratos de metano.

La formación de hidratos durante las operaciones de control de pozos en aguas profundas tiene muchos efectos adversos (Barker, 2000)¹⁵, entre los cuales se pueden incluir:

- 1) Taponamiento de las líneas de estrangulación y las líneas de matar, impidiendo su uso en la circulación del pozo.
- 2) Formación de un tapón en los Preventores o debajo de ellos lo cual impide la supervisión de la presión del pozo por debajo de ellos.
- 3) Formación de un tapón alrededor de la sarta de perforación en el riser, los Preventores o la tubería de revestimiento, lo cual impide el movimiento de la sarta de perforación.
- 4) Formación de un tapón entre la sarta de perforación y los Preventores lo cual impide el cierre completo de los Preventores.
- 5) Formación de un tapón en la cavidad del ariete de un preventor cerrado impidiendo que este se pueda abrir completamente.

III.3.2.1 Control de hidratos.

Según Yusig et al (1997)¹⁶, los esfuerzos por controlar los problemas potenciales que originan los hidratos, las herramientas y los medios para hacerlo se enfocan a la aplicación de los métodos de predicción, de prevención y remoción.

a) Método Predictivo.

Los métodos de predicción, consisten esencialmente en los cálculos del comportamiento termodinámico que hacen posible determinar las curvas de disociación de hidratos. Ya que la formación de hidratos puede ocurrir a bajas temperaturas, desde un punto de vista más práctico, la curva de disociación es normalmente considerada como el límite para la formación de hidratos.

b) *Métodos de Prevención.*

La única manera de prevenir la formación de hidratos es mantener las condiciones de presión y temperatura fuera de la región de formación de hidratos (determinada por la curva de disociación). Esto se puede lograr mediante el aislamiento o calentamiento de las tuberías o equipo para reducir las pérdidas de calor. Esto puede ser logrado también, mediante el movimiento de la curva de disociación hacia la zona de bajas temperaturas con la ayuda de la inyección de inhibidores termodinámicos. Ambas soluciones tienen un gran impacto económico y limitantes técnicas.

III.3.3 Sistemas de control.

El control de pozos en aguas profundas, presenta numerosos problemas. Una parte esencial durante un procedimiento de control de un pozo, consiste en mantener la presión de fondo constante mientras varía la presión de bombeo y el tamaño del estrangulador. Por tal razón, el desarrollo de programas de cómputo es de gran utilidad para simular situaciones de control de pozos y así elaborar procedimientos que permitan trabajar adecuadamente y conocer los limitantes de operación del equipo.

Dentro de los retos que enfrentan la industria petrolera y lograr el control de un pozo en aguas profundas se encuentran:

- Bajos gradientes de fractura
- Flujos de aguas someras
- Inestabilidad mecánica y fisicoquímica del pozo
- Nuevos diseños de tuberías de revestimiento
- Nuevas técnicas de control de pozos
- Detección temprana de brotes
- Procedimientos especiales para matar el pozo
- Gas acumulado en el riser
- Bolsas de gas atrapadas en los preventores
- Control de hidratos.

En la actualidad existen cinco tipos de sistemas de control disponibles para la operación de los sistemas de producción submarinos (Vigeant, 1998)¹⁷. Recientemente, se han comenzado a desarrollar nuevos tipos de sistemas de control, utilizando tecnologías de fibra óptica.

Los cinco tipos de sistemas de control utilizados para la operación de los sistemas submarinos son:

- Hidráulicos Directos
- Hidráulicos con Válvulas Piloto
- Hidráulico Secuencial
- Electrohidráulico
- Electrohidráulico Multiplexado

Los problemas que han presentado los sistemas de control conocidos, se manifiestan a continuación:

a) La presión de Operación Hidráulica.

Las presiones de operación hidráulicas para un sistema de producción submarino serán probablemente incrementadas en aguas profundas para contrarrestar los efectos adversos de la profundidad sobre los tiempos de respuesta y la eficiencia de acumulador. Incrementando la presión de operación hidráulica desde 3000 pies hasta 5000 psi se obtienen mejores tiempos de respuesta y una pequeña capacidad del acumulador para las mismas tareas (Cameron, 2004)¹⁸.

b) Tiempos de Respuesta Prolongados.

El tiempo de respuesta de las señales hidráulicas aumenta debido al efecto de la profundidad. Los sistemas de control multiplexados están muy bien probados para aplicaciones de producción y perforación en aguas profundas. Los sistemas de control eléctricos aunque no están bien probados ofrecen ventajas significantes en la potencia y en las velocidades de transmisión. Es muy importante revisar los sistemas de control en aguas profundas para seleccionar aquel que ofrezca el sistema apropiado de señal y de potencia.

c) Acumuladores submarinos.

Los acumuladores submarinos llegan a ser problemáticos porque la precarga necesaria para contrarrestar la presión a una cierta profundidad impide que se complete la prueba del sistema de control antes de que este funcione y limita las funciones que deben ser verificadas en la superficie antes de la instalación submarina.

d) Conectores Eléctricos.

Los conectores conductivos han sido probados a las profundidades de interés y se observó que estos se desalineaban y descalibraban sobre todo para grandes tirantes de agua. La principal causa de falla es que existe humedad y ruptura de las conexiones, para ello se ha implementado el uso de uniones conductivas y uniones inductivas.

e) Distribución química y medición.

La distribución y medición de los productos químicos de los pozos es un problema serio para los operadores, debido a que es necesario una dosificación química exacta a muy bajos costos, además de una buena distribución de las tuberías ya que varias localizaciones submarinas necesitan líneas de inyección química individual desde la superficie para cada pozo. Esto incrementa significativamente el costo de los umbilicales. Se debe minimizar el número de líneas de abastecimiento químico desde la superficie para garantizar el control de la dosificación de los químicos requeridos.

f) Paquetes Compatibles con ROV's.

Para superar algunos de los problemas clave de los sistemas de control en aguas profundas, tales como el manejo del equipo, la longitud y complejidad de los umbilicales, es necesario que los pods de control y otras herramientas de los sistemas de control convencionales sean compatibles para trabajar con ROV's.

g) Corrosión

El costo de los materiales utilizados en los modelos de control submarinos es mínimo e irrelevante cuando se compara con las consecuencias de falla por corrosión. La corrosión superficial es solo uno de los aspectos del problema. Los agrietamientos y picaduras por

corrosión pueden afectar los metales mas comúnmente utilizados. Por otra parte dentro de los sistemas de control en aguas profundas, que existen actualmente, existen diferentes factores que limitan su funcionamiento, causando así desventajas que pueden reflejarse económicamente.

III.3.4 Arreglo de conjunto de preventores.

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

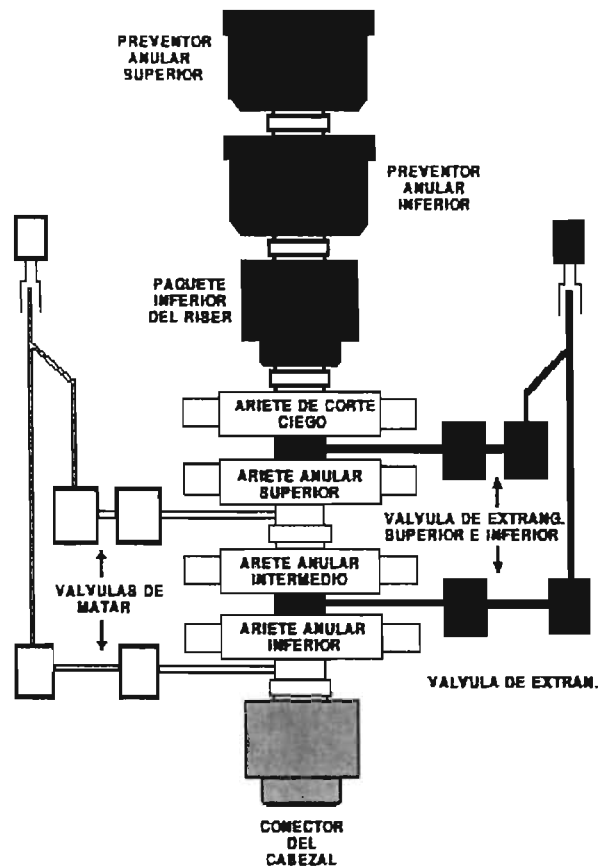
Existen tres tipos de arreglos de preventores (ver Apéndice C) utilizados en la perforación en aguas profundas:

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

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

- Las bajas temperaturas causan problemas de gelación del fluido de perforación afectando a los elastómeros de los preventores y además permitiendo la formación de hidratos (ver figura 3.12).
- Problemas con la capacidad de los arietes y con sus sistemas de cierre.
- Problemas de la capacidad de sello de los preventores originados por la presencia de hidratos.
- Necesidad de nuevas configuraciones o arreglos de preventores.
- Problemas con los sistemas de control relacionados con los tiempos de respuesta.

- Pérdidas de tiempo ocasionados por fallas en los subsistemas de los preventores (preventor anular, conector, junta flexible, preventor de arietes, válvula de la línea de matar y de estrangulamiento y del sistema de control). Esta pérdida de tiempo representa en la perforación en aguas profundas aproximadamente el 4% del tiempo de perforación.



^Figura 3.14 El arreglo tiene un tamaño de 18 3/4 de pulgada y durante la perforación trabaja con un promedio de presión de 15,000 psi. El arreglo esta formado por tres preventores anulares y de cuatro preventores de arietes. El sistema típico consta de tres o cuatro líneas de salida. Cada línea de salida está conectada a la línea de estrangulamiento o a la línea de matar a través de dos válvulas de retención que cuentan con un sistema que permite ajustar automáticamente una falla o error al detonar un aparato automático.



^Figura 3.15 Muestra el efecto de un brote de gas en el conector de la cabeza, teniendo como efecto el rompimiento de los sellos de la brida del preventor.

III.3.5 Problemas en el control de brotes.

Un brote se define como un problema de control de un pozo en el cual la presión de la formación es mayor que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Cuando se presenta esta situación, la presión de la formación hace que los fluidos que se encuentran en ella fluyan hacia el interior del pozo, este flujo es llamado brote. Cuando este es controlado exitosamente, se dice que se ha matado el pozo; de manera inversa, si el brote no se controla se presenta el descontrol del pozo y se tiene un reventón (ver figura 3.13). (Ramírez, 2003)¹¹.

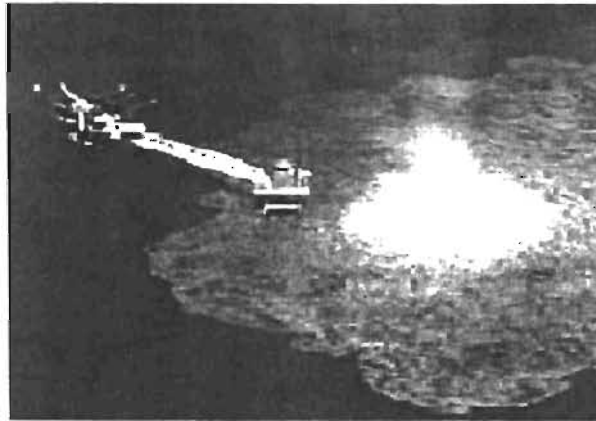
Los fluidos de la formación asociados con un brote son: aceite, agua, gas o una combinación de ellos. Existen diferencias en la forma como van cambiando las presiones que van asociadas a un brote de gas o de líquidos, a medida que se circula el brote. La severidad de un brote depende principalmente de dos factores:

- De la permeabilidad de la roca.
- De la presión diferencial impuesta.

a) Brote de gas¹⁹.

Este tipo de brote es el más peligroso, debido a que las presiones que debe soportar tanto la tubería de revestimiento como la formación expuesta, son las mayores. También debe considerarse la tendencia del gas a migrar a través de la columna de fluido cuando no esta

circulando. Si el gas migra sin que se le permita expandirse, mantendrá su misma presión a medida que se mueve y por lo tanto, aumenta la presión en todos los puntos del pozo, incluyendo la presión de fondo en la tubería de perforación. A medida que este tipo de brote se circula con un control adecuado, la presión en la tubería de perforación aumenta continuamente hasta que el gas llegue a la superficie y a medida que el gas empiece a salir del pozo, la presión en la tubería de revestimiento para comenzar a disminuir .



^Figura 3.16 Muestra el escenario de un brote y como consecuencia un reventón en aguas profundas, teniendo como resultado uno de los mayores problemas, LA CONTAMINACION, así como perdidas económicas muy grandes. (Fuente Petrobras, 2004)

b) *Brote de un Líquido*¹¹.

Un brote de líquidos no se expande a medida que se va circulando y las variaciones de la presión en la tubería de revestimiento son mucho menor que las asociadas con un brote de gas. Con frecuencia ocurre que la presión en la tubería de revestimiento disminuye a medida que el brote se circula, desde el espacio anular frente a los lastrabarrenas, hacia el espacio anular de mayor área frente a los lastrabarrenas, hacia el espacio anular de mayor área frente a la tubería de perforación. Esto se debe a que los fluidos del brote ocuparan menor espacio vertical en aquella parte de la sarta donde exista una mayor capacidad. Una disminución de la presión en la tubería de revestimiento es una clara indicación de un brote de agua y esta presión debe permanecer más o menos constante mientras se circula el brote.

La mayoría de los problemas en aguas profundas pueden dividirse en dos categorías:

- a) Brotes que se presentan sin tener una cantidad suficiente de tubería de revestimiento cementada que permita utilizar los métodos convencionales de control.
- b) Brotes que se presentan con suficiente tubería de revestimiento cementada con lo cual se puede cerrar el pozo.

Los posibles problemas que se tendrán ante la presencia de un brote en aguas profundas son:

- o Fugas en el conjunto de preventores.
- o Perdidas de la bomba de circulación de brotes.
- o Estrangulador taponado.
- o Barrena parcialmente taponada.
- o Estrangulador o múltiple de estrangulación erosionado.
- o Perdida de capacidad de circulación con la barrena en el fondo.
- o Desprendimiento de una tobera.
- o Brote con falla en la tubería de revestimiento y/o en el cemento.
- o Presiones excesivas en la tubería de revestimiento.
- o Presiones excesivas en la tubería de perforación.
- o Colapso del Riser de Perforación.
- o Rotura en la sarta.
- o Ruptura en la tubería de perforación.
- o Perdida de circulación arriba en la zona del brote.
- o Ocurrencia de brotes con la barrena fuera del fondo.
- o Ocurrencia de brotes sin tuberías dentro del pozo.
- o Desequilibrio de la Plataforma debido a la disminución de la densidad del agua de mar.
- o Contaminación al medio ambiente.

III.3.5.1 Métodos de detección temprana de brotes en aguas profundas.

Según Hargreaves et al (2001)²⁰, en la literatura es aceptado que la medición del flujo es el indicador mas rápido para la detección de un brote. Existen diferentes indicadores para la

predicción de brotes, por ejemplo: incremento de volumen de lodo en presas, nivel del gas, incremento del ROP (debido a la presión de poro), decremento de la densidad del lodo (debido al gas disuelto) y el aumento de la presión anular. Sin embargo, los datos del flujo muestran más rápidamente los indicadores implícitos en la superficie.

Uno de los problemas con el uso de datos de flujo es el alto nivel de ruido que se imprime en toda la medición. El flujo de lodo y el sube y baja del equipo en aguas profundas es un problema existente en la detección de brotes, debido al ruido.

En la perforación en aguas profundas se utilizan métodos de detección de brotes diferentes a los utilizados en pozos terrestres y pozos submarinos con tirantes de agua someros debido a los efectos geométricos del arreglo de preventores en el fondo marino (Hargreaves et al, 2001), los cuales son:

- Un volumen anular muy grande en el riser cuando los preventores están abiertos.
- Un volumen muy pequeño en la línea de estrangulamiento cuando los preventores están cerrados.

La gran capacidad del riser hace que la detección temprana de brotes sea complicada en aguas profundas, ya que es necesario cerrar el pozo antes de que el gas pase por los preventores.

a) Herramientas de Medición MWD.

Este es un sistema para la detección temprana de brotes cuando se perfora con un sistema de gradiente doble en aguas profundas. Uno es la presión negativa generada por una herramienta MWD emitida por una fuerte señal. Esta señal viaja a través del espacio anular y puede ser supervisada por un sensor localizado en el conjunto de preventores. La amplitud acústica y el ángulo de fase de la onda acústica presentan grandes variaciones por pequeños cambios en la frecuencia natural.

b) Sistemas de Detección de Brotes Basado en la Medición en la Diferencia Crítica de Flujo.

El flujo es una medida que proporciona la indicación más rápida de un brote. Por lo tanto, los datos de flujo son el indicador más empleado. Uno problema en los métodos convencionales es el alto nivel de ruido al momento de tomar las mediciones de flujo. El flujo de fluido de perforación es medido con sensores, los cuales son particularmente sensibles. En el caso de aguas profundas, también han causado problemas con los sistemas de detección de brotes.

Estos sistemas de detección de brotes dependen únicamente de la diferencia crítica de flujo como indicador para detectar brotes, el cual consiste de una alarma que es generada cuando el flujo neto del pozo excede el nivel predeterminado. La segunda generación de sistemas emplea un método más sofisticado de la medición de esa diferencia de flujo. Este sistema incrementa la tolerancia al ruido y también reduce las situaciones de falsa alarma.

III.4 Instalaciones y Equipo de Perforación.

La tendencia actual de la industria petrolera marina de moverse dentro de aguas profundas cada vez más profundas ha conducido a incrementar los cambios en el anclaje de unidades en aguas profundas. Los sistemas de anclaje y su desarrollo son ahora vistos por los operadores como una técnica contrastante sobre el costo efectivo de desarrollo de campos en aguas profundas.

En muchos casos, debido a los altos costos de establecimiento de una unidad de perforación en una localización en aguas profundas, deben ser desarrolladas soluciones a los problemas de anclaje cuyos costos efectivos hagan variable la explotación en aguas profundas. De la misma manera, para la producción en aguas profundas se requiere un método seguro y económico de anclaje de unidades de producción.

III.4.1 Anclaje de unidades flotantes.

Generalmente los sistemas de anclaje representan el 20 % del total de los costos de la arquitectura de cualquiera de las unidades flotantes submarinas incluyendo los costos de los sistemas de risers, malacates y las estructuras submarinas asociadas (Noboyoshi, 1979)²¹. Los problemas de los sistemas de anclaje en aguas profundas son principalmente problemas de operación. Las operaciones de anclaje en aguas profundas requieren de un proceso de planeación complejo. En aguas someras, la planeación requerida para asegurar un eficiente y efectivo costo de operación es relativamente directo. Para el anclaje en aguas profundas, sin embargo, los niveles de complejidad, dificultad y costos asociados se incrementan de manera exponencial con el aumento de la profundidad. Para cualquier unidad anclada, ya sea móvil o fija, el sistema de anclaje debe ser seguro. Para asegurar el sistema de anclaje y lograr que sea desarrollado eficientemente y con un costo efectivo es necesario planear la estrategia de instalación e identificar en una etapa temprana las unidades flotantes que serán utilizadas para el desarrollo de un sistema de anclaje.

Las primeras restricciones en la planeación de las operaciones de instalación de un sistema de anclaje en aguas profundas son:

- o *Peso del Sistema de Anclaje:*

La catenaria en los sistemas de anclaje combinados en aguas profundas se ha desarrollado con respecto a la catenaria desarrollada en sistemas de anclaje en aguas someras. Las unidades de perforación ancladas con capacidad en aguas profundas son, en general, tensionadas con sistemas de anclaje combinados. Tal combinación de sistemas, dependiendo del componente de longitud por unidad de peso, puede ser usada exitosamente en tirantes de agua de hasta 1500 metros.

A pesar de que el funcionamiento del sistema es considerado en general como bueno, existen problemas significantes que surgen durante el despliegue del anclaje y su restablecimiento debido al peso del sistema de anclaje. Esto limita las opciones para la selección de unidades.

- *Cargas de Despliegue*

Sistemas de Catenaria: Los sistemas de anclaje de catenaria para equipo de perforación móvil generalmente se ajustan con anclas de arrastre empotradas. El diseño de las anclas de arrastre empotradas requiere que no se generen fuerzas de elevación en el ancla mediante el sistema de anclaje. Esto requiere entonces que el sistema de catenaria quede bien anclado.

Daño del Equipo de Anclaje: El sistema de anclaje de piernas tensionadas no está disponible para equipos de perforación en aguas profundas como tal, sin embargo, este es usado en aplicaciones de unidades de producción en aguas profundas, en los cuales se puede incluir un equipo de perforación.

Las cargas de despliegue sobre las anclas de empuje de las unidades pueden disminuir significativamente si se usan los sistemas de anclaje de patas tensionadas. Sin embargo, debido a la naturaleza de estos sistemas, las anclas de arrastre empotradas (las cuales son los tipos de anclas más fácilmente desplegables y recuperables) no pueden ser usadas debido a las altas fuerzas verticales impuestas en la ancla. A la fecha, las anclas usadas para los sistemas de patas tensionadas han sido los pilotes convencionales (de empuje o perforables y de concreto), los pilotes de succión o las anclas de cargas verticales.

Los pilotes de anclaje convencionales requieren unidades flotantes y especializadas para su despliegue en el fondo marino. Los pilotes de succión y las anclas de cargas verticales se despliegan mediante las anclas de empuje de las unidades flotantes de gran capacidad.

Daño del Equipo de Anclaje: Los sistemas de anclaje en aguas profundas son generalmente hechos con combinaciones de cadena y cable de acero o cadena y cable sintético. Debido a su tamaño, la integridad de una cadena de anclaje de una unidad flotante no es generalmente de interés durante la planeación de operación de un sistema de anclaje en aguas profundas. De este modo, la cadena es inspeccionada y renovada solo cuando es necesario.

Las líneas de anclaje de un sistema con cables de acero son muy gruesas, sin embargo, son más susceptibles al daño que las cadenas. La causa del daño del anclaje con cable de acero

es generalmente debido al uso y rompimiento durante las operaciones de despliegue y recuperación.

La mayoría de las formas de daño a los cables de acero pueden ser evitadas a través de un buen diseño y planeación, la selección de un sistema adecuado de equipo marino de anclaje y mediante el uso de procedimientos correctos de manejo del sistema de anclaje.

Los cables sintéticos de anclaje, aunque no son muy gruesos, están sujetos al daño durante las operaciones de despliegue y recuperación. Así como sucede con los cables de acero, los cables sintéticos son más susceptibles a ser dañados durante las operaciones de manejo.

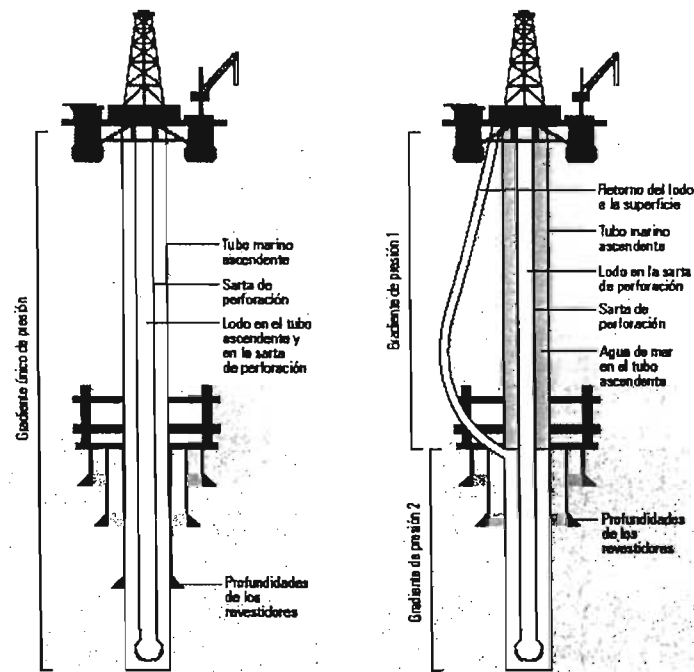
III.4.2 Concepto del sistema de doble gradiente.

El concepto básico de la perforación de doble gradiente según Goldsmith (1998)²² es crear una situación en la cual el pozo percibe que solo existe agua marina por encima del lecho marino, para ello se utilizan dos tipos de fluidos, el primero es agua marina y se localiza dentro del riser entre el equipo superficial y el fondo marino, y el segundo, el fluido de perforación que va del fondo marino hacia el pozo, asentando el equipo en el lecho marino para permitir trazar al pozo como si este fuera un pozo terrestre (ver figura 3.17).

En la figura 3.15 se muestra que la línea de presión hidrostática del fluido de perforación representa a una columna de fluido de bajo peso interceptando las líneas de presión de poro y de presión de fractura en un ángulo muy grande. El intervalo de profundidad vertical bajo el cual este gradiente de fluido de perforación ligero es capaz de permanecer dentro de las líneas de presión de poro y de presión de fractura es bastante corto y debe asentarse una tubería de revestimiento para prevenir la pérdida de circulación o las entradas de fluido al pozo.

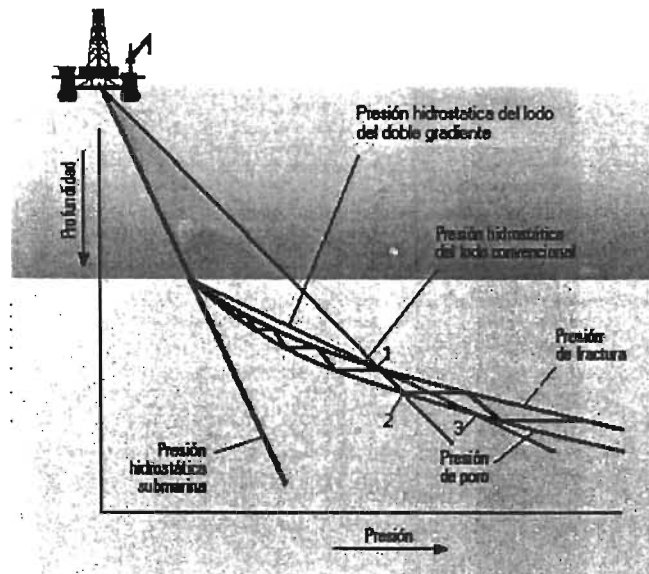
Recíprocamente, con el sistema de doble densidad, al empezar en el fondo marino con una pendiente reducida entre las líneas de los gradientes de presión de poro y de presión de fractura, la línea de doble gradiente permite de manera significativa mayor profundidad entre los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento como se ilustra en la figura 3.18.

Se debe tomar en cuenta que aunque el agujero esta expuesto a una presión ejercida solamente por el agua de mar encima del fondo marino, en realidad el fluido está siendo regresado al equipo. La tecnología de perforación con doble gradiente debe vencer los obstáculos mecánicos relacionados con el regreso del fluido y de los recortes al equipo sin exponer al agujero a la presión de la columna de fluido que se ejerce en el fondo del mar.



^Figura 3.17 Tecnologías de perforación en aguas profundas: convencional (*izquierda*) y con levantamiento submarino del lodo (*derecha*). En la perforación convencional, el peso de la columna de lodo en el tubo ascendente a menudo es demasiado elevado para perforar sin provocar fracturas en las formaciones débiles. La tecnología de levantamiento submarino del lodo permite aislar el lodo y bombearlo de regreso a la superficie fuera del tubo ascendente para aliviar la carga, lo cual permite continuar con la perforación sin llegar a fracturar la formación.

La selección de equipo, es uno de los puntos cruciales para el diseño del sistema de doble gradiente, por lo cual es un proceso crítico que deben superar los operadores y las compañías. Para ello es necesario adaptar el equipo existente y desarrollar equipo nuevo. Los sistemas de doble gradiente requieren algunos componentes especializados que no son usados en la perforación convencional, algunos de ellos incluyen:



^Figura 3.18 Comparación de los efectos de la presión hidrostática en un sistema de perforación convencional y en una perforación con sistema de doble gradiente.

- Bombas para regresar el fluido de perforación, desde el lecho marino hasta la superficie.
- Un abastecedor de energía para las bombas.
- Una fuente de energía hidráulica para operar válvulas submarinas.
- Una válvula en la sarta de perforación para eliminar el efecto de tubo en U asociado con la perforación con doble gradiente.
- Un dispositivo rotatorio submarino para proveer una barrena entre el fluido en el pozo y el agua marina en el riser.
- Tanques de doble circulación (uno para el equipo de perforación y otro para el agua marina).

Antes de integrar el equipo que será utilizado, estos deben someterse a pruebas, debido a que no existen equipos para doble gradiente. Para este tipo de proyectos deben trabajar distintos grupos de compañías.

- Aspectos Mecánicos.
- Métodos Operacionales.

- Métodos de Aislamiento Mecánico entre el Fluido y el Agua Marina
- Capacidad de Equipo.

En las referencias, se muestran artículos enfocados explicar en detalle cada una de las metodologías para llevar a cabo un sistema de doble gradiente en aguas profundas, estos métodos son: Inyección de Nitrógeno²³, Método de Doble Riser²⁴ y Mudlift²⁴.

III.5 Terminación de Pozos en Aguas Profundas.

Las técnicas de terminación deben tener avances que permitan una producción eficiente en aguas profundas. Cuando se diseña una terminación en aguas profundas o en superficie tradicional, los retos son complicados para la cabeza de pozo en el lecho marino, debido a las condiciones de presión y temperatura, requiriendo equipo y técnicas avanzadas.

La tecnología de terminaciones para pozos en aguas profundas debe realizarse con un esfuerzo de planeación muy grande para que la reparación y la intervención de pozos sean minimizadas. De la misma forma, los fluidos producidos deben ser evaluados para evitar los problemas de corrosión y los problemas de formación de parafinas para minimizar la intervención de pozos.

Las instalaciones convencionales, simplemente no pueden hacer frente a los escenarios actuales de desarrollos de campos complejos, críticos económicamente y ambientalmente sensibles. Pueden ser fácilmente accesibles pero también pueden desafiar las capacidades técnicas con sus localizaciones remotas, fronterizas, submarinas o en aguas profundas; reservas de alta temperatura y alta presión y producción flotante. Bajo estas condiciones es donde es más floreciente la creciente tecnología de pozos inteligentes. Las terminaciones inteligentes, están enfocadas a reducir la intervención de pozos (Intelligent Well System).

La tecnología de terminación de pozos es un aspecto clave en la maximización de la producción de pozos en aguas profundas. Las técnicas y procedimientos de terminación son generalmente similares, independientemente de la profundidad del agua. Sin embargo, a mayores profundidades, las opciones tecnológicas son más limitadas. Por ejemplo, si la

profundidad del agua sobrepasa los 6000 pies, la única opción de diseño del sistema es un sistema de cabeza de pozo submarino con árboles de producción sumergidos.

III.5.1 Tipos de terminaciones submarinas.

Se dice que los tipos de terminaciones submarinas son clasificados según el grado de dificultad de la instalación, manejo y operación, es decir, por la profundidad del tirante de agua (William Q Dyson, 1999)²⁵. De esta manera, los tipos de terminaciones submarinas pueden ser los siguientes:

- Terminación mudline (simple), tirante de aguas de hasta 100 m.
- Terminación con asistencia de buzos, tirante de agua de 60 a 215 m.
- Terminación de Asistencia a buzos con líneas guía, tirante de agua de 180 a 915 m
- Terminación con asistencia de buzos y sin líneas guía.
- Terminación con árboles horizontales.
- Terminación mudline y tie-back, tirante de agua de 60 a 100 m.

III.5.2 Selección del tipo de terminación para aguas profundas.

Según Wtzel et al (1999)²⁶, la selección del tipo de terminación debe estar basada primeramente en las condiciones del yacimiento. Características tales como la permeabilidad horizontal, la permeabilidad vertical, el número de intervalos, la presión del yacimiento, la extensión del yacimiento y las propiedades de los fluidos contenidos en el juegan un papel muy importante en la identificación del tipo de terminación mas conveniente. A continuación se mencionan brevemente dichas características para evaluar la terminación óptima de los pozos en aguas profundas:

a) Tipo de pozo y Comportamiento del yacimiento.

Para evaluar la efectividad relativa de las diversas opciones de terminación, se emplea generalmente un modelo de computación. Las dos opciones para el modelado están basadas en análisis de sistemas de pozos simples, en los cuales se toma en cuenta el flujo del

yacimiento y el efecto de la geometría del pozo sobre el ritmo de producción y la simulación del yacimiento, la cual predice el comportamiento del yacimiento a través del tiempo.

b) Compatibilidad de los fluidos de perforación.

La naturaleza de las arcillas de los intervalos es muy importante en la selección del tipo de terminación debido a que tienen diferentes reacciones con diferentes fluidos de perforación. Además de no provocar daño, el fluido de perforación debe ser capaz de proveer estabilidad al agujero. Las terminaciones con agujero descubierto son una buena opción solo si puede ser mantenida la estabilidad del pozo. Si están presentes arcillas reactivas, puede ser necesario utilizar un fluido de perforación base aceite. Sin embargo los fluidos base aceite traen consigo costos asociados con su uso, lo cual debe ser considerado en cualquier análisis de riesgo. Otro tipo de fluido que se considera importante cuando se selecciona un tipo de terminación con los fluidos de estimulación ácida, para lo cual es importante tomar en cuenta la mineralogía de la formación y la compatibilidad con los fluidos del yacimiento.

c) Productividad y daño a la formación.

Un factor muy importante que efectúa a la productividad del pozo es la manera como se ejecuta la terminación del pozo. Además, los costos de operación y de las malas prácticas, son un factor muy significativo en un proyecto tanto en pozos convencionales como en aguas profundas que se ven reflejadas en la vida del yacimiento.

Generalmente, las tres opciones más comunes cuando se habla de daño a la formación son:

- Intentar remover cualquier daño con ácido
- Desviar el daño con una fractura
- Prevenir el daño

Aunque es difícil eliminar todo el daño a la formación, mediante el seguimiento de algunas de las prácticas de operación que han sido detalladas en los últimos años, muchos de los mecanismos de daño pueden ser eliminados.

d) Recuperación de Reservas.

La productividad inicial es solo una parte del problema total generado por una terminación inadecuada, por ello para la selección del tipo de terminación debe ser considerado el esquema total del desarrollo del yacimiento. La perforación de pozos de alcance extendido es utilizada efectivamente para reducir el número total de pozos requeridos para desarrollar un campo. Se han perforado pozos horizontales que exceden los 2500 m en el Mar del Norte, mientras que los pozos laterales exceden los 1220 m y han sido exitosamente terminados con empacadores de grava. Sin embargo para obtener el beneficio total de los pozos de alcance extendido para explotar el yacimiento, debe ser controlada la entrada de fluidos a través de estos pozos.

e) Terminaciones Múltiples con Fracturamiento para Mejorar la Recuperación Vertical.

Las terminaciones múltiples son fracturamientos que ayudan a mejorar la producción de cada sección del intervalo, además, reducen el número de pozos requeridos para el desarrollo de un campo y mejoran la conductividad vertical de un yacimiento.

Otra tecnología que tiene beneficios económicos muy importantes es el uso de terminaciones multilaterales. Esta tecnología está evolucionando rápidamente y trae consigo significantes ahorros en los costos de perforación y en la reducción del número de cabezales requeridos.

III.5.3 Problemas que se presentan en las terminaciones en aguas profundas.

Según Dyson et al (1999)²⁵, los problemas que mas se reportan por los operadores que trabajan con pozos perforados en aguas profundas se enlistan a continuación:

- Elevados tiempos de terminación (proyectándose en los índices económicos).
- Altos costos de inversión.
- Problema de longevidad de las terminaciones.
- La terminación con árboles submarinos verticales presenta problemas asociados con la necesidad de desconexiones emergentes.
- Problemas de control de arenas.
- Problemas de control de la producción de agua.

IV. PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS

IV.1 Introducción.

La producción de hidrocarburos en ambiente submarino presenta un conjunto de desafíos tecnológicos de mayor envergadura que en la superficie terrestre y mucho más de lo que se puede abarcar aquí. En este capítulo se dan a conocer los principales problemas para desarrollar un pozo fluyente submarino en aguas profundas.

Diversos problemas son el resultado de condiciones físicas extremas. La confiabilidad de los equipos representa una gran preocupación en cualquier instalación submarina. Una vez que los equipos se encuentran instalados sobre el lecho del mar, se espera que se mantengan en esa ubicación a lo largo de la vida del pozo.

El diseño de los sistemas integrales de producción es de gran importancia para minimizar las caídas de presión por fricción y elevación, ya que son los pozos y risers verticales los elementos que consumen entre un 60 y 80 % de energía del yacimiento. Aunado a esto, las distancias que la producción debe viajar, propician que el hidrocarburo en ocasiones no llegue hasta la superficie, ocasionando contra presiones y disminución de la producción.

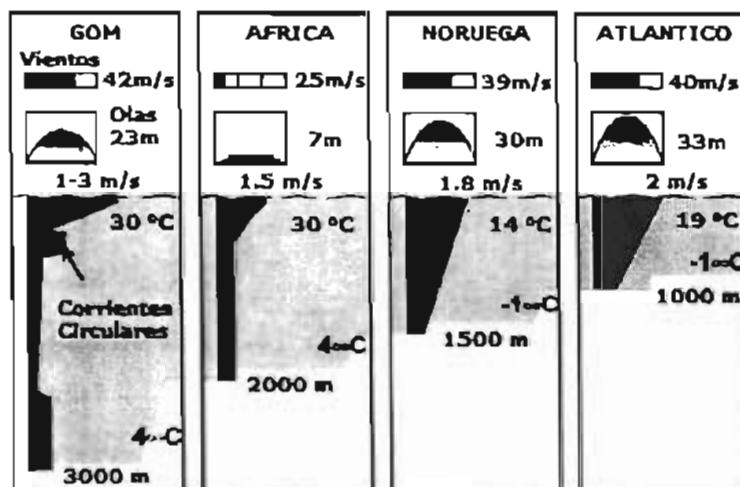
A las profundidades de agua en cuestión, el desplazamiento de hidrocarburos a través de las tuberías, las válvulas, risers y ductos de conducción de la producción implica un esfuerzo considerable. Las bajas temperaturas y las altas presiones pueden provocar la precipitación de sólidos, que reducen o bloquean completamente el flujo.

La precipitación de asfaltenos y parafinas constituye un problema en ciertos yacimientos, donde, por lo general se deberá recurrir a una intervención en algún punto de la vida del pozo. Las incrustaciones de minerales también pueden restringir el flujo, por lo cual es necesario impedir su formación o eliminarlas. La formación de hidratos de gas sólidos puede causar bloqueos en las tuberías y en las líneas de flujo, en especial cuando una mezcla de agua y

gas se enfria mientras fluye a lo largo del lecho marino a través de una tubería de gran longitud.

IV.2 Problemas por condiciones Ambientales Físicas.

Los desafíos meteorológicos y oceanográficos en aguas profundas, se puede resumir en términos de vientos, olas, corrientes y altas temperaturas en la superficie del mar (Barley, 2000)¹. En la figura 4.1 se muestran los diferentes tipos de valores numéricos, necesarios para que los diseños sean resistentes ante estas condiciones. En esta figura se muestra en términos numéricos, una comparación de los riesgos meteorológicos y oceanográficos, en las principales provincias del mundo, siendo el Golfo de México una provincia que presenta grandes eventos meteorológicos y oceanográficos.



^Figura 4.1 Datos Medidos de los Eventos Meteorológicos y Oceanográficos en las Principales Provincias Petroleras en Aguas Profundas

IV.2.1 Huracanes.

Un ciclón tropical es un sistema de baja presión que deriva su energía principalmente de la evaporación del mar, y la condensación asociada a nubes convectivas cerca de su centro.

Kleinschmidt (1951), fue el primero en reconocer que la fuente de energía de los huracanes, reside en el desequilibrio termodinámico entre la atmósfera tropical y los océanos.

La razón de transferencia de calor del océano a la atmósfera, está en función de la velocidad del viento en superficie, siendo tema de mucha controversia e investigación. En esencia, la génesis de un huracán puede pensarse como una superficie de viento inducido, originada por una inestabilidad de amplitud finita en el intercambio de calor de la atmósfera tropical (WISHE, por sus siglas en inglés), donde al incrementarse la intensidad del viento en superficie, se incrementa la transferencia de calor procedente del océano, llevando a la intensificación de la tormenta y así sucesivamente (Emanuel, 1986).

Estructuralmente hablando, los vientos ocasionados por un ciclón tropical alcanzan su máxima intensidad cerca de la superficie (una consecuencia de ser de "núcleo cálido" en la troposfera), decreciendo paulatinamente hacia arriba hasta que el flujo se vuelve anticiclónico, aproximadamente a unos 15 km de la superficie. El término "núcleo cálido" se refiere a que en un mismo nivel de presión, el aire localizado en el centro del ciclón, es más cálido del que se encuentra en la periferia (ver figura 4.2).



^Figura 4.2 Estructura del Huracán "Floyd" en el GM (Fuente: NOAA)

Un ciclón tropical con vientos sostenidos de entre 17 y 32 m/s es conocido como tormenta tropical, mientras que un ciclón tropical con vientos sostenidos ≥ 33 m/s es referido como un huracán o tifón. Una vez que un ciclón tropical tiene vientos sostenidos ≥ 50 m/s, es referido

como un huracán mayor o superfión. Los huracanes también son clasificados por el daño que pueden causar utilizando la escala de intensidades Saffir-Simpson (Tabla 4.1).

Categoría	Presión (hPa)	Viento (m/s)	Altura Olas (m)	Daños
1	>980	33-42	1.0-1.7	Minimos
2	979-965	43-49	1.8-2.6	Moderados
3	964-945	50-58	2.7-3.8	Extensos
4	944-920	59-69	3.9-5.6	Extremos
5	<920	≥70	≥5.7	Catastróficos

Tabla 4.1 Escala de intensidad de huracanes Saffir-Simpson

IV.2.2 Problemas causados por huracanes.

Los huracanes dejan como resultado significativas pérdidas económicas, cuando un pozo se encuentra en producción, ya que debe detenerse debido al riesgo de mantenerlo en flujo. Esto nos trae pérdidas de millones de barriles de producción. El Golfo de México no es benigno, hace 14 años, el huracán Lili (figura 4.3) y la tormenta tropical Isidore de grado 4 (tabla 4.1) dejaron como resultado a su paso, pérdidas en la producción de algunos campos en aguas profundas de por lo menos 14.4 Millones de Bls de Aceite y 88 Billones de PC de gas natural, debido a las evacuaciones de personal (MMS, 2004)² y diversos problemas en las instalaciones de producción.



Figura 4.3 Huracán Lili en el Golfo de México.

Los principales problemas que origina el paso de un huracán en plataformas de producción y en equipos de producción son los siguientes elementos como risers submarinos, en el sistema de anclaje, sistema de posicionamiento y la fatiga los umbilicales (ver figura 4.4):

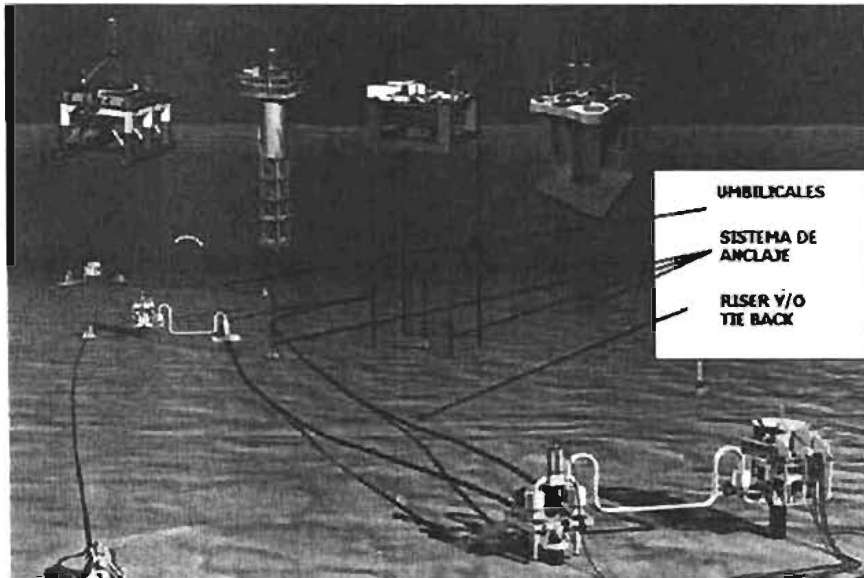


Figura 4.4 Sistema que podría verse afectado por condiciones físico ambientales. Estos sistemas presentan un gran desafío en cuanto a calidad.

- *Risers Submarinos:* Estas tuberías sufren problemas en las conexiones y colapso por fuerzas externas provocadas por corrientes o movimiento del equipo.
- *Umbilicales:* Este elemento sufre diferentes problemas como fatiga a causa de corrientes o movimientos extremos, choque con otros tubos ascendentes, desconexión y ruptura.
- *Sistema de Anclaje:* La tensión se incrementa en un 25 % adicional, provocando la ruptura de las anclas en la base de los amarres, ruptura de las fibras o cadenas y la Desconfiguración en la geometría de anclado.
- *Posicionamiento Dinámico:* El sistema de posicionamiento dinámico puede no ser suficiente para mantener las instalaciones en su ubicación, provocando la desconexión de los risers con la plataforma.

Estos sistemas tienen como principal función el suministro de potencia hidráulica, para sistemas de control submarinos, conducción de electricidad, para potencia y señales a los sistemas de control submarinos, conducción de inhibidores para inyección en los risers, en el árbol de producción o en el pozo, suministro de Metanol (MeOH) a granel y Suministro de gas para bombeo neumático en los risers, conducción de la producción y mantener el equipo en la ubicación geográfica correcta del campo desarrollado³.

IV.2.2.1 Tecnología para las Áreas de Huracanes.

Según Gudmestad (2002)⁴, es realizar un importante análisis en las tecnologías disponibles para la producción de hidrocarburos en aguas profundas, ya que en áreas en donde las condiciones ambientales son severas (huracanes y tifones), el uso de equipos inadecuados presentan grandes pérdidas económicas. En esta parte discutiremos con más detalle algunas tecnologías que pueden ser consideradas para los desarrollos de campos en aguas profundas del Golfo de México. Los tipos de plataformas SPAR han adquirido un gran uso en el Golfo de México. El uso de FPSO's no han sido tan utilizados en el Golfo de México debido a las dimensiones de los yacimientos, pero se han aplicado extensamente en el Mar del Sur de China en donde los largos tifones pueden representar un reto de diseño muy grande y por último el uso de Plataformas de Piernas Tensadas (TLP), que han sido usadas en el desarrollo de campos en el Golfo de México por su versatilidad y precio.

IV.2.2.1.1 La tecnología de plataformas SPAR.

Este tipo de tecnología combinada de manera simple la geometría de la plataforma con la aplicación de los pozos; es decir que se tiene un acceso directo a los pozos desde la plataforma. El tipo cilíndrico original de SPAR ha experimentado vibraciones causadas por corrientes y golpes de huracanes que es ahí en donde se rompe la ola o la corriente, por eso se ha mantenido en la plataforma y hacerla más estable.

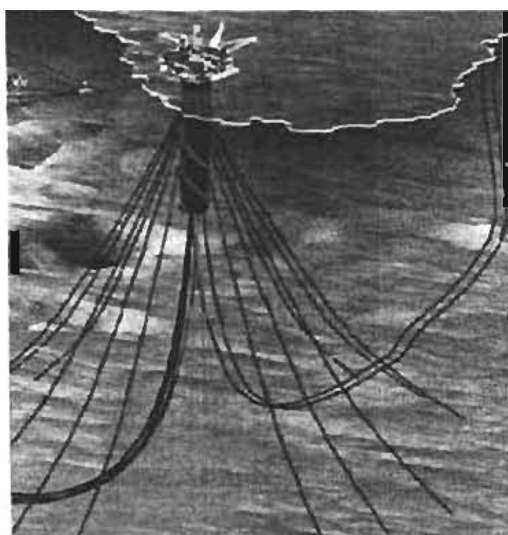
Para superar las vibraciones y reducir el peso del acero del SPAR, la estructura del SPAR fue diseñada para soportar peso del riser y mantener el equilibrio combinando el Principio de Arquímedes y la geometría de anclado (ver figura 4.5). Este sistema es el más adecuado

cuando se tienen yacimientos con grandes volúmenes de hidrocarburos, los cuales permiten una recuperación continua y grande.

IV.2.2.1.2 La tecnología de FPSO's y TLP's.

La MMS aun no tiene contemplada la tecnología de FPSO en el Golfo de México por las siguientes razones (Gudmenstad 2002):

- o Todos los pozos tienen que ser perforados por separado a través de templete por un equipo de perforación.
- o Todos los pozos deben ser mantenidos por un equipo de perforación.
- o Las condiciones climatológicas en el Golfo de México son caracterizadas por sus rápidos cambios en dirección durante un huracán.
- o Las corrientes y vientos en un huracán son muy largos, posiblemente favoreciendo otro tipo de desarrollos.
- o La producción es muy grande y no es rentable su uso, debido el tiempo de recuperación.



^Figura 4.5 Representación de la Geometría Convencional de una Plataforma SPAR (Fuente STATOIL 2002)

IV.2.3 Olas y mareas.

Todos los equipos de operación en aguas profundas deben permitir un posicionamiento, el cual nos asegure cierto margen de movimiento tanto ascendente y descendente por los efectos de las mareas, así como el bogeo de un lado a otro del equipo debido a las olas y corrientes.

Las embarcaciones o estructuras flotantes responden a seis grados de libertad de acuerdo a un sistema de ejes X, Y, Z; los movimientos de las unidades flotantes se clasifican en seis tipos: tres de rotación y tres de traslación. Los movimientos existentes en el plano horizontal son: de traslación en la dirección del eje X, de traslación en la dirección del eje Y, de rotación en torno al eje Z en el plano XY. Los movimientos existentes en el plano vertical son de traslación en la dirección del eje Z, de rotación en torno al eje X en el plano YZ, y de rotación en torno al eje Y en el plano XZ; estos constituyen la causa principal del tiempo muerto que reduce la eficiencia en las operaciones.

Para esto se cuenta con un sistema llamado Sistema de Posicionamiento Dinámico (por sus siglas en inglés Dynamic Posicioned System).

Según Hensley (2000), las condiciones ambientales extremas, puede causar que el sistema de posicionamiento dinámico no sea suficiente para mantenerla en posición, o bien puede surgir una situación que podría poner en peligro la integridad de la embarcación. Pueden ocurrir problemas en el sistema, como la falla del sistema propulsor o la pérdida de alguna línea de anclaje, con lo cual la embarcación sería arrastrada fuera de su emplazamiento. También pueden presentarse condiciones climáticas adversas o colisiones con témpanos u otras embarcaciones.

Bajo tales condiciones, la embarcación con sistema de posicionamiento dinámico sería arrastrada fuera de su emplazamiento. En todos estos casos sería necesario desconectar la columna de asentamiento y el tubo ascendente del pozo. Una vez tomada la decisión de desconectar el pozo, las mejores prácticas que se conocen en la industria petrolera para operar en aguas profundas con embarcaciones con sistema de posicionamiento dinámico

exigen que se complete todo el proceso en un lapso de 40 a 60 segundos, dependiendo de las condiciones y los sistemas utilizados. Sin embargo, antes de desconectarse del pozo, y en un proceso separado que dura en sí mismo entre 10 y 15 segundos, es necesario controlar todo el flujo proveniente del pozo y no deben derramarse hidrocarburos en el mar. Ambos extremos del conducto desconectado deben sellarse y, una vez superadas las condiciones peligrosas, cuando se considera que se puede volver a operar en forma segura, se puede restablecer la conexión al pozo y recomenzar las operaciones.”

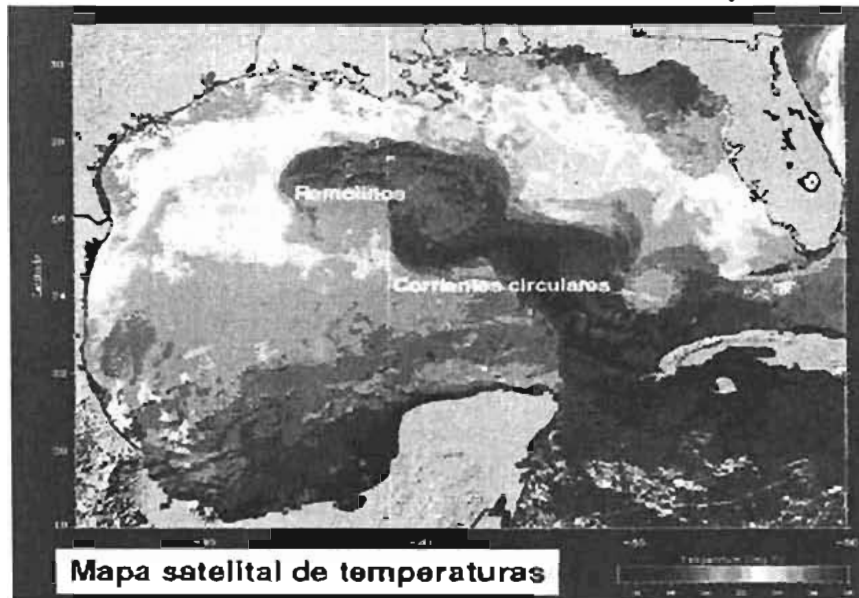
IV.2.4 Corrientes marinas.

Las corrientes que se observan en la figura 4.6, son como huracanes en el agua (Barley, 2000). Estas afectan a las operaciones cuando se acercan a lo largo del riser de perforación, producción y los sistemas de producción en general.

Las corrientes se originan debido a mareas y vientos por diferencia de densidades, así como debidas a los ríos. Muchos flujos de corrientes están alineados por movimientos hacia arriba o hacia abajo con una componente vertical importante. Debido a lo anterior las embarcaciones, sistemas de producción son afectados en:

- La Tensión sobre los Amarres.
- Desconfiguración en los Templetes.
- Colapso en el Riser de Producción.
- Daños en los Umbilicales.
- Daño en los Tie-Backs.
- Ruptura o desconexión de los sistemas de anclaje.

* El Posicionamiento se define como el área que abarcan dos círculos concéntricos cuyo punto central es la ubicación del pozo en el lecho marino. El círculo interior representa el límite de la zona preferida, mientras que el círculo exterior representa el límite máximo aceptable para que no se produzcan daños.



^ Figura 4.6 En esta imagen se muestra la distribución de la temperatura de la superficie del agua en el Golfo de México. Se observa en la zona de interés, que las condiciones son propicias para la formación de huracanes. También se observa la distribución de las principales zonas en donde se forman remolinos y corrientes circulares.

Generalmente los perfiles de las corrientes, muestran una disminución con la profundidad, en forma parabólica; sin embargo, hay estudios que indican que en muchos casos, la velocidad de las corrientes estáticas que se presentan justamente arriba del lecho marino es más alta que las cercanas a la superficie. Esto debe considerarse en la planeación y construcción en aguas profundas y se requerirá de mediciones precisas en todas las profundidades, para considerar las componentes tanto verticales como horizontales de la corriente. Sin embargo estas corrientes son impredecibles, dado a la naturaleza del Golfo de México.

IV.3 Presión del Yacimiento.

Para poder alcanzar una producción óptima de hidrocarburos a través de pozos situados en aguas profundas, es necesario prestar especial atención al mantenimiento de las condiciones de flujo. El aseguramiento del flujo constituye un esfuerzo multidisciplinario que comprende distintos aspectos. En este caso es normal que el diseño de los desarrollos de yacimientos se ha visto limitado por las presiones de los yacimientos, ya que de ellos dependerá la distancia aceptable entre el pozo y la plataforma sin una pérdida crítica de flujo.

Las condiciones geográficas del terreno, permite en ocasiones anclar o fijar plataformas en lugares en donde la profundidad es menor y así, poder proyectar la inversión en equipos menos costosos y adquirir ganancias mayores con la inversión de otros equipos. La otra parte esencial es garantizar el flujo hacia las instalaciones de superficie a través de conexiones prolongadas horizontales (ver figura 4.7). Sin embargo sigue habiendo un consumo excesivo de energía.

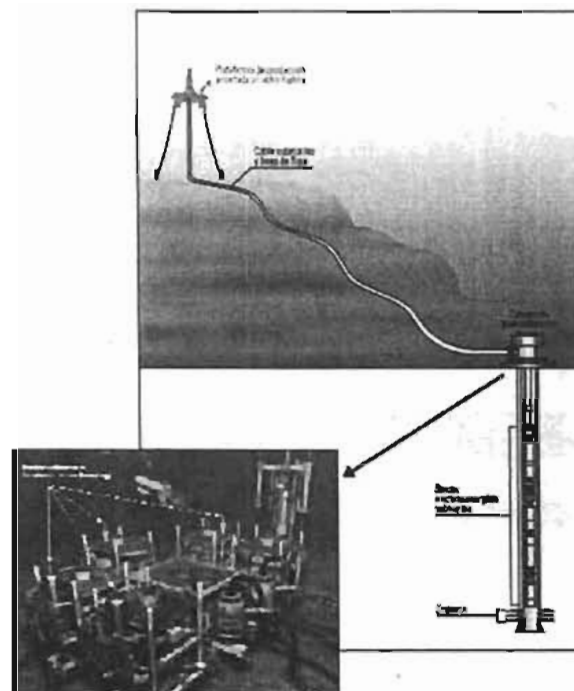


Figura 4.7 Esquema de una Bomba Electrosumergible Submarina instalada a 1107 m de profundidad bajo el nivel del mar, envía la producción de un pozo a la plataforma A, ubicado a 4 millas de distancia en aguas menos profundas.

Existen dos formas para disminuir las pérdidas de presión en los sistemas del pozo, risers y tie-backs que son; inyección de gas en el riser e instalación en la base del riser de un separador y bombas booster para líquidos (Deeney et al, 2004)⁶.

El uso de bombas electrosumergibles booster para líquidos y de separadores en la base del riser o en la cabeza del pozo, constituyen elementos clave para el éxito de flujo hasta las plataformas de producción (Mendoza, 1998)⁷.

En la figura 4.8 se observa el esquema de un sistema de producción, formado por un separador de fondo submarino, una bomba booster para líquido, que presenta mayores ventajas que el uso de inyección de gas. Este sistema, puede ser colocado según los factores de diseño como presión de yacimiento y el comportamiento de la producción a través de la ecuación de Vogel, Fetkovich y Standing.

El sistema permite la inyección continua de metanol para la prevención de formación de hidratos de gas en el riser de gas, permite adicionar energía a través de bombas centrífugas (booster), el uso del separador permite que el agua y el gas no se combinen y así evitar la formación de hidratos de gas, el líquido se mantendrá a temperatura del pozo y por debajo de la temperatura de formación de hidratos, la bomba booster utilizada con una válvula de control en la salida del riser en la superficie, asegurara que la presión del líquido se mantenga por debajo de la de burbujeo y por ultimo ayudara a prevenir el flujo bache en el sistema.

Este sistema ha demostrado que es más versátil que el de inyección continua de gas, ya que para este caso, se requiere gran infraestructura en las plataformas para procesamiento del gas, separarlo y volverlo a inyectar. Aunado la inyección de Inhibidores no asegura la prevención de la formación de hidratos de metano cuando se inyecta directamente en riser con flujo multifásico.

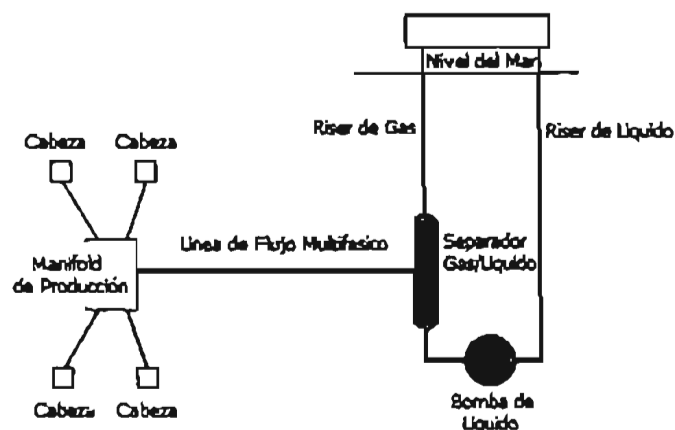
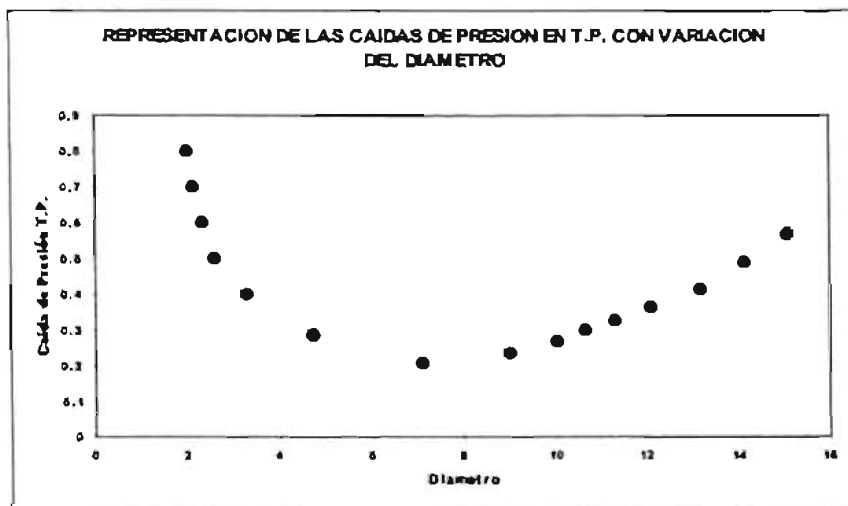


Figura 4.8 Sistema de Adición de Energía al Yacimiento con Bombas Booster y Separadores

La determinación de las caídas de presión por fricción para flujo multifásico y monofásico en tuberías verticales representan de 60 a 80 % de las pérdidas de energía (en función del gasto y del diámetro de la tubería) cuando el fluido atraviesa los sistemas⁶.

Orkiszewski (1967)⁹, publico en que las caídas de presión son consecuencia en parte de la diferencia en velocidades y la geometría de las dos fases, es decir colgamiento y resbalamiento entre las fases. Para el caso de un pozo productor de aceite y gas, el resbalamiento entre las fases provoca que la velocidad del gas sea mayor que la del líquido, cuyos efectos generan colgamiento (Grafica 4.1) * y esto provoca las mayores pérdidas de presión.



Gráfica 4.1 Representación de Caídas de Presión en Tuberías Verticales.

Para el caso de un pozo productor de aceite las pérdidas de energía son esencialmente causa del gasto y la rugosidad de la tubería, lo cual implica que entre gastos más grandes y diámetros más grandes, las pérdidas de energía son mayores (ver apéndice B).

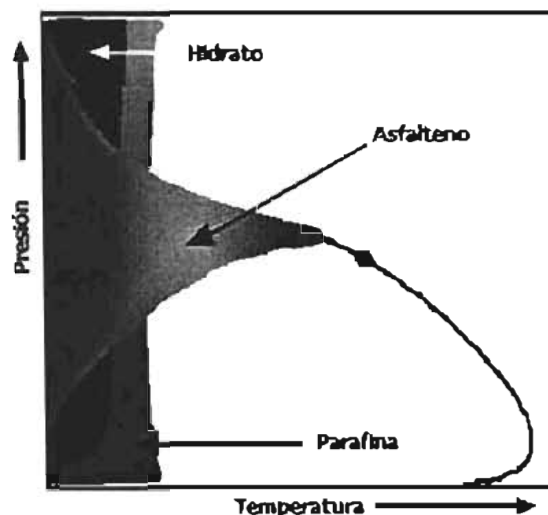
* En flujo Multifásico para tuberías horizontales, las caídas de presión disminuyen con el incremento del diámetro, hasta un punto mínimo en donde los efectos de colgamiento repercuten para que las caídas de presión vuelven a incrementar con el aumento del diámetro.

IV.4 Precipitación de Sólidos.

Con el incremento en el número de pozos desarrollados en aguas profundas, ha sido imperativo minimizar los riesgos causados por la depositación de sólidos debido a los altos costos y a la dificultad de accesibilidad. El aseguramiento de la producción es una de las áreas mas importantes de la producción, sin embargo este se ve limitado por la depositación y acumulación de sustancias como parafinas, asfaltenos, ceras, hidratos e incrustaciones de minerales (Joshi et al, 2003)¹¹. Las áreas tentativas de la depositación de sólidos son la cara del pozo, tubería de producción, árbol submarino de producción, así como son las líneas de flujo submarinos y separadores que se mencionan en el capítulo V.

Es necesario entender el comportamiento de los sólidos en los fluidos del yacimiento para idear estrategias de disminución de riesgo de su depositación. Su comportamiento puede ser estudiado siguiendo un efectivo muestreo y programa de análisis. El comportamiento típico de los sólidos se discute brevemente en los siguientes incisos VI.4.1, VI.4.2, VI.4.3 y VI.4.4.

Entender el comportamiento de cada uno de los sólidos puede ayudar en el diseño apropiado de contingencia durante la exploración y más aun durante la producción del pozo. La fase termodinámica para fase se presenta en la figura 4.9.



¹¹Figura 4.9 Fronteras de la Fase Termodinámica de los Sólidos.

Las fronteras representan las presiones y las temperaturas requeridas para la formación de cada sólido. Como se observó, la precipitación de asfaltenos es función de la temperatura, mientras que las parafinas e hidratos son función de la temperatura.

IV.4.1 Precipitación de parafinas.

La parafina es un material invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos líquidos. La parafina la constituyen cadenas de hidrocarburos cuya fórmula química condensada es: $C_n H_{2n+2}$. En el campo la parafina es un material ceroso, originalmente solución dentro del aceite, de alto peso molecular, cuyo número de carbonos varía de 20-50 y ocasionan múltiples problemas. La parafina es soluble en la mayoría de los derivados líquidos del petróleo como tolueno. Los principales mecanismos a los que se atribuye la deposición de parafina, son:

- Diferencia de temperatura entre el crudo y la superficie con la que está en contacto.
- Cantidad de sólidos en la corriente de fluidos.
- Rugosidad de la tubería.
- Velocidad de los fluidos.
- Liberación de fracciones ligeras.

Durante el flujo de fluido del yacimiento hacia el pozo y ya que esto se realiza en un medio poroso y permeable, además en flujo multifásico, las paredes del medio adquieren un potencial positivo mientras que la parafina uno negativo, esto provoca que la parafina se adhiera a la pared y obstruya el flujo.

Cuando los fluidos salen del yacimiento y entran al pozo hay un cambio brusco en la presión, de manera que la mezcla, por el gas libre y el contenido en solución sufre un cambio repentino en volumen que debido al efecto Joule-Thompson genera un abatimiento en la temperatura lo que favorece la deposición de la parafina en la cara de la formación.

Cuando los fluidos de la formación llegan al pozo la presión, temperatura y composición de la mezcla varían a lo largo de la tubería de producción (TP). Estos cambios provocan la

liberación de fracciones ligeras que originalmente mantienen en solución a la parafina. Además la rugosidad de la superficie atrapa las partículas de cera. Ya que la temperatura es el principal factor en la formación y depositación de los cristales de cera y como la superficie de contacto tiene una menor temperatura que la del aceite, la parafina tiende a moverse hacia esos lugares obstruyendo el área efectiva al flujo depositándose en válvulas, varillas y TP.

La presencia de estas partículas sólidas causa cambios en el comportamiento de los flujos, haciendo que un flujo Newtoniano se vuelva No-Newtoniano⁹. De este modo, el cambio del comportamiento del flujo se refleja en el incremento de la viscosidad del aceite crudo y cuando esto sucede ocurren caídas de presión adicionales, las cuales disminuyen la eficiencia de flujo en las tuberías.

En el yacimiento la acumulación de parafinas, provoca la disminución de la permeabilidad de la formación productora, traduciéndose en daño a la formación y causando una disminución de la producción., la eliminación de parafinas en el yacimiento se ve afectado por costos excesivos cuando nosotros no implementamos el mejor tratamiento de prevención con inhibidores que a su vez causan daños severos en el yacimiento, provocando así una disminución en la permeabilidad debido a la precipitación de los componentes mas pesados de las parafinas del aceite crudo, después de operaciones inadecuadas; como tratamientos térmicos (García M.C., 2003)¹².

A la fecha se han desarrollado muchos métodos y técnicas para el control de la parafina. En términos generales se distinguen dos clases; el método correctivo y el preventivo.

a) *Métodos correctivos*: La aplicación de estos métodos tiene por objetivo retirar el depósito. El retiro del depósito se logra de diversas formas, empleando raspadores de tubería, diablos, tratamientos con fluidos a alta temperatura, etc.

b) *Métodos preventivos*: El propósito de estos métodos es impedir la formación y depositación de material parafínico. Con este objetivo han sido desarrollados diferentes métodos. Uno de ellos consiste en soldar un alambre a la tubería o instalación que se desea proteger, por el alambre se hace pasar una corriente eléctrica de manera que ésta debido a la resistividad del alambre, hace que éste se caliente y el calor sea transferido a la instalación manteniendo la temperatura de ésta superior a la cual los cristales de cera comienzan a precipitarse.

Se ha probado el empleo de recubrimientos del interior de la tubería con materiales poco afines a la parafina, sin embargo los resultados no han sido satisfactorios. El método que pudiera considerarse como el más completo es el empleo de inhibidores y modificadores del hábito de cristalización de la cera.

Sin embargo el método más aceptado según la OTC para la predicción es el uso del modelo de Coutinho¹³, quien utiliza las ecuaciones de estado desarrolladas por Won, Hansen et al, Erickson et al, Pedersen, Ronningsen et al, Lira Galeana et al y Pan. El uso correcto de las ecuaciones de estado aunado a el factor de equilibrio termodinámico entre el aceite y la parafina, proporcionan valores más reales para determinar la temperatura a la que se forman las parafinas y la cantidad de parafina que deposita.

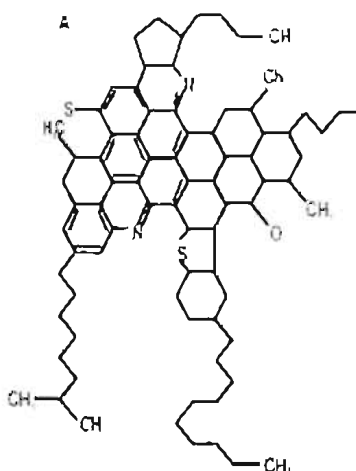
IV.4.2 Precipitación de asfaltenos.

En términos generales, los asfaltenos son considerados como componentes orgánicos, que están asociados al petróleo. J. Boussingault originalmente definió el término asfaltino en 1837, como el residuo de la destilación del crudo. Hoy en día, los asfaltenos son considerados por ser la molécula más grande por su peso molecular, compuesto que pertenece al grupo de los heterociclos, que están compuestos de carbono, hidrógeno, nitrógeno, sulfuro y oxígeno (ver figura 4.10).

El material asfáltico está constituido esencialmente de:

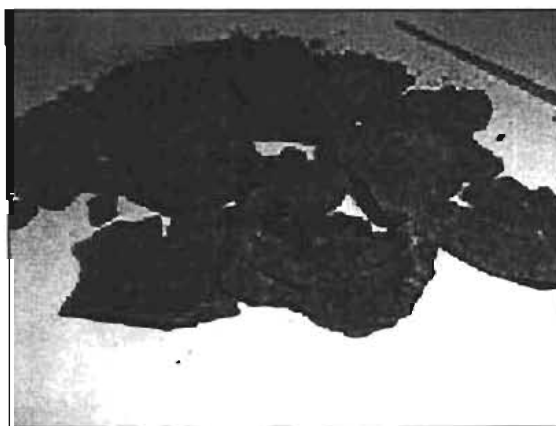
- a) *Resinas neutras*: Hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular.
- b) *Asfaltenos*: Sustancias sólidas no cristalinas, solubles en benceno y bisulfuro de carbono, pero no en destilados del petróleo.
- c) *Ácidos asfalgénicos*: Sustancias solubles en benceno y soluciones alcalinas.

Los dos primeros constituyentes son los que se encuentran en mayor proporción. Del análisis de una acumulación de material asfáltico se distingue que el centro está formado de sustancias de alto peso molecular y de naturaleza aromática, mientras que los constituyentes ligeros se encuentran en mayor proporción, a medida que se alejan del centro, hasta llegar a componentes plenamente alifáticos. De aquí que no exista una interfase definida.



^Figura 4.10 Los asfaltenos presentan una estructura molecular extremadamente compleja. Estos compuestos ocasionan diversos problemas como el bloqueo de tuberías de extracción y transporte de crudo, reducción de su aprovechamiento económico y contaminación de los ecosistemas.

La precipitación de material asfáltico ocurre cuando se rompe el equilibrio de la suspensión. Existe una teoría que explica la existencia de suspensiones estables debido a fenómenos eléctricos basados en la carga eléctrica del material. La depositación de material asfáltico puede lograrse por electrodeposición o mediante la generación de potenciales de corriente. Según Dillo (2000), los asfaltenos son considerados como la fracción mas polar del petróleo, soluble en benceno y tolueno, pero no soluble en pentano ni heptano (Diallo, M. et al, 2004). La apariencia del asfalteno después de haber sido sometido a pentano y/o heptano, es sólido amorfo y de color café o negro (ver figura 4.11).



^Figura 4.11 Precitación de asfaltenos encontrado en una tubería de producción (Fuente SPE 64992)

En relación a la estructura química, algunos autores comentan que no hay una conformación exacta todavía de los asfaltenos¹⁴, sin embargo, algunos autores coinciden en modelos diferentes¹⁵. Estas suposiciones son las que nos traen grandes problemas dentro del sistema petrolero.

Deposición de sustancias asfálticas en el equipo de producción.

Cuando el material asfáltico se deposita y es difícil realizar un tratamiento, el problema se agudiza. El depósito puede ser removido empleando solventes como cloroformo, bisulfuro carbónico, xileno, benceno y aromáticos pesados.

Influencia de la presencia de material asfáltico en la formación de emulsiones.

Mientras mayor es la cantidad de material coloidal presente en las emulsiones, éstas se vuelven más estables. Cuando la fase acuosa tiene un pH menor a 8 la película interfacial se presenta como una membrana rígida e irreversible que rodea a la gota de agua. La presencia de una emulsión estable en las vecindades del pozo produce un bloqueo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo que puede llegar a ser total. Por otra parte los costos de operación se incrementan debido a la necesidad de dispositivos para la separación de agua y aceite.

Efecto del material asfáltico en la recuperación de aceite del yacimiento.

Debido a la presencia de material asfáltico en los fluidos del yacimiento y si éste es productor por empuje de agua, se ha observado la formación de una película que altera la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Una vez formada la película el proceso es irreversible. Debido a esto la efectividad del empuje disminuye lo mismo que la cantidad de fluidos que la formación aporta. Además pueden presentarse las corrientes de fuga y favorecer la deposición de material asfáltico taponando los pequeños conductos y restringiendo aun más, la producción.

IV.4.2.1 Problemas por la precipitación de asfaltenos.

Los principales problemas que se originan son costos excesivos en la limpieza, en pérdida de producción debido a taponamientos en las líneas de transporte, en métodos preventivos

inadecuados, en el tiempo de cierre del pozo y en la reducción de la permeabilidad de la formación y en los mecanismos de empuje del yacimiento.

IV.4.3 Formación de Hidratos.

Según Mehta et al (2001)¹⁶, el control de hidratos es una parte integral de cualquier desarrollo en aguas profundas, puesto que los hidratos ejercen un impacto en todos los aspectos del sistema tanto del diseño, como de las operaciones. Las condiciones en aguas profundas son diferentes a las condiciones en tierra y en campos someros en dos aspectos importantes sensibles para los hidratos la temperatura y la presión. En el fondo del mar la temperatura de 36-40 °F y las presiones que oscilan entre 10,000 psi se encuentran comúnmente en los pozos que se desarrollaron en aguas profundas y en las líneas de transporte que se tendieron en el lecho del mar ampliando considerablemente la zona de formación de hidratos (Ver Capítulo 5).

Considerando, la producción de hidrocarburos en su fase gaseosa, líquida multifásica, los pozos de gas pueden ser operados típicamente con inyección continua de metanol, pero las líneas de aceite no son económicamente operadas con inyección continua de inhibidores. La consideración más importante para la rentabilidad es la alcanzar la producción de aceite con el más bajo Índice de contaminantes, así como para el gas con el menor Índice de impurezas posibles, puesto que la separación de no hidrocarburos en plataformas satélites, es de un costo excesivo en aguas profundas.

El entendimiento claro de la termodinámica de los hidratos, comportamiento de la fase, cinética de los hidratos en términos de ¿cuándo?, ¿en donde? y que tan rápido se forman, son las bases para un desarrollo exitoso en aguas profundas.

IV.4.3.1 Predicción del comportamiento de la fase de hidratos.

La predicción exacta del comportamiento de la fase de hidratos es esencial para el diseño de sistemas y elegir el mejor método preventivo con inhibidores.

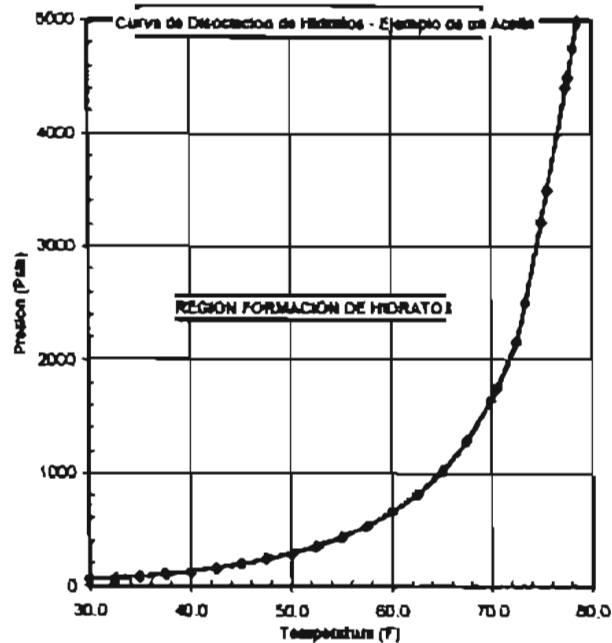
Según Hendricks (2003)¹⁷, la composición de los fluidos del yacimiento también juegan un papel crítico en la estructura de los hidratos. El punto de partida para prevenir la formación de hidratos de metano en aguas profundas, consiste en la evaluación de todas las posibles técnicas de aplicación para diferentes componentes y obtener datos de presión a través de un rango amplio de gas, gas y condensados y para cualquier sistemas de aceite, esto es debido, a que la extrapolación de datos existentes de baja presión con datos de alta presión, provocan errores muy costosos.

Las técnicas consideradas en la evaluación son las siguientes:

- *Inhibidores Térmicos*: (Metanol y Monoetileno glicol), estos cambian la curva de formación para bajas temperaturas.
- *Aislamiento*: Es utilizado para retener calor en los fluidos producidos y mantener fuera de la región de formación de hidratos (Figura 4.7)
- *Calor Activo*: Este se subministrado por corriente eléctrica a los ductos.
- *Eliminación del Agua*: Si esta es limitada desde la producción con separadores de fondo submarino.
- *Uso de Inhibidores de Hidratos*: Estos no los previenen solo los eliminan.

Sin embargo estos deben operar bajo una curva que debe de construirse con los programas de predicción de la fase de hidratos para nuestros sistemas de manejo (Ver Figura 4.12). Estas graficas nos ayudan a operar de manera mas confiable dentro de la región de no hidrato.

El segundo problema, es la debilidad de los programas de predicción, debido a la presencia de electrolitos mezclados en el agua (Cochran, 2003)¹⁸. El estado del arte actual para la mezcla de electrolitos es pobre, que propicia errores de predicción de $\pm 12^{\circ}\text{F}$ en la predicción de hidratos. Esto es debido a la salinidad del agua de formación cuyos rangos son muy altos con miles de PPM (saturación).



^Figura 4.12 Ejemplo de zona de formación de hidratos para un sistema producido en África.

IV.4.4 Incrustaciones de minerales.

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción que más preocupan a los ingenieros de producción. Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, los revestidores, las tuberías de producción, las válvulas, las bombas y los equipamientos de terminación del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos.

Las incrustaciones, se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectores hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo.

Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

En ciertas áreas, como por ejemplo en el Mar del Norte y en Canadá, en donde existen regiones enteras con tendencia al depósito de minerales, esto está reconocido como uno de los principales problemas de la producción.

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañones o se forma una capa espesa sobre las paredes de la tubería de producción (ver figura 4.13).

Cuando se forman las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva (Figura 4.14). Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas. Algunas incrustaciones minerales, como el carbonato de calcio (CaCO_3), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos este sistema no funciona.

Muchas veces se forma una película cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. Puede ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revisten las tuberías de producción y a veces las bloquean por completo, con lo cual resulta más difícil quitarlas. En este caso, por lo general se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada.

A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario (BaSO_4), que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos. Antes de que se produjeran los últimos avances en la tecnología de eliminación de las incrustaciones minerales, los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, movilizar taladros de terminación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en la superficie, o bien reemplazar la tubería directamente¹⁹.

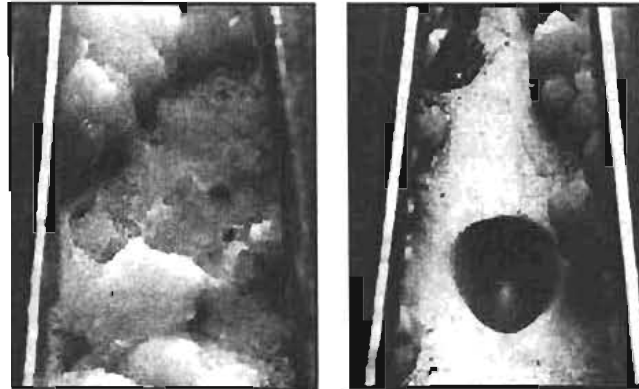


Figura 4.13 y 4.14 Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua abrasivo. La tubería recibió un solo chorro de agua con arena abrasiva a razón de 2,4 pulg./min [1 mm/seg]. Durante el ensayo se mantuvo el chorro en la misma posición durante 3 minutos, y el chorro de arena penetró casi el 80% de la pared del tubo (nivel de daño inaceptable).

IV.4.4.1 Origen de las incrustaciones minerales.

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta solo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales²⁰.

En aguas Profundas, el agua de mar tiende a ser rica en iones, que son un subproducto de la vida marina y la evaporación del agua. El agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente a las aguas de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulación de gas y petróleo.

Las aguas someras en aguas profundas se enriquecen con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes divalentes de calcio [Ca+2] y magnesio [Mg+2].



^Figura 4.15 Los efectos de las incrustaciones pueden resultar dramáticos e inmediatos: un ejemplo es el campo Millar en el Mar del Norte, los Ingenieros se sorprendieron al ver descender la producción de 30,000 BPD a cero en el lapso de 24 horas.

Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario [Ba+2] y estroncio [Sr+2]. En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400.000 mg/L [3,34 ppg]. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

La formación de las incrustaciones^{21,14} comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas.

En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 lpc [48-Mpa] de disminución de la presión. No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia

inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100°C [77 a 212°F], pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C [392°F]. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio.

Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono [CO₂] y el ácido sulfhídrico [H₂S].

La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto el CO₂ como el H₂S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. Por lo tanto, el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos.

Esta tendencia presenta una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presión del gas por encima de la fase líquida; este efecto de la presión del gas es varios órdenes de magnitud mayor que el efecto normal de la presión sobre la solubilidad de un mineral. En general, a medida que disminuye la presión, el CO₂ deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas.

IV.4.4.2 Formación de las Incrustaciones.

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que, a pesar de encontrarse sobresaturadas y ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea (Figura 4.16).

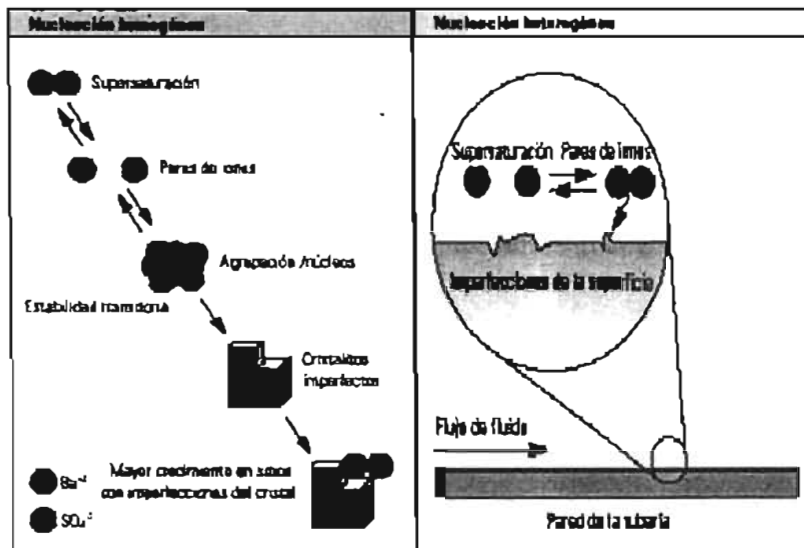


Figura 4.16 Proceso de nucleación. La formación de incrustaciones comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales, proceso llamado nucleación homogénea (derecha). También pueden ocurrir sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos en la superficie de la tubería en contacto con el líquido, denominado nucleación heterogénea (izquierda).

Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico.

Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico.

Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones

sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico.

Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y además que los cristales pequeños se pueden redissolver. Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones. El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en las superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos en las tuberías cortas de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos.

IV.4.4.3 Principales problemas en los sistemas de producción debido a incrustaciones.

Tubería de producción y equipos de superficie.

Según Oddo y Tomson (1998), las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 cm o más. El efecto primario de la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia. Esto origina un aumento en la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción (Figura 4.17).

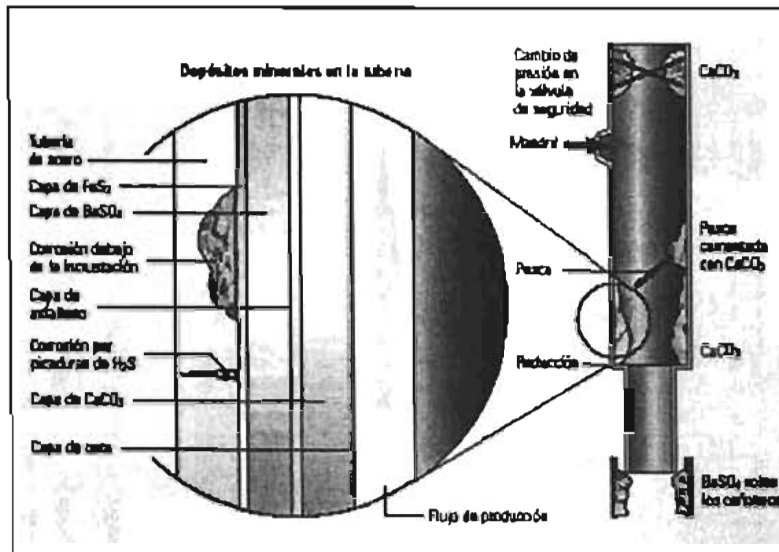


Figura 4.17 Incrustaciones en las tuberías de producción. La ubicación de los depósitos minerales en las tuberías puede variar desde los cañoneros de fondo hasta la superficie, ocasionado restricciones en el flujo dentro de la tubería de producción, niples, pescas, válvulas de seguridad y los mandriles de levantamiento artificial por gas. A menudo se presentan en diversas capas y en algunos casos cubiertos por una capa cerosa o de asfalteno (ilustración). Por debajo de las incrustaciones, pueden aparecer signos de corrosión y picaduras sobre el acero, debido a la presencia de bacterias y gas sulfuroso, con lo cual se reduce la integridad del acero.

La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos.

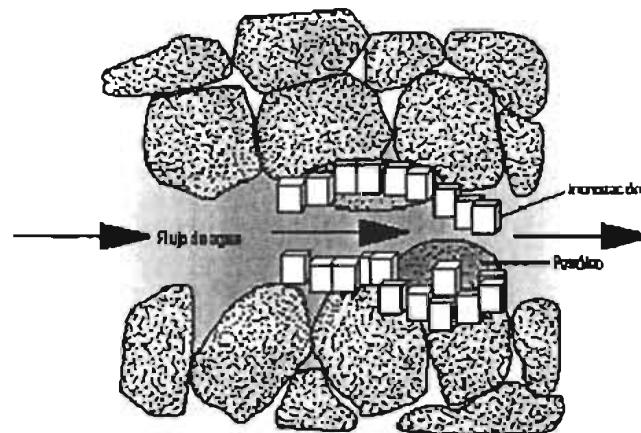
La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos.

La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se

encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos.

Matriz cercana al pozo²²

Las incrustaciones de carbonatos o sulfatos típicas de la zona cercana al pozo presentan partículas de menor tamaño respecto de las incrustaciones que se encuentran en las tuberías: se miden en micrones en vez de centímetros. Bloquean los empaques de grava y las mallas, además de los poros de la matriz. Por lo general, se forman después de largos períodos de cierre del pozo, ya que el flujo transversal hace que se mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas. Este tipo de incrustaciones se puede definir como daño (Figura 4.18). Su eliminación por medio de disolventes químicos o ácidos puede contribuir a aumentar las tasas de producción en forma notable.



^Figura 4.18 Daños en la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad.

Pozos inyectoros²²

Los daños provocados por las incrustaciones en los pozos inyectoros, por lo general, se originan en procesos activados por la temperatura del agua de inyección. Además, en las inmediaciones del pozo puede producirse una mezcla incompatible cuando el agua de inyección se pone en contacto con el agua de formación o con la salmuera de la terminación.

Este problema se limita a las etapas iniciales de la inyección, cuando el agua de inyección entra en contacto con agua incompatible en la región cercana al pozo. Las incrustaciones que se forman en este punto pueden disminuir la permeabilidad de la formación y reducir la efectividad de la estrategia de inundación con agua.

V. TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.

V.1 Introducción.

Con los programas de perforación alejándose fuera de la plataforma continental, el reto de desarrollar campos en aguas profundas, es el de la construcción de los esquemas o escenarios de explotación. Mientras los métodos convencionales de mover el aceite crudo y gas natural al continente tienen un funcionamiento adecuado en los campos del Golfo de México y otras áreas globales, existen limitaciones para transportar económicamente la producción de campos remotos ubicados en aguas profundas.

Mientras existe una gran variedad de opciones para la producción, las opciones para el transporte de la producción a la costa para su refinación son extremadamente limitadas. Las únicas dos opciones para una producción en aguas profundas son las líneas de transporte o exportar por servicios de buques tanque.

En la industria petrolera se han encontrado al menos 10 problemas para el transporte de hidrocarburos en aguas profundas. En este capítulo los clasificaremos para dos grupos:

- o Problemas en los Ductos de Transporte.
- o Problemas en los Buques Tanque.

Los diseños de los ductos para el transporte de hidrocarburos, deben ser respaldados por diferentes esquemas de explotación, en donde deben construirse en base al reconocimiento del lecho marino y mapeo de riesgos naturales como son; condiciones de operación (Presión y Temperatura), geoamenazas* y condiciones meteorológicas. Un parámetro importante es realizar simulaciones que tendrán que ser continuamente mejorados durante las diferentes etapas de ingeniería de diseño debido a cualquier anomalía.

* Geoamenaza: todos los eventos geológicos (pendientes demasiado pronunciadas, volcanes de lodo, domos salinos y flujos someros de agua, gas, y lodos), ocasionados por los altos índices de deposición de sedimentos.

Mientras tanto, para el transporte por embarcaciones, existe una gran variedad de opciones a elegir, lo cual resulta difícil trabajar bajo presión y ajustar el mejor equipo para satisfacer nuestras necesidades.

5.2 Líneas de Transporte.

Una de las soluciones disponibles para el transporte de la producción en aguas profundas es muy larga y los costos son excesivos, son las líneas tendidas en el lecho marino. Estas líneas pueden viajar sobre algunos terrenos difíciles, construirse en regiones de presión y temperatura propicias para la formación de sólidos, así como subir pendientes cuya pendiente diferenciará según las zonas.

Para manejar los volúmenes necesarios y justificar los desarrollos hechos en aguas profundas, las líneas deberán ser de diámetros largos. Sin embargo, el diámetro y el espesor de las paredes, hacen que sea difícil de tender y difíciles de aislar en condiciones altamente frías. Debido a la gran cantidad de factores, los costos de las líneas de tendido estimadas son de aproximadamente \$ 1, 000,000 Dóls/Milla.

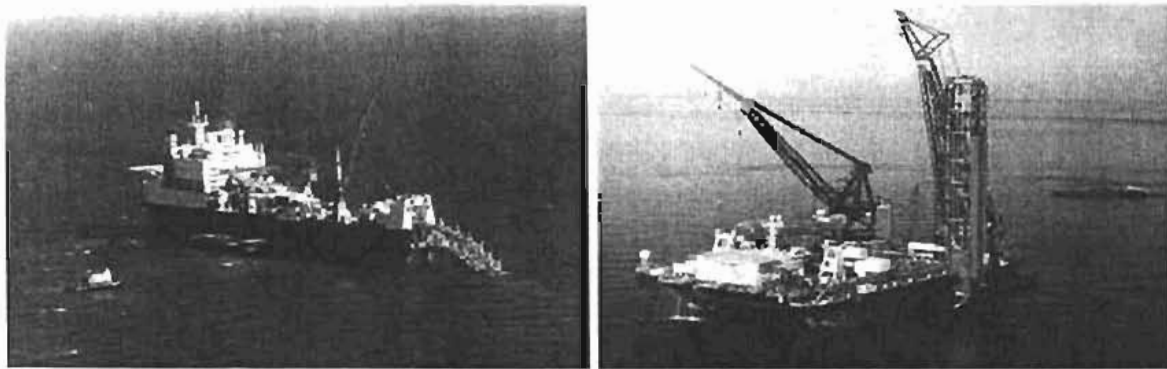
Debido a los altos costos operativos, es de vital importancia para cualquier proyecto petrolero, el aseguramiento de la producción, minimizar los riesgos operativos y hacer del diseño de los sistemas de producción el punto más importante.

Los problemas más comunes para la construcción, el mantenimiento y el aseguramiento del flujo en las líneas de transporte, están relacionados con los siguientes aspectos:

- Tendido de las líneas.
- Ambientes del Lecho Marino.
- Aseguramiento del Flujo.
- Condiciones Físico Ambientales.

V.2.1 Tendido de las Líneas Métodos S-Lay y J-Lay.

Las técnicas para la instalación¹ de líneas submarinas han sido desarrolladas desde hace 50 años. La técnica fundamental para el tendido de líneas en aguas profundas, consiste en tender la línea a través de rampas verticales y/o horizontales, posicionadas en la borda de navios, conocidos como J-lay y S-lay (por sus siglas en inglés J-lay y S-lay), es decir tendido J y tendido S (ver figura 5.1).



S-lay

J-lay

¹Figura 5.1 Embarcaciones para el tendido de tuberías en aguas profundas (Fuente: BP 2004)

Para el método J-lay, la línea se mantiene en la posición angular óptima y colgada bajo una fuerte fuerza de tensión predeterminada mientras se acuesta en el fondo marino. La configuración del espacio vertical permite, la integración de las tuberías, de aquí una confiable y rápida técnica de integración de las tuberías.

Este método, se utiliza para profundidades mayores a 500 m, ya que la fatiga y la deformación de las tuberías a profundidades menores pueden provocar el colapso o el rompimiento. Esto es debido a los esfuerzos provocados por la posición J del tendido, en donde es rápido y se necesitaría mucho tiempo en enroscar la línea siguiente, provocando que la tubería colgada y sostenida en el fondo marino, cause elongaciones por el halado del barco (ver figura 5.2) y romper o salir de la ruta de tendido.

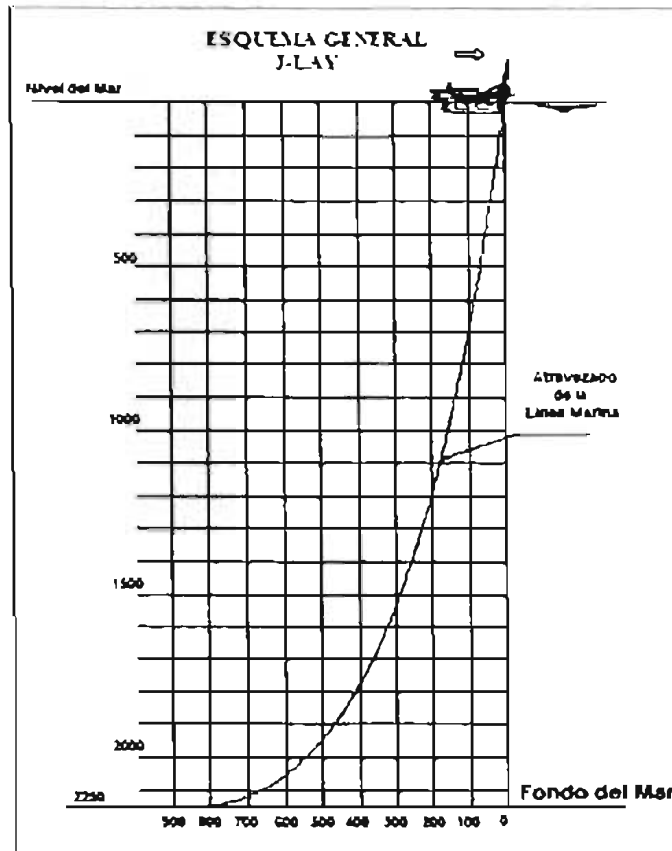
El utilizar esta metodología de tendido:

- Permite que la tubería sea tendida en una configuración más natural.
- La fatiga de la tubería puede ser mantenida, sin considerar los límites lineales elásticos.
- La tensión mas baja requerida para el tendido, resultando en una tensión en el fondo reducida y así una anchura de la tubería libre.
- Menos susceptibles a las condiciones ambientales.
- La embarcación es libre a escoger una posición optima de navegación para minimizar las fuerzas ambientales (Corrientes, remolinos, etc)

Este sistema se diseño para tuberías rígidas para diámetros externos de 4-32 pulgadas y paredes gruesas, prefabricadas en tierra. Las operaciones de halar, reacciones de los metales con el agua, el estrés y la posición del punto de aterrizaje de las tuberías deben ser monitoreadas en tiempo real. Los niveles de fatiga de la tubería son calculados y comparados, con las simulaciones realizadas durante el diseño para evitar cualquier problema, reajustando parámetros utilizados en la simulación que se basa en los principios del elemento finito e incrementos tridimensionales (Ver referencia 3).

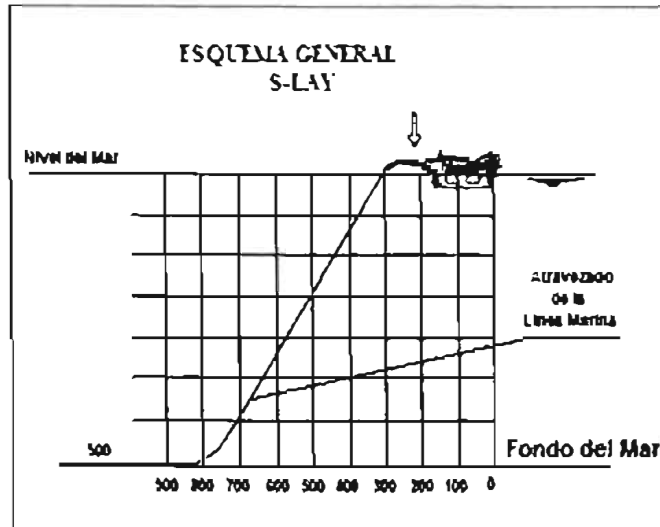
Según Dumitrescu² (2002), un problema importante en la instalación, es la selección adecuada de la metodología utilizada en los cálculos para evaluar las cargas estáticas (peso de la tubería, presión externa, máxima tensión y ambientales) y dinámicas (debidas principalmente a efectos de corriente y viento), y así determinar los niveles de fatiga y deformación de las tuberías ocasionadas por las cargas.

Las embarcaciones S-lay por el contrario, son utilizadas para el tendido de las tuberías a profundidades someras hasta una profundidad límite de 500 m. Estas embarcaciones están enfocadas a tender líneas en pendientes inclinadas y difíciles. Los diámetros que manejan son menores debido al tamaño de la embarcación (ver figura 5.3).



^Figura 5.2 Esquema General de la Configuración J-lay (Fuente: Gazprom 2002)

La seguridad y el soporte del posicionamiento dinámico de la embarcación durante la operación de tendido de las líneas, es uno de los puntos más cruciales para la determinación del tendido y acostamiento de las líneas en fondo marino. La tensión y la elongación deben ser calculadas utilizando márgenes de seguridad, debido a que en aguas profundas las olas y el constante flujo de corrientes marinas hacen de esta operación un riesgo.



^Figura 5.3 Esquema General de la Configuración S-lay (Fuente: Gazprom 2002)

Todo diseño debe ser paralelo entre las dos embarcaciones basándose en el cálculo de elasticidad ϵ de la tubería utilizando la ecuación de Ramberg-Osgood³, y haciendo un estudio minucioso de las condiciones químicas, geológicas y físicas del ambiente en donde se tendera la línea de transporte².

La ecuación de Ramberg-Osgood es la siguiente:

$$\epsilon = \frac{\sigma}{E} \left[1 + A \left(\frac{\sigma}{\sigma_F} \right)^{n-1} \right] \quad 5.1$$

en donde:

- ϵ = Elongación de la Tubería
- σ = Estrés de la Tubería
- σ_F = SMYS del Material de la Tubería (Dato del Fabricante)
- E = Modulo de Young
- A y n = Coeficientes de Osgood (dependen de cada tubería)

Durante las operaciones de tendido pueden ocurrir situaciones de emergencia como son:

- o Daño en las tuberías.
- o Inundación de las tuberías.
- o Incumplimiento de la tensión de la tubería por parte del fabricante.
- o Efectos de inestabilidad axial de la tubería debido a las pendientes marinas.

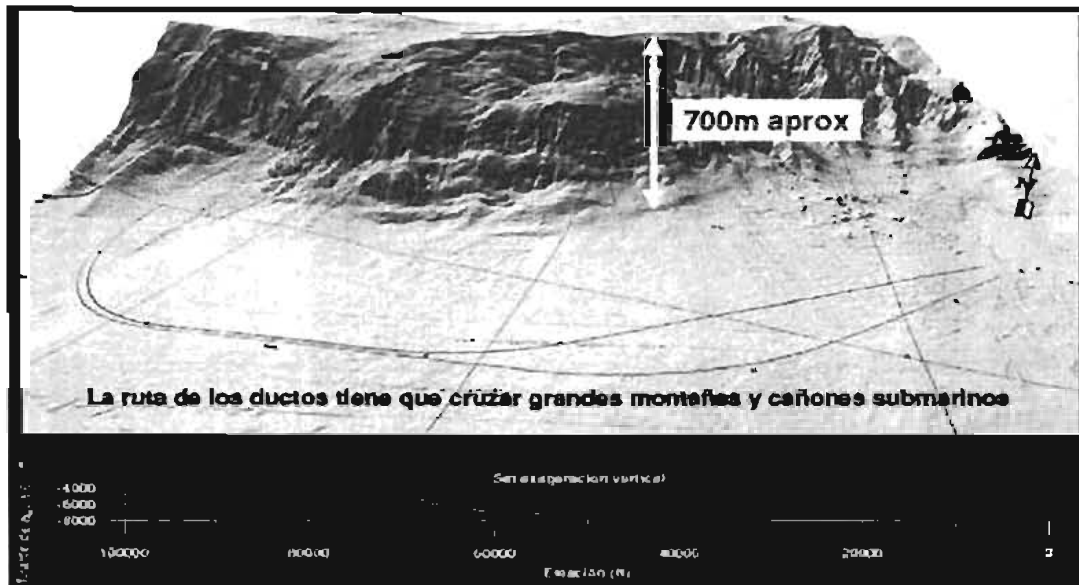
Todos estos problemas están asociados con un mal posicionamiento dinámico de la embarcación que realiza la operación y con mal cálculo de presión de colapso, tensión y elongación de la tubería.

V.2.2 Ambientes del lecho marino.

En el fondo marino existen grandes acantilados, cañadas profundas, montañas marinas de grandes dimensiones (ver figura 5.4) debajo de los cuales se encuentran muy probablemente grandes yacimientos, por lo que es indispensable conocer esta superficie. La interfase esta constantemente cambiando, erosionando debido al golpeteo constante de la superficie y acrecentando la descarga de sedimentos.

En particular, la plataforma continental del Golfo de México, es un ambiente bastante benigno para la instalación de líneas de transporte. La cama del fondo marino en la plataforma continental es suave, fácil para ser removido y relativamente plano. Sin embargo existen obstáculos nunca encontrados en el pasado. Los siguientes ejemplos son los más prominentes:

- o Geoamenzas.
- o Cordilleras que requieren líneas de transporte de grandes longitudes con costos elevados y alteraciones del lecho marino.
- o Inclinaciones bastante precipitadas que pueden causar desestabilización en el lecho y problemas en el anclaje de las líneas.



^Figura 5.4 Representación del lecho en escala vertical 3x sin exageración, vista de sur a norte. Fuente (BP 2004)

V.2.2.1 Cordilleras, acantilados y cañadas.

En aguas profundas, algunos elementos del sistema integral de producción, pozos, risers y ductos submarinos, se debe tender en el lecho marino para poder transportar la producción de aceite crudo y gas natural, desde la cabeza del pozo hasta nuestros sistemas superficiales de recolección, ubicados en instalaciones superficiales en mar o tierra (ver figura 5.5).

El diseño de los desarrollos de yacimientos situados bajo aguas profundas se encuentra limitado por la presión del yacimiento, ya que de ellas dependía la distancia aceptable entre el pozo y la plataforma sin una pérdida crítica del flujo. La disminución de la presión se puede compensar por medio de la inyección de agua, mientras que la contrapresión se puede reducir con el levantamiento artificial por gas.

La eficiencia de este sistema disminuye en los pozos con largas conexiones (liebacks) horizontales, típicas de las terminaciones submarinas. Para mantener la producción de crudo en estos pozos submarinos de aguas profundas es preciso incrementar las tasas de flujo, simplificar el diseño de las instalaciones de producción, disminuir el número de plataformas de producción y reducir las inversiones y los costos operativos.



^Figura 5.5 Configuración de un Sistema Marino de Producción en Aguas Profundas

En aguas profundas, se requieren de grandes obras de instalaciones, por eso se requieren conocer y manejar tecnologías que suministren energía adicional para el movimiento de los hidrocarburos. Existen diferentes métodos que nos ayudan a generar energía adicional:

- o *Pozo*

Esto se hace con Bombeo Neumático, a través de la inyección de gas por los umbilicales y Bombeo Electrocentrífugo instalado en el pozo en el pozo.

- o *Risers*

Utilización de bombas de fondo submarinas instaladas en la cabeza del pozo las cuales ayudan a bombear el hidrocarburo hasta el lugar de recolección.

Hoy en día, existen bombas de fondo submarinas, cuya función es la de bombear los hidrocarburos hasta las instalaciones como se vio en el capítulo III (ver figura 5.6), este equipo se instaló por primera vez en diciembre de 1997 en el sur del Mar de China, en el campo Lufeng operado por Statoil . Se instalaron cinco bombas de refuerzo Multifásicas fabricadas por Framo Engineering a 330 m [1082 pies] de profundidad bajo el nivel del mar. Desde entonces, las bombas han levantado más de 50 millones de barriles [8 millones de m³] de líquidos, sin ningún tipo de inconveniente.

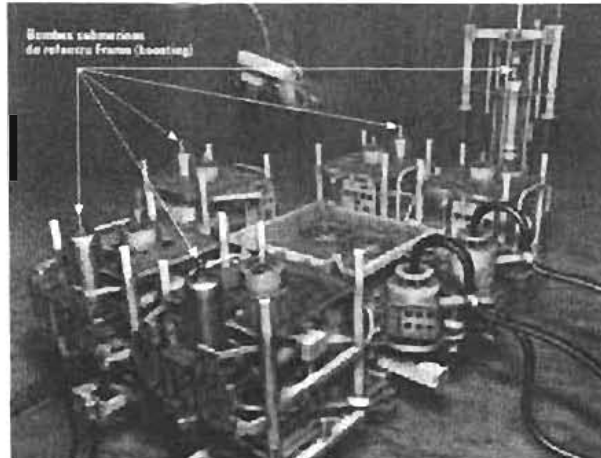


Figura 5.6 Bombas Multifásica para la compresión de gas y el bombeo de aceite hasta la superficie (Fuente: Mendonça)

El FPSO Navion Munin puede realizar intervenciones en las bombas submarinas utilizando su propia cabria, lo cual permite efectuar una recuperación efectiva en costos si fuera necesario. Otra instalación de bombas multifásicas se encuentra en proceso de preparación en el campo Topacio, ubicado en la zona marina de Guinea Ecuatorial, donde Exxon Mobil opera dos bombas Framo instaladas a más de 500 m bajo el nivel del mar para mejorar la producción de un campo satélite.

V.2.2.2 Estabilidad del fondo del mar.

TEMBLORES

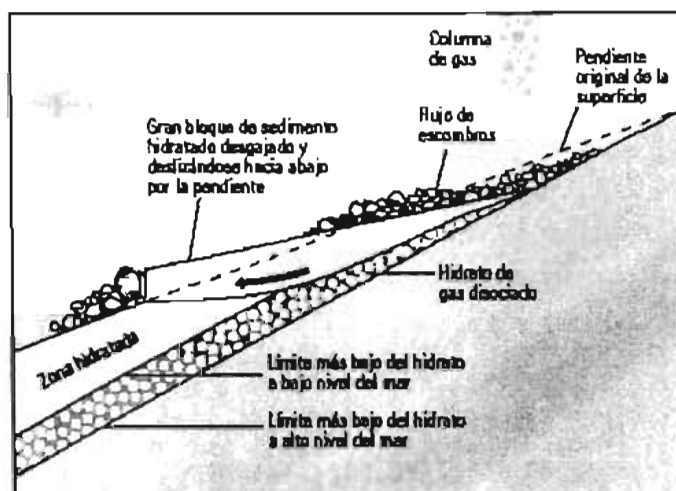
Un terremoto es el movimiento brusco de la Tierra, causado por la brusca liberación de energía acumulada durante un largo tiempo. Aunado a esto, los bajos niveles de consolidación de los sedimentos principalmente en las pendientes de la plataforma continental, provocan el derrumbamiento del suelo. La cantidad de masa sedimentaria y la velocidad con la que esta se mueve, causan que la configuración de tendido de las líneas marinas se desacomoden y los fenómenos de colapso, fatiga y deformación en las tuberías sean severos, provocando rupturas.

Según Petrobras en el año 2000, la ruptura de un ducto provoco la pérdida de 6700 bls de crudo en las costas de Río de Janeiro, causando un daño al entorno ecológico de severas

magnitudes. Las causas de la ruptura del ducto fue por un desequilibrio de la pendiente que tenía una inclinación de 30°-35°, en donde la trayectoria de tendido no era ambientalmente segura debido a los altos índices de sedimentación en esta parte de la pendiente, provocando que la cama sedimentaria desprendiera las anclas de sujeción de los ductos y estos se colapsaran y sufrieran rupturas por la resistencia de la tubería. Los gastos por multa fueron de 90 Millones/Dóls + la pérdida de producción por la reparación.

HIDRATOS

La disociación de los hidratos puede ocasionar inestabilidad en los sedimentos del fondo del mar depositados sobre las pendientes continentales. La base de la zona de hidratos de gas puede representar una discontinuidad en la solidez de la columna de sedimentos. La presencia de hidratos puede inhibir la consolidación y compactación del sedimento normal y el gas libre atrapado debajo de la zona de hidratos puede sobrepresionarse (ver figura 5.7)⁴. Las plataformas y los ductos marinos están sujetos a deslizamientos de tierra marinos relacionados con los hidratos, ocasionando rupturas en los ductos o en equipos de producción.



⁴Figura 5.7 Disociación de hidratos responsable de un deslizamiento de un bloque submarino.

Aunado a esto es importante realizar un análisis de estabilidad de las pendientes por las cuales se tenderán las tuberías submarinas, ya que año con año según Eric Liedtke⁵ (2003)

los costos por reparación y mantenimiento de las tuberías submarinas ascienden a 2 Millones Dlls por Milfa, debido a su afectación por inestabilidad en la pendiente de tendido.

Existen diferentes metodologías para analizar la estabilidad de las pendientes y todas ellas están relacionadas a análisis de elemento finito y métodos estadísticos desarrollados para diferentes materiales depositados en las pendientes del lecho marino.

Los métodos determinan un factor de seguridad para un análisis de esfuerzo total y para un análisis de drene de sólidos, en donde son calculados utilizando las siguientes ecuaciones:

Ecuación de análisis de drene de sólidos⁶:

$$SF = \frac{\tan \phi'}{\left(\tan \left(\arcsen \left[\frac{\tan \beta}{\left(\frac{1 + (a - \Delta u)}{\gamma H \cos^2 \beta} \right)} \right] \right) \right)} \quad (5.2)$$

Ecuación general para esfuerzo total^{7,8}:

$$SF = \left(\frac{S_u^{DSS}}{\sigma_{vc}} \right) (1 + (k + 1) \operatorname{sen} 2\beta) / (\operatorname{sen} \beta \cos \beta) \quad (5.3)$$

Donde:

- SF = Factor de Seguridad
- ϕ' = Angulo de Fricción de los Sedimentos
- β = Angulo de la Pendiente
- γ = Peso de la Unidad Sumergida (Tubería Submarina).
- H = Profundidad del tendido de la Unidad.
- a = Atracción (definida como cohesión/ $\tan \phi'$)
- Δu = Presión de Poro
- S_u^{DSS} = Distribución Simple Directa (de los Sedimentos), donde se calcula como:

$$S_v^{DSS} = \alpha(P'0 - \Delta u) \left(\frac{P'0 - \varepsilon \Delta u + \Delta p}{P'0 - \Delta u} \right)^m \quad (5.4)$$

de donde:

$P'0$ = Sobrecarga efectiva vertical, asumiendo las condiciones hidrostáticas de las condiciones de poro.

ε = Parámetro de la Presión de Poro = 0.5

pc' = Esfuerzo de consolidación; $po' = \varepsilon \Delta u + \Delta p$

m = Parámetro del Material

Nota: Este trabajo es sobre el estado del arte actual de la problemática de transporte de hidrocarburos, por tal razón se dan las citas para un estudio mas minucioso del tema (Ver referencia 6).

Según Gifford et al (1998)⁹, los principales problemas debido a las condiciones del suelo marino son:

- o Condiciones topográficas difíciles de operar.
- o Presión del yacimiento insuficiente para el transporte de la producción.
- o Inestabilidad del Fondo Marino.
- o Costos excesivos de reparación.
- o Costos excesivos de mantenimiento.

V.2.2.3 Volcanes de lodo.

En ambientes marinos profundos, es muy común la existencia o la aparición repentina de procesos geológicos denominados volcanes de lodo, provocando daños muy costosos en las instalaciones de perforación, anclaje de plataformas, en el anclaje de ductos submarinos, siendo en este ultimo en donde mas afectan (ver figura 5.8). El volcanismo de lodo es un fenómeno interesante, ocurrido en las áreas en donde la compresión de las placas tectónicas esta asociado con la acumulación de hidrocarburos en estratos del fondo marino.

Tres aspectos importantes que los volcanes de lodo pueden aportar son:

- Son indicadores de grandes potenciales petroleros.
- Son una importante herramienta para obtener información y características sobre los sedimentos de las formaciones por debajo del lecho marino.
- Son amenazas para las operaciones de perforación, instalación de equipo y las rutinas de las líneas.

Existen diferentes condiciones ambientales necesarias para la formación de volcanes de lodo como son:

- La sedimentación debe formar estratos gruesos.
- La presencia de estratos clásticos en las subestructuras del lecho marino.
- Gran potencial de hidrocarburos.
- Alto índice de depositación y por lo tanto presión de formación anormalmente alta.
- La presencia de Fallas.
- Sismicidad.

Existen diferentes hipótesis propuestas para explicar los mecanismos de su formación. La primera teoría explica que la formación de volcanes de lodo se debe al alto diapirismo del lodo donde el suministro del gas y los fluidos de la formación son las fuerzas que conducen a la formación del volcanismo.

Otra hipótesis propuesta por Lorenz en 1975, explica que es debido al rápido flujo de los fluidos de los poros a los esquistos plásticos y después escapan por las fracturas u otras condiciones estructurales. Las amenazas que presentan la erupción de los volcanes de lodo son; la expulsión de lodo, emisión de gases tóxicos y combustión espontánea de gases¹⁰.

Estos fenómenos pueden ocurrir repentinamente, afectando solamente las áreas aledañas a la vecindad del volcán, provocando destrucciones en:

- Ductos Submarinos de Transporte.
- Sistemas de producción submarinos.

- o Sistema de Anclaje de los Sistemas de Producción y Transporte (FPSO, TLP, PSS, etc)

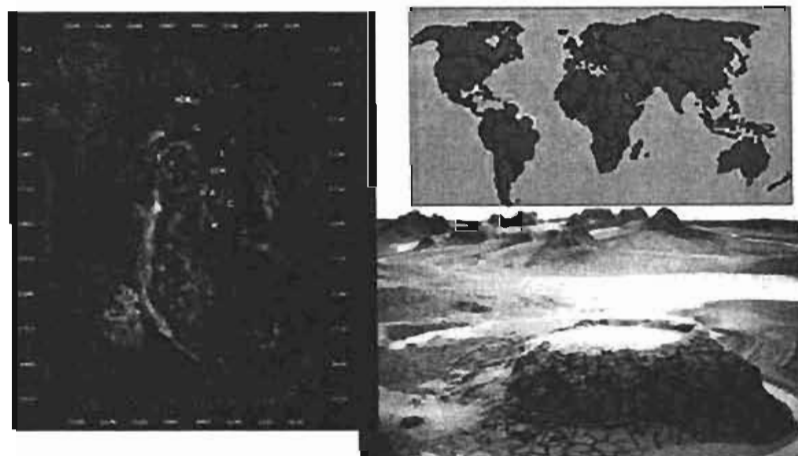
Actualmente el estudio de la determinación de zonas en donde estos fenómenos naturales, llegan a generarse y/o en donde se han generado¹¹ es de gran importancia para cualquier desarrollo en aguas profundas. La obtención de información por métodos geofísicos muestra algunos parámetros para su localización (ver referencia 11). El tamaño de los volcanes de lodo se puede determinar con la ecuación desarrollada por Rabinowitz de la Texas A&M University (2003)¹¹, que dice:

$$H = 1485 \text{ m/seg} \left(\frac{X_{1ms} - X_{2ms}}{2000} \right) \quad (5.5)$$

en donde:

- 1485 m/seg = Velocidad de la Onda del Sonido en el Agua de Mar.
- 2000 = Factor de Conversión.
- X_{1ms} = Tiempo de Transito del suelo marino por la vecindad del volcán de lodo.
- X_{2ms} = Tiempo de transito del punto mas grande del volcán de lodo.

Los valores de X_{1ms} y X_{2ms} se determinan de prospecciones sísmicas (ver referencia 8).



^Figura 5.8 Volcán de lodo, que complica la topografía del techo marino para la construcción de ductos. Fuente (BP, 2004)

V.3 Aseguramiento del Flujo en Ductos.

El aseguramiento del flujo se define como la capacidad de producir fluidos de hidrocarburos del yacimiento para exportar durante la vida productiva del campo en cualquier ambiente. Debido a que en aguas profundas las inversiones son de miles de millones de dólares, el aseguramiento de la producción se encuentra por encima de cualquier otro riesgo de los que se puedan considerar. Existen diversos elementos que provocan, la restricción del flujo como son la obstrucción de sólidos y deterioro de las líneas de producción.

En aguas profundas existen una serie de parámetros, los cuales son importantes simular antes de la construcción de los ductos y risers, para así poder asegurar el flujo a través de estos. Estos parámetros son; conocer las propiedades de los fluidos, determinar si la presión del yacimiento es suficiente para transportar los hidrocarburos a la superficie, determinar la tasa de producción y el régimen de flujo, determinar si se formaran sólidos en estado estable, durante el cierre y la puesta en marcha, predecir la depositación de sólidos, determinar si se puede remediar la obstrucción y determinar si los químicos utilizados son compatibles entre sí. El cambio de velocidades en estado transitorio, generan que la formación de sólidos (parafinas, asfaltenos, incrustaciones minerales) se genere antes o después de lo precalculado, trayendo como resultado inversiones grandes en análisis, si no se consideran todos los casos.

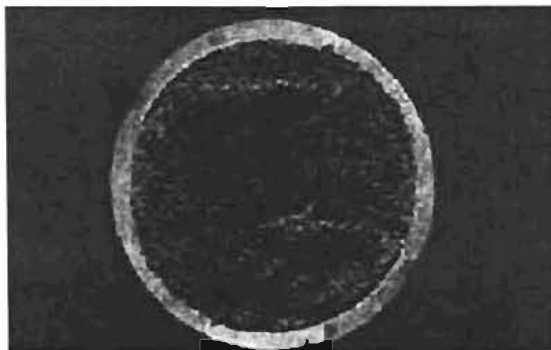
En aguas profundas, por ser distancias muy grandes las que la producción debe recorrer, las condiciones físicas y químicas que se presentan, generan ciertos elementos que limitan el flujo de los hidrocarburos. Estos elementos son los que se tienen en la tabla 5.1.

SÓLIDOS	COMPORTAMIENTO DE FLUJO
Asfaltenos	Corrosión
Parafinas	Emulsiones
Hidratos	Erosión
Arena	Punto de Escurrimiento
Incrustaciones Minerales	Viscosidad

Tabla 5.1 Principales Elementos a los que se les atribuyen retos para un aseguramiento del flujo. Fuente (BP, 2004)

Estos elementos, generan taponamiento en los ductos de transporte y son causantes de altas caídas de presión (ver figura 5.9). La producción diaria se ve afectada por estos elementos, haciendo menos rentable nuestro proyecto de inversión y provocando grandes inversiones adicionales por la falta de prevención. Los constantes o repentinos cierres de los ductos, generan que el patrón de flujo de los fluidos durante su transporte se comporte de manera diferente, debido a la pérdida de calor por conducción o convección, provocando que las predicciones realizadas de fase, cambien.

Existe un número de formas para prevenir las pérdidas térmicas de las líneas submarinas y poder mantener el flujo constante en función de la eliminación de pérdidas de calor por conducción o convección. Dentro de estas formas se encuentran los sistemas Pipe in Pipe (por sus siglas en inglés), transferencia de calor directa, calentadores de pista y el uso de sistemas de aislamiento. Sin embargo el uso de calentadores térmicos cualquiera que estos sean, causan un sobrecalentamiento del agua causando niveles que pueden perturbar gravemente los ciclos vitales del ambiente marino/costero y poner en peligro toda su diversidad biológica.



^aFigura 5.9 Corte transversal de una tubería, obstruida por la precipitación de asfaltenos.
Fuente (BP, 2004)

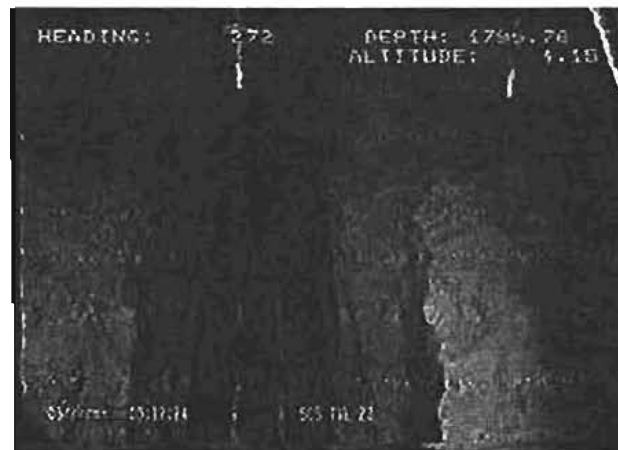
V.3.1 Diseño de aislamiento de ductos marinos.

Mientras que todavía en el 2004, se sigue trabajando para encontrar materiales aislantes que permitan reducir las pérdidas de calor (Choqueuse, 2004)¹³, según la API (Finch et al, 2004)¹⁴, en la actualidad el sistema de entierro de las tuberías marinas por medio de arado del lecho

marino (ver figura 5.10) utilizando diversos sistemas permiten que la conductividad de calor sea mínima y por lo tanto tener un aseguramiento de flujo libre de formación de sólidos, parafinas e hidratos.

Las propiedades de aislamiento de los sistemas de las tuberías de transporte están definidas por el Coeficiente General de Transferencia de Calor (por sus siglas en inglés Overall Heat Transfer Coefficient OHTC). El OHTC es función de las partes que componen a la tubería submarina como son; las aleaciones del acero y las cubiertas para aislamiento o protección. Sin embargo, el OHTC también es afectado si este no se encuentra aislado en los sedimentos del fondo marino.

Los valores de OHTC pueden ser definidos para rangos de sistemas de tuberías submarinas, presentando los siguientes valores (ver tabla 5.2) en donde se demuestran los efectos drásticos que los sistemas de aislamiento tienen en las propiedades de los sistemas de ductos submarinos.



^Figura 5.10 Zanja para tubería submarina de 9 pies de ancho.
Fuente Choqueuse¹⁴

La habilidad para la transferencia de calor de la tierra (sedimentos del lecho marino) se definen por los coeficientes de conductividad térmica, K. La conductividad térmica de un sedimento es simple al registrarse en un laboratorio y formar parte de todas las rutas inspeccionadas para la instalación.

SISTEMA / MATERIAL	OHTC (W / m ² K)
Acero + 3 capas de Polipropileno como envolvente	90.0
Acero + Envolvente de baja densidad	5.0
Pipe in Pipe con Aislamiento de Lana Mineral	2.0
Pipe in Pipe con Aislamiento de Microporo	0.75

Tabla 5.2 Transferencia de calor para los diferentes materiales (Fuente Choqueuse 2000)

Los valores típicos de Coeficiente de Conductividad Térmica K, se presentan en la tabla 5.3. La conductividad térmica del agua de mar es aproximadamente 0.6 W/mK, suponiendo que es un conductor pobre de calor, es un buen aislante. Sin embargo se debe recordar que la fuente primaria de la transferencia de calor de un sólido (línea marina) a un fluido (agua de mar) será por convección y no por conducción. Las líneas marinas que no están enterradas pierden calor por los alrededores del agua de mar transferido por convección.

Mientras el contenido de humedad de la tierra marina incrementa, el coeficiente de conductividad térmica reduce, debido a los efectos de los fluidos del poro dentro de la masa de tierra.

Tipo de Tierra Marina	Coeficiente de Conductividad Térmica, K (W/mK)
Arena Densidad Alta	2.5 – 4.0
Arena Densidad Media	1.5 – 2.5
Arena muy Suelta	1.3 – 1.5
Arcilla muy Suave	1.0 – 2.0
Arcilla Dura	1.5 – 2.5
Agua de Mar	0.6

Tabla 5.3 Coeficiente de Conductividad Térmica para diferentes Materiales marinos. (Fuente Choqueuse 2000)

La relación entre el OHTC y el Coeficiente de Conductividad Térmica, K para un sistema enterrado de línea marina, se define a continuación:

$$\text{OHTC} = \frac{2\pi\pi_s(T_o - T_a)}{\text{Ln}\left(\frac{h + (h^2 - r^2)^{0.5}}{r}\right)} \quad 5.6$$

en donde:

OHTC	= Coeficiente General de Transferencia de Calor del Sistema.	(W/m ² K)
K _s	= Coeficiente de Conductividad Térmica de la Tierra del Fondo Marino.	(W/mK)
T _a	= Temperatura Ambiente (externa del fondo marino).	(K)
T _o	= Temperatura Externa de la Pared de la Tubería Marina.	(K)
h	= Profundidad de Enterrado de la Tubería Marina.	(m)
r	= Radio externo de la Tubería Marina.	(m)

De esta manera, el OHTC de una tubería enterrada es directamente proporcional al coeficiente de conductividad térmica K, de los alrededores de la tierra del lecho marino. Por lo tanto, con todas las consideraciones de la ecuación, si la línea marina puede ser enterrada efectivamente en la tierra con bajos valores de K, las propiedades de aislamiento del sistema de tuberías marinas pueden alcanzar significativamente evitar las pérdidas de calor.

V.3.2 Hidratos de Metano.

En la década de 1930, los hidratos de gas fueron identificados como los responsables de bloquear los ductos superficiales en la ex-Unión Soviética. Cuando el petróleo o el gas son conducidos a través de ductos presurizados en climas fríos, puede existir suficiente agua y metano en la mezcla para formar hidratos sólidos, los cuales pueden obstruir el ducto (Takashi, 2003)¹⁵.

Las líneas de flujo submarinas operan a condiciones de presión y temperatura similares, propicias para la formación de hidratos y están sujetas al bloqueo, especialmente cuando grandes distancias de enlace entre el árbol de válvulas submarino y la plataforma de

producción, están sometidas a bajas temperaturas y a presiones hidrostáticas altas por largos períodos de tiempo.

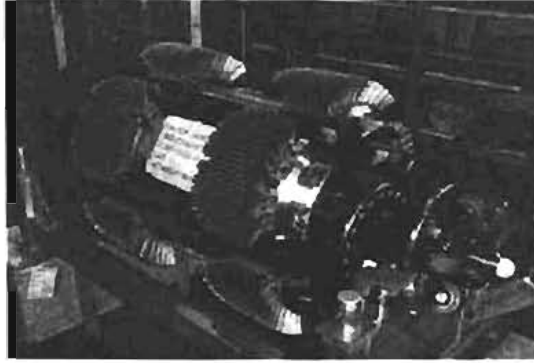
La importancia de mantener a las líneas de flujo fuera de esta región de formación (Takashi, 2003)¹⁷ es uno de los retos principales para la ingeniería de diseño. Las intervenciones para la eliminación de hidratos pueden resultar costosas y difíciles. La eliminación de un taponamiento formado por hidratos puede ser peligrosa. Un taponamiento de hidratos despresurizado puede viajar a velocidades balísticas, ocasionando la ruptura de ductos.

Según García (2004), la limpieza de líneas, requiere el uso de tecnologías inteligentes (ver figura 5.11), el uso de aditivos preventivos y el mejoramiento de los modelos térmicos (Bendilsen, 2004)¹⁷. Una forma de evitar la obstrucción de los ductos es a través de la extracción del agua antes de la compresión de los hidrocarburos.

Este puede ser un tratamiento más efectivo desde el punto de vista de los costos. A los efectos de evitar la formación de hidratos en los ductos, se puede utilizar una combinación de técnicas que puede resultar efectiva; esto es: eliminar el agua por debajo del punto de rocío, mantener la temperatura por encima del punto de formación de hidratos y utilizar inhibidores para evitar que la mezcla se solidifique (Cochran, 2003)¹⁸.

Los principales problemas presentados por la formación de hidratos son:

- Problemas de gelación en los árboles de producción.
- Problemas de gelación en los sistemas de bombeo.
- Problemas de gelación en las válvulas de estrangulamiento.
- Problemas de gelación en los separadores de fondo submarino.
- Restricción del flujo de los fluidos.
- Ruptura de los ductos de transporte debido a la eliminación.



^aFigura 5.11 Diablo inteligente utilizado para limpieza de ductos de 26,28 y 30" de diámetro. Fuente (BP 2004)

Actualmente, para evitar todas estas condiciones se utilizan separadores de fondo submarinos. Varias compañías se encuentran abocadas a la investigación de la separación de fluidos en ambientes submarinos, lo cual permitirá evitar levantar grandes volúmenes de agua a la superficie y evitar así la formación de los hidratos de metano, que luego se deben procesar y eliminar.

Esto permitirá reducir los costos de levantamiento, así como los de procesamientos y manejo del agua en la superficie. Estos ahorros pueden extender la vida económica de los proyectos en aguas profundas y reducir los riesgos de desarrollo (Thomas, 1999)¹⁹.

V.3.3 Condiciones Físico Ambientales.

Como se menciona en el Capítulo IV, los huracanes, corrientes, remolinos, ríos submarinos y nortes, juegan un papel importante, pues el grado de afectación en los ductos y en los sistemas de transporte, son muy grande debido a las grandes velocidades con las que estos se generan.

El oleaje que se presenta en aguas someras o poco profundas, no puede aumentar más allá de ciertos límites que son determinados por la profundidad, la fricción que se desarrolla en el fondo y la condición de rompiente. Estos factores son los que se presentan típicamente en la costa, donde la plataforma continental alcanza cientos de kilómetros de extensión y donde el

oleaje se ve afectado por su interacción con el fondo del mar al perder energía por la fricción con el fondo del mar.

Sin embargo, para unas mismas condiciones de viento se puede esperar un oleaje máximo en aguas profundas mucho mayor al que se pueda alcanzar en aguas someras; esta diferencia depende en gran parte de la batimetría de la costa y del material del fondo del mar (ver figura 5.12). Los daños que provoca el oleaje, se deben principalmente a la socavación que provoca éste en las estructuras e instalaciones petroleras, así como su efecto destructivo por impacto directo a las instalaciones de producción y almacenamiento.



^AVer Figura 5.12 Imagen del complejo de producción abkatum-a, de Pemex Exploración y Producción, durante el paso del huracán Roxanne. Octubre 1995.

Según Cenapred (2002) a través de informes de PEMEX, los principales sistemas que se ven severamente afectados por condiciones físico ambientales son los ductos, tuberías ascendentes y tuberías sobre cubiertas de plataformas.

En 2002 deja de percibir unos 108.7 millones de dólares por la reducción de los volúmenes de producción de crudo provocados por las labores de contingencia del huracán Isidore y 15.5 millones de pesos por su impacto sobre las instalaciones marinas.

Los principales problemas que surgen son:

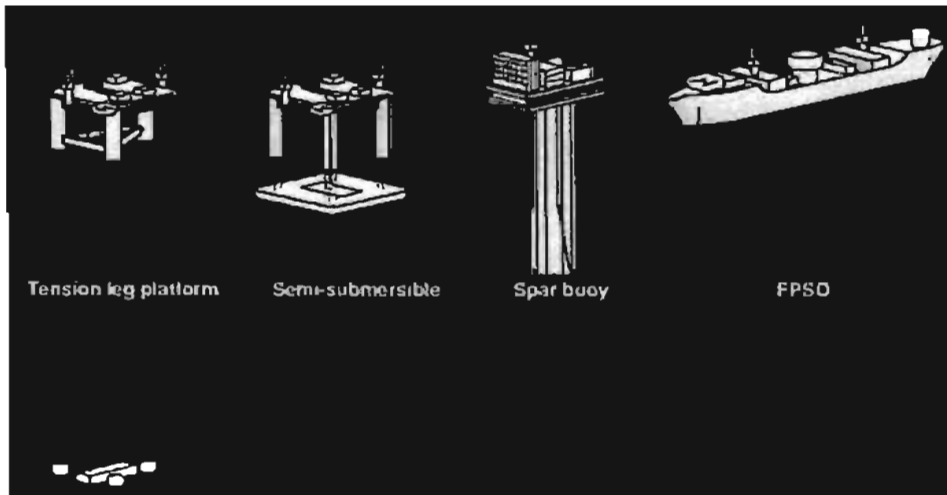
- o Deslizamiento y ruptura de los ductos.
- o Colapso de los anillos de los risers y del mismo risers.
- o Desconexión de los ductos.
- o Superposición de los ductos.
- o Sepultamiento de los ductos.
- o Interrupción de la Producción
- o Costos excesivos.

V.4 Manejo de la Producción.

Durante el manejo de la producción, un parámetro muy importante es el almacenamiento in situ. El almacenamiento de hidrocarburos en las plataformas petroleras, requiere de altos costos de inversión, mas aun hablándose de aguas profundas.

El manejo de la producción requiere de separación de los hidrocarburos y la eliminación de no hidrocarburos, para poder comprimir el gas y bombear el aceite, hasta exportación con el mas alto nivel de normatividad que nuestros consumidores nos lo requieran.

La eliminación del agua no es únicamente generador de problemas de hidratos, emulsiones, enconamientos; sino también de altos costos durante la eliminación de esta durante la separación, pues la infraestructura se encuentra limitada por la posición en la que se esta procesando, el mar. Actualmente se cuenta con plataformas que pueden realizar este proceso, pero se habla de cientos de miles de dólares por día en su alquiler (ver figura 5.13). La tecnología existente debe de ser de grandes dimensiones y existen muchas opciones, en donde es regular la toma de decisiones bajo presión.



^Figura 5.13 Equipos de perforación, producción y almacenamiento. (Fuente BP 2004)

V.4.1 Plataformas de piernas tensadas.

Son estructuras de acero o de concreto del tipo semisumergible, pero con la diferencia que se encuentran atadas por medio de tubos de acero a una base ubicada en el fondo marino²⁰.

Este tipo de plataformas tiene un casco y una cubierta posicionada sobre un templete y columnas que contienen tanques de lastre asociados a bombas de control.

La tecnología de plataformas de piernas tensadas (TLP) se inició con el desarrollo de campos marinos en el Mar del Norte, lo cual propició posteriormente el desarrollo de la primera plataforma TLWP (Tension Leg Wellhead Platform), instalada en el Golfo de México a 536 metros de tirante de agua²¹.

La TIWP es una versión de la TLP pero con dimensiones y capacidades menores, no cuenta con espacio suficiente para ubicar todo el equipo requerido para el manejo y transporte de los hidrocarburos, además de tener limitaciones en cuanto a la capacidad del equipo de bombeo y compresión.

Existen otras plataformas denominadas micro TLP, que se emplean en aguas profundas, cuando el desarrollo del campo requiere un reducido número de pozos y un tiempo de explotación corto, con la finalidad de reducir las inversiones.

V.4.2 Sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO).

Los primeros FPSO's (por sus siglas en Ingles Floating Production Storage and Offloading) fueron buques petroleros convertidos a sistemas flotantes de producción; sin embargo, en la actualidad las compañías petroleras pueden construir unidades nuevas, de acuerdo a las necesidades. Al igual que los demás sistemas de producción, el FPSO aloja equipo para los procesos de producción, inyección de agua, servicios de gas lift y cuenta según su tamaño con diferentes capacidades. En Brasil los FPSO pueden procesar hasta 200,000 BPD y almacenar hasta 2,000,000 de barriles. La primera conversión de un buque fue en 1977, mientras que el primer FPSO nuevo se construyó en 1986.

Los FPSO's tienen la particularidad de poder convertirse o construirse para un fin determinado; sin embargo, se debe analizar cual de las dos alternativas es mas conveniente, ya que dependiendo de los requerimientos, en algunos casos será más rentable construir que convertir el FPSO.

V.4.3 Plataformas Semisumergibles.

Las plataformas semisumergibles son instalaciones flotantes compuestas por una cubierta la cual esta montada sobre columnas verticales, que a su vez están soportadas por pontones. Las plataformas semisumergibles mantienen su posición mediante cadenas ancladas en el fondo del mar.

Las plataformas Semisumergibles pueden convertirse de instalaciones de perforación a plataformas de producción y viceversa, siempre y cuando se realicen las adecuaciones correspondientes, encaminadas a evitar problemas de estabilidad por la distribución de su peso²².

En esta parte del transporte de hidrocarburos y almacenamiento en sistemas de producción los únicos problemas encontrados son por condiciones ambientales como son contaminación por agua de lastre y derrames de hidrocarburos.

V.4.4 Buque Mercante (Shuttle Tank).

El segundo método para el transporte son los buques mercantes que almacenan al momento de la producción de los pozos convergentes en los FPSO's a través de un umbilical. Estos sistemas sirven únicamente para el almacenamiento sin embargo estos sistemas presentan un conjunto de desafíos de gran envergadura al igual que lo presentan los demás sistemas mencionados anteriormente. La generación de energía es insuficiente para la separación y para los procesos operativos, por lo tanto se requieren de sistemas flotantes de generación de energía (Ver figura 5.14).

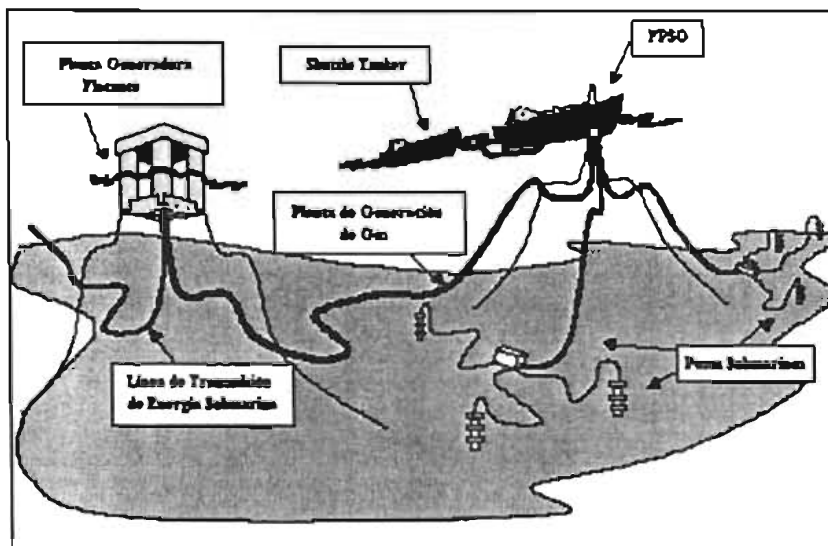


Figura 5.14 Esquema General de los Buques Mercantes transportadores de Producción de HC y Esquema General de Planta de Generación de Energía. Fuente OTC14289

Actualmente se han aplicado estos métodos en el Golfo de México de EU, para la producción de hidrocarburos, trayendo resultados positivos, pero se encuentran aun en evaluación económica para su rentabilidad²³.

V.4.5 Problemas para el Transporte de Hidrocarburos.

El agua de lastre se transporta dentro de los tanques de los buques (por sus siglas en inglés Shuttle Tanker) hasta miles de millas de distancia del lugar donde fue tomada y contiene una diversidad enorme de especies extranjeras, lo que constituye el principal vector para la transferencia marina de las especies a través del mundo.

Los Shuttle Tankers (OMI, 2002)²⁴ se diseñan para transportar cargas pesadas o un volumen enorme de materia líquida, al ser descargadas las mercancías y los productos líquidos las naves se transforman en inestables, por eso se toma agua de lastre que proporciona una buena forma de estabilizar el navío; se toma fácilmente a bordo y se descarga; y puede ser cambiada de sitio entre los tanques de lastre dentro de un barco. Además de usar el agua para la maniobrabilidad y estabilidad del barco, se usa para compensar el resultado del consumo del combustible durante el viaje. Más de 100 millones de toneladas son transportadas anualmente. La descarga de agua de lastre trae millones de plantas y animales no nativos en los ecosistemas marinos de los países. La organización Marítima Internacional señala que existen riesgos de enfermar o incluso morir por causa de patógenos marinos introducidos por las aguas de lastre.

No obstante, las actividades de deslastre de los buques provocan no solamente el impacto físico-químico también conlleva la invasión de especies exóticas, extranjeras o invasoras de invertebrados, algas, bacterias, virus protozoarios que viajen alrededor del mundo en el agua de lastre de los navíos. La introducción de organismos extraños en los ecosistemas que no son propios para ellos puede generar pérdidas de Biodiversidad muy significativas.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El desarrollo del presente trabajo presenta las siguientes conclusiones:

Para el caso de la perforación de pozos en aguas profundas:

- 1) La determinación de las geopresiones es uno de los aspectos fundamentales para obtener una perforación de pozos en aguas profundas exitosa. Mediante buenos datos obtenidos de estos parámetros se puede reducir el número de riesgos tecnológicos, ambientales y económicos. El método de Ben Eaton, es el más recomendado en la industria petrolera por ser el más utilizado, debido a sus resultados.
- 2) El cálculo de las presiones anulares, debe ser determinado utilizando nuevos modelos hidráulicos y herramientas más precisas durante el tiempo real de operación, y así poder prevenir las pérdidas de circulación, daño a la formación y el descontrol de pozos debido a la difícil operación de la ventana de operación que se presenta en aguas profundas.
- 3) Dado que el 60 % del costo de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas se utiliza en la perforación, es importante incluir durante las planeaciones de operación, el uso de métodos de detección temprana de brotes y tener un conocimiento profundo de su funcionamiento.

Para el caso de la producción de hidrocarburos en aguas profundas:

- 1) Durante la producción, es importante contar con sistemas de detección de huracanes y contar con estudios oceanográficos de corrientes marinas y remolinos, para poder determinar el uso de la mejor tecnología tanto técnica como económica.
- 2) El problema de mayor envergadura es el de mantener el flujo de hidrocarburos constante, que hasta la fecha los métodos utilizados para la prevención y corrección de precipitación de sólidos siguen siendo ineficientes y costosos.

- 3) Se requiere de tiempo para adquirir conocimiento de los diferentes sistemas de explotación en aspectos económicos y técnicos, para desarrollar escenarios de explotación rentables y versátiles.

Para el transporte de hidrocarburos en aguas profundas:

- 1) Para el transporte por ductos, deben realizarse trabajos especializados de prospección sísmica para la determinación de las condiciones del suelo. Es importante poner especial atención a la estabilidad de las pendientes de la plataforma continental y a la identificación de las características de los volcanes de lodo.
- 2) Deben desarrollarse aislantes naturales mas eficientes para asegurar un flujo constante de la producción libre de cualquier formación de sólidos.
- 3) Las metodologías de tendido de ductos submarinos, merecen una atención especial en diseño y construcción, puesto que requiere tecnologías combinadas.

Se recomienda lo siguiente:

- 1) El trabajo conjunto entre instituciones gubernamentales, instituciones educativas, organizaciones de investigación, empresas y compañías petroleras, es fundamental para desarrollar proyectos de tales magnitudes.
- 2) En la planeación de la perforación, producción y transporte deben incluirse de los riesgos asociados a los efectos del tirante de agua. Esto ayudará a desarrollar de manera preventiva las operaciones e intervenciones.
- 3) Los efectos de flujo de aguas someras, volcanes de lodo y formación de sólidos, merecen una atención especial para reducir los riesgos y costos. Actualmente no se cuenta con tecnologías adecuadas para la localización de geoamenazas.
- 4) Para el aseguramiento de la producción, es importante trabajar de manera adecuada las ecuaciones de estado y realizar estudios PVT para la prevención de formaciones de sólidos con el mas mínimo valor de incertidumbre
- 5) La formación de hidratos puede prevenirse mediante el uso de separadores de fondo submarino, que aparte de prevenir hidratos, disminuyen el costo de la separación de hidrocarburos en la superficie.

NOMENCLATURA

Organizaciones.

OTC	Conferencia De Tecnologías Constafuera.
AMJIG	Grupo Industrial Conjunto De Las Márgenes Del Atlántico.
IMP	Instituto Mexicano Del Petróleo.
PEMEX	Petróleos Mexicanos.
PROCAP	Preograma Para Conservação De Albatrozes E Petréis.
ODP	Programa De Operación Oceánica.
JIP's	Proyectos Integrales Conjuntos.
MMS	Servicio De Administración De Minerales.
SPE	Sociedad De Ingeniería Petrolera.
UNAM	Universidad Nacional Autónoma De México.

Técnicas.

ϕ'	Angulo de Fricción de los Sedimentos.	[°]
β	Angulo de la Pendiente.	[°]
a	Atracción.	
bl	Barril	
bls	Barriles	
Ks	Coefficiente de Conductividad Térmica de la Tierra del Fondo Marino.	[W/mK]
OHTC	Coefficiente de Transferencia de Calor.	[W/m ² K]
A	Coefficiente de Osgood.	
C _N	Conductividad de las Lutitas.	[miliΩ/m]
C _O	Conductividad de las Lutitas, de la lectura del registro Geofísico.	[miliΩ/m]
Y _L (O)	Colgamiento.	
DEC	Densidad Equivalente de Circulación.	[lb/gal]
DEE	Densidad Equivalente Estática.	[lb/gal]
MW	Densidad Equivalente del Lodo.	[Lb/gal]
ρ_w	Densidad del Agua.	[g/cm ³]
ρ_{Aire}	Densidad Promedio del Aire.	[g/cm ³]
ρ_F	Densidad Promedio del Fluido de la Formación.	
ρ_R	Densidad Promedio de la Roca.	[g/cm ³]
ρ_{ns}	Densidad de la Mezcla de Hidrocarburos con sin Resbalamiento.	
ρ_m	Densidad de la Mezcla con Resbalamiento.	
S _U ^{DSS}	Distribución Simple Directa.	
ϵ	Elongación de la Tubería.	
$\rho C'$	Esfuerzo de Consolidación.	
σ	Estrés de la Tubería.	
σ_F	Estrés Máximo de Resistencia.	
f _{ip}	Factor de Fricción de la Mezcla de Hidrocarburos.	
f _n	Factor de Fricción Normalizado de la Mezcla de Hidrocarburos.	

SF	Factor de Seguridad.	
p/Dn	Gradiente de Presión.	[lb/pg ² /pie]
F/D	Gradiente de Presión de Fractura.	[lb/pg ² /pie]
S/D	Gradiente de Presión de Sobrecarga.	[lb/pg ² /pie]
P/D	Gradiente de Presión de Poro.	[lb/pg ² /pie]
WISHE	Intercambio de Calor de la Atmósfera Tropical.	
RSM	Margen de Seguridad del Riser.	
E	Modulo de Young.	
m	Parámetro de Material.	
Ek	Pérdidas de Presión por Elevación.	[Lbs/pg ² /pie]
γ	Peso de la Unidad Sumergida.	[Lbs]
TLP's	Plataforma de Piernas Tensadas	
S	Presión de Sobrecarga.	[psi]
PP	Presión de Poro.	[psi]
Δu	Presión de Poro Superficial.	[psi]
PWD	Pressure While Drilling.	
H	Profundidad de Entierro de la Tubería Marina.	[m]
D	Profundidad Vertical Verdadera.	[Pies]
PV	Profundidad Vertical.	[Pies]
TD	Profundidad Total.	[Pies]
SD	Profundidad de la Zapata.	[Pies]
PVBMR	Profundidad Vertical Bajo de la Mesa Rotaria.	[Pies]
H	Profundidad del Tendido de la Unidad.	[Pies]
φ	Porosidad.	
r	Radio Externo de la Tubería Marina.	[m]
ν	Relación de Poisson.	
R _o	Resistivaza de las Lutitas.	[Ω-m]
R _N	Resistividad de las Lititas, de la Línea Normal de Compactación.	[Ω-m]
FP SO	Sistema de producción de Almacenamiento y Descarga.	
P' o	Sobrecarga Efectiva Vertical.	
H	Tamaño de los Volcanes de Lodo.	
TLWP	Tension Leg Wellhead Platform.	
Ta	Temperatura ambiente externa del fondo marino.	[K]
To	Temperatura Externa de la Pared de la Tubería Marina.	[K]
X _{1ms}	Tiempo de Transición del Suelo Marino por la Velocidad del Volcán.	[Seg]
X _{2ms}	Tiempo de Transito del Punto más Grande del Volcán.	[Seg]
D _w	Tirante de Agua.	[Pies]
D _{Aire}	Tirante de Aire.	[Pies]
TP	Tubería de Producción.	
ROV	Vehículo Operado a Control Remoto.	
V	Velocidad Sísmica del Intervalo.	[pie/seg]
VsL	Velocidad Superficial del Líquido.	[pie/seg]
VsG	Velocidad Superficial del Gas.	[pie/seg]
Vm	Velocidad de la Mezcla.	[pie/seg]

RELACIÓN DE FIGURAS.

Fig.

- 2.1 Tendencia de la Incorporación de Reservas y Requerimientos Futuros.
- 2.2 Situación de la Explotación de Aguas Profundas en el Mundo.
- 3.1 Principales Provincias de Hidrocarburos localizados en Aguas Profundas.
- 3.2 Concepto de la Presión de Poro.
- 3.3 Clasificación de la Presión de Poro Según la Magnitud.
- 3.4 Concepto de la Presión de Fractura.
- 3.5 Valores de Sobre Carga de la Costa del Golfo de México en la Ecuación General de Eaton.
- 3.6 Valores de Densidad Promedio para Sobrecarga.
- 3.7 Datos de Densidad Promedio de Sobrecarga para Varios Tirantes de Agua.
- 3.8 Relación de Poisson para la Costa del Golfo de México.
- 3.9 Problemas de la Ventana de Operación del Fluido de Perforación.
- 3.10 Tuberías Expandibles y sus Diámetros Alcanzados.
- 3.11 Sistema de Gradiente de Doble Densidad.
- 3.12 Relación entre la Profundidad de Asentamiento de las TR's y la Máxima Densidad
- 3.13 Comparación entre un Sistema Convencional y un Sistema de Gradiente Doble.
- 3.14 Arreglo Típico de Preventor en Aguas Profundas
- 3.15 Muestra del Efecto de Brote en el Conector de la Cabeza
- 3.16 Muestra del Escenario de un Brote.
- 3.17 Tecnología de Doble Gradiente de Perforación, comparación entre la Perforación Convencional y el Doble Gradiente.
- 3.18 Comparación de los Efectos de la presión Hidrostática en un sistema de Perforación Convencional y un Sistema de Doble Gradiente.
- 4.1 Datos Medidos de Eventos Oceanográficos y Meteorológicos
- 4.2 Estructura del Huracán Floyd.
- 4.3 Huracán Lili en el Golfo de México.
- 4.4 Sistemas Afectados en un sistema de Producción en Aguas Profundas por Huracanes.
- 4.5 Configuración Geométrica de una Plataforma con SPAR
- 4.6 Mapa de Distribución de Temperaturas en el Golfo de México.

- 4.7 Esquema de una Bomba Electrosumergible Submarina.
- 4.8 Sistema de Adición de Energía al Yacimiento.
- 4.9 Fronteras de la Fase Termodinámico de los Sólidos.
- 4.10 Modelo Estructural de una Molécula de Asfaltenos.
- 4.11 Precipitación de Asfaltenos Encontrados en una TP.
- 4.12 Ejemplo de Zona de Formación de Hidratos para un Sistema Producido en África.
- 4.13 Formación de Incrustaciones de Carbonato de Calcio
- 4.14 Eliminación de Incrustaciones de Carbonatos de Calcio
- 4.15 Efectos de la Formación de Incrustaciones Minerales
- 4.16 Proceso de Nucleación para la Formación de Minerales.
- 4.17 Incrustaciones en los Sistemas de Producción.
- 4.18 Daño a la Formación por la Formación de Incrustaciones Minerales.
- 5.1 Embarcaciones para el Tendido de Tuberías en Aguas Profundas.
- 5.2 Esquema General de la Configuración J-lay.
- 5.3 Esquema General de la Configuración S-lay.
- 5.4 Representación del lecho en escala Vertical 3x.
- 5.5 Configuración de un Sistema Marino de Producción en Aguas Profundas
- 5.6 Bombas Multifasicas para la Compresión de Gas y Aceite hasta la Superficie.
- 5.7 Disociación de hidratos responsable de un deslizamiento de un Bloque submarino.
- 5.8 Volcán de Lodo.
- 5.9 Corte transversal de una tubería, obstruida por la Precipitación de Asfaltenos.
- 5.10 Zanja para tubería Submarina de 9 pies de ancho.
- 5.11 Diablo Inteligente para la Limpieza de Ductos.
- 5.12 Complejo de Producción Durante el paso de un Huracán.
- 5.13 Equipos de Perforación, Producción y Almacenamiento.
- 5.14 Esquema de un Shuttle Tank y un Sistema de Generación de Energía.

RELACIÓN DE TABLAS.

Tabla

- 3.1 Densidades de los Materiales.**
- 3.2 Efecto del Tirante de Agua Sobre el Gradiente de Fractura.**
- 4.1 Escala de Intensidad de huracanes Saffit-Simpson.**
- 5.1 Principales Elementos a los que se les Atribuyen Retos.**
- 5.2 Transferencia de Calor para los Siguietes Elementos.**
- 5.3 Coeficiente de Conductividad Térmica para Diferentes Materiales.**

REFERENCIAS.

CAPITULO I

- 1) Juárez Sánchez, Fernando.: "Metodología para la Selección de Esquemas de Explotación Económicamente Rentables para Prospectos Petroleros en Aguas Profundas: Aplicación al Activo Ku Maloob Zaap". Tesis de Maestría en Ingeniería Petrolera. UNAM. 2003.
- 2) Barbosa, C. F. 2000. Exploración y Reservas de Hidrocarburos en México. Instituto de Investigaciones Jurídicas, Edit. UNAM. 376 páginas.
- 3) Plan de Negocios PEMEX 2002. www.pemex.com/informes/
- 4) Serrano, Noe. "Halla PEMEX veta en Aguas Profundas". Noviembre de 2004. El Universal Online.
- 5) García Mondragón, Alfredo. Upstream Technical Leader, British Petroleum Mexico.

CAPITULO II

- 1) William Pike.: "E&P and OilandGas Investor", Suplemento de la revista Exploration & Production Diciembre del 2004.
- 2) Delaytermoz, A., Lecourtier, J. 2001. The Deep Offshore In World Oil Supply: Historical Perspective And Future Challenges. World Energy Council, 18th Congress, Buenos Aires, October.
- 3) José Eduardo Mendoça er al.: "Soluciones para la construcción de pozos en Aguas Profundas". Centro de Excelencia en Aguas Profundas. Houston Texas. Oilfield Review 2000.
- 4) Noe Cruz Serrano.: "Periódico el Universal" Nota: Halla PEMEX Veta de Hidrocarburos en Aguas Profundas. Dia 23 de Noviembre de 2004.
- 5) Guerrero y Córdoba,.: "Investigación Geotectónica, Geológica y de Cimentaciones en Estructuras Petroleras Marinas".Noviembre 2004, Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM. México.
- 6) Cigarroa J.A.: "Estado del Arte en la Determinación de las Geopresiones en Aguas Profundas". Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería. UNAM.

CAPITULO III

- 1) Mendonça J. E.: "Soluciones para los Problemas en Aguas Profundas". Oilfiel Review. Schlumberger Verano 2000.
- 2) Falcao Jose L, (2002). "Uncertainties in the Pore Pressure Evaluation in Deepwater: a Statistical Approach". Petrobras SPE 78247,
- 3) Eaton, B.A. y Mauchet K. M.: "Fracture Gradient prediction for the New Generation". Worl Oil, Num. 10, Octubre de 1997. Página 93
- 4) Chris Ward and Mitch Beique.: Pore and Fracture Pressure information form PWD data. AADE Drilling Technology Forum. 2000.
- 5) Bourgoyne and Rocha.: "Aplieedd Drilling Engineering". Capítulo VI. "Formation Pore Pressure and Fracture Resistance. pp. 249-299
- 6) Charles P.A.: "A Collection of Innovative Answers to Solve the Main Problematic Encountered When Drilling Deep Water Prospects". TotalFinaElf, 2003. OTC 15234.
- 7) Deepwater Drilling Identifyingthe Technical Challenges. Drilling Research Clearing House & Energy Clearing House. Septiembre 24-25, 1997.
- 8) Chris Ward et al., Sperry-Sun Drilling Services 2000 AADE Drilling Technology Forum.
- 9) George H. Medley, "Shallow Water Flor: A technology Update" Signa Engineering Corp., Huston Texas. Agosto de 1998.
- 10) Alberty M.W. y Hafle M.E., SPE et al: Mechanisms of Shallow Water Flows and Drilling Practices for Intervention.
- 11) Mark W. Alberty.: "Shallow Water Flor: A Problem Solved or a Problem Emerging" BP Amoco, 2000. OTC 11971
- 12) Barker J.W. et al: "Formation of hydrates During Deepwater Drilling Operations" Exxon Co. USA. SPE/IADC 16130, 2000.
- 13) Yousif M.H. and Dunayevsky V.A.: "Hydrate Plug Remediation: Option and Applications for Deepwater Drilling Operations". IITRI Westport Technology Center Int. SPE/AIDC 37624, 1997.
- 14) Vingeant S.: "How Well Control Equipment is Advancing to Meet Deepwater Needs, Part II. World Oil, pág 93-97, Julio de 1998.
- 15) Drilling Control Systems. www.coopercameron.com/preventers/index
- 16) Control de kicks y Blowouts en Aguas Profundas. <http://www2.petrobras.com.br>

- 17) Margraves, D., Jardine, S.: "Early Kick Detection for Deepwater Drilling: New Probabilistic Methods Applied in the Field". SPE 71369, Octubre de 2001.
- 18) Noboyoshi Yashima.: "The Experimental and Theretical Study of a Tension Leg Platform in Deep Water. Mitsui Shipbuilding Engineering Co. OTC 2690, Dallas Texas, 1979.
- 19) Goldsmith Riley.: "Mudlift Drilling System Operations". Goldsmith Engineering, Inc. Contractor to Hydril Company for Riserless Drilling. JIP, 1998. OTC 8751.
- 20) Robert P. Hermann et al.: "Two Methods for Achieving a Dual Gradient in Deepwater". Independent Consultant. SPE/IADC 67745, 2001.
- 21) Smith K.L et al. "Subsea Mudlift Drilling JIP : Achieving Dual Gradient Technology" Texas A&M University Deepwater Technology, Agosto de 1999.
- 22) Wetzal R.J, Steve Mathis, and Gene Ratterman.: "Completion Selection Methodology for Optimum Reservoir Performance and Project Economics in Deepwater Applications". Baker oil Tools and Randall Cade, SPE 56716, 1999.
- 23) William Q. Dyson, Earl Coludrovich, Raquel Creech et al.: "Best Completion Practices". SPE, Schlumberger Oil Field Services, Texaco Exploration and Production. SPE/IADC 52810, 1999.

CAPITULO IV

- 1) Barley, Braian.: "Deepwater Problems around the World", BP Exploration. Houston Texas. 2000
- 2) www.MMS.org: Sam Fletcher, GOM Production, Repairs Continue in Wake of 2 Storms.
- 3) Gudmestad, Tobias O.: "Deepwater Petroleum Technology: PTT-KU-MA-2002/015" Statoil
- 4) Dennis Denney et al.: "An Efficient Wellstream Booster Solution for Deep- and Ultradeepwater Oil Fields" OTC 16447 May-2004.
- 5) Mendonça JE: "Electrical-Submersible-Pump Installation in a Deepwater Offshore Brazil Well", JPT50 (Abril, 1998
- 6) Graicochea, Francisco.: "Transporte de Hidrocarburos por Ductos". Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- 7) Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", Journal of Petroleum Technology, Junio, 1967.

- 8) Nikhil B. Joshi, Moin Muhammad*, Schlumberger; Jefferson Creek, ChevronTexaco; Jim McFadden, BHP Billiton. Flow Assurance: A challenging path to well completions and productivity. OTC 15185, 2003.
- 9) María del Carmen García: "Parafin Deposition in Oil Production", PDVSA-Intevep. SPE 64992, 2003.
- 10) Coutinho João.: "Reliable Wax Prediction for Flow Assurance". SPE 78324.
- 11) Hosokawa, M.; "Structure and reactivity of petroleum-derived asphaltene". Energy. Fuel. 13: 287-296.
- 12) Long, B.R.: "The Concept of asphaltenes", pp.17-27. American Chemical Society. Washington D.C.
- 13) Ajay Mehta et al.: "Hydrate Challenges in Deep Water Production and Operation". Shell E&P Technology Company, Westhollow Center.
- 14) Hendricks, M.M. et al. : "Hydrate Structure Stability in Simple and Mixed Hidrates " 7ma Conferencia Internacional de las Propiedades de los Fluidos & Equilibrio de la Fase en Diseños de Procesos Químicos.
- 15) Steven Cochran.: "Hydrate Control and Remediation Best Practices in Deepwater Oil Developments". Intec Engineering. OTC15255.
- 16) Martel AE y Calvin M: *Chemistry of Metal Chelate Compounds*. Nueva York, Nueva York, EE.UU.: Prentice-Hall, Inc., 1952.
- 17) Richardson SM y McSween HY: *Geochemistry: Pathways and Processes*. Englewood Cliffs, Nueva Jersey, EE.UU.: Prentice-Hall, Inc., 1989.
- 18) Brown M: "Full Scale Attack," REview, 30 The BP: Technology Magazine (Octubre-Diciembre de 1998).
- 19) Oddo JE y Tomson MB: "Why Scale Form and How to Predict It". SPE Production and Facilities 9, Num 1 Febrero 1998. pp47-54.
- 20) Diallo, M. et al.: Thermodynamic properties of asphaltenes: a predictive approach based on computer assisted structure elucidation and atomistic simulations, pp 1-10. Asphalts and Asphaltenes II. Amsterdam.

CAPITULO V

- 1) Dumitrescu, A., Pulici, M., Trifon, M.: Aspects of Pipelay Technology, in: Buletinul UPG Ploiesti, Vol. XLVII-L, Nr. 7, p.83-94, 1998.

- 2) Dumitrescu, A., Pulici, M., Trifon, M.: "Definition of Design Criteria for the Installation of Deep Water Sealines", International Scientific Session "35 Years anniversary of Petroleum-Gas University at Ploiesti, 2002.
- 3) Det norske Veritas: Rules for Submarine Pipeline Systems, Diciembre de 1996. Rusia.
- 4) Collett T: "Methane Hydrate: An Unlimited Energy Resource?" Trabajos del Simposio Internacional sobre Recursos de Hidratos de Metano en un Futuro Cercano, Ciudad de Chiba, Japón, Octubre 20-22, 1998: 1-12.
- 5) Eric Liedtke, Fritz Nowacki et al.: "Deterministic Slope Stability Analyses of the Sigsbee Escapment" Geohazards NGI, Norwegian Geotechnical Institute OTC 15160
- 6) Teunissen, J.A.M. and S.E.J. Spierenburg (1995). "Stability of infinite slopes". Technical Note in Geotechnique 45, No. 2, 321 – 323.
- 7) Vermeer, P.A. (1990). "The orientation of shear bands in biaxial tests". Géotechnique 40, No. 2, 223-236.
- 8) Houlsby, G.T. (1991). "How the dilatancy of soils affects their behaviour". Proceedings, X ECSMFE, Volume IV, Firenze 1991, pp. 1189-1202.
- 9) Gifford M. et al.: "The Challenges Of Deepwater Oilfield And Intercontinental Gas Transportation Can Be Met With Free-Flooding Subsea Construction" World Oil, May 1998.
- 10) OTC 15120 M.Z. Yusifov and P.D. Rabinowitz, "Seismic Interpretation and Classification of Mud Volcanoes" Texas A&M University, Department of Geology and Geophysics.
- 11) Jon Machin et al. "Development of the TXL500 Deep Water Pipeline Burial System" Coflexip Stena Offshore Limited Westhill Industrial Estate Aberdeen, Scotland.
- 12) Choqueuse, D. et al., "Thermal insulation for ultra-deep pipelines: A research and evaluation program," DOT 2000.
- 13) Mark Finch et al. "Development of the TXL500 Deep Water Pipeline Burial System". Coflexip Stena Offshore Limited Westhill Industrial Estate. Aberdeen, Scotland AB32 6TQ UK.
- 14) Takashi Uchida. "El creciente interés en los hidratos de gas". Japan Petroleum Exploration Company LTD.
- 15) Bendilsen K. H.: "Multiphase Flow Research for Long-Distance Transport of Well-Streams" Institute for Energy Technology, Norway. Conferencia Houston, Texas Marzo 10, 2004.
- 16) Steven Cochran.: "Hydrate Control and Remediation Best Practices in Deepwater Oil Developments". INTEC Engineering (2003) OTC 15255

- 17) Thomas M: "Into the Ultradeep," Deepwater Technology, Supplement to Petroleum Engineer International 72, no. 5 (Mayo de 1999): 1-3, 5, 7.
- 18) Hung. S. Mangiavachi.: "Semisubmersible Sizing and Modification Strategies". OTC 6275: Houston Texas.
- 19) Noboshi Yashima et al.: "The experimental and Theretical Study of a Tension Leg Platform in Deep Water". OTC 2690. Mitsuy Shipbuilding Engineering Co.
- 20) Mc Taggart R.G. Olsen O.A. et al. "The Technology of Offshore Drilling, Completion and Production". Compiled by Offshore Seminars, Inc., The petroleum Publish Company, Tulsa, 1976.
- 21) Meter J. Hill,: "Offshore Power Generation Using Natural Gas From Remote Deepwater Developments". Bahadir Inozu. OTC 14289 (2002).
- 22) Reporte 2002 "Organización Marítima Internacional".

Apéndice A: Verificación del Método de Gradiente de Fractura.

A continuación se presenta una aproximación a través del método de Gradiente de Fractura propuesto con la ecuación A.1:

$$\frac{F}{D} = \frac{u}{1-u} \left(\frac{S}{D} - \frac{p}{D} \right) + \frac{p}{D} \quad \text{A.1}$$

Los tres pasos procedentes, en el orden dado, se requieren para predecir valores precisos del gradiente de presión de fractura F/D . Para probar la técnica propuesta, se utilizan varios datos de Baker y Word. Se realizaron pruebas de goteo para un pozo perforado en un tirante de agua de 3,250 pies, mediante pruebas de admisión. Estos son:

PVBMR [pies]	PVBFM [pies] (PVBMR-TA)	Prueba de Goteo [lb/gal]	Prueba de Goteo [Psi/pie]	Prueba de Goteo [Psi/pie]
5100	1850	10.3	10.3*(0.052)	0.5356
6700	3450	12.2	12.2*(0.052)	0.6344
9050	5800	14.2	14.2*(0.052)	0.7384

Donde:

PVBMR= Profundidad Vertical bajo la Mesa Rotaria.

PVBFM= Profundidad Vertical bajo el Fondo Marino.

TA = Tirante de Agua.

Una revisión de esos datos y las curvas de las Figuras 3.8 y 3.9 dan los siguientes datos, que son necesarios para calcular los gradientes de fractura respectivos para este pozo con 3250 pies de tirante de agua.

PVBMR	S/D	p/D	u
5100	0.58	0.465	0.390
6700	0.68	0.473	0.440
9050	0.75	0.577	0.470

La ecuación A.1 y los datos de la tabla 2 dan los gradientes de fractura de la siguiente manera.

Para los datos de la tabla dos los valores de F/D son:

$$\frac{F}{D} = \frac{0.39}{1-0.39}(0.58 - 0.465) + 0.465 = 0.5385 \text{ [psi/pie]} \quad @ 5100 \text{ pies PVBMR}$$

$$\frac{F}{D} = \frac{0.44}{1-0.44}(0.68 - 0.473) + 0.473 = 0.6356 \text{ [psi/pie]} \quad @ 6700 \text{ pies PVBMR}$$

$$\frac{F}{D} = \frac{0.47}{1-0.47}(0.75 - 0.577) + 0.577 = 0.7304 \text{ [psi/pie]} \quad @ 9050 \text{ pies PVBMR}$$

PVBMR	F/D	Prueba de Goteo Real
pies	Psi/pie	Psi/pie
5100	0.5385	0.5356
6700	0.6356	0.6344
9050	0.7304	0.7384

En conclusión, la información tecnológica y software ya existe para calcular el gradiente de fractura en aguas profundas.

Apéndice B: Método Beegs y Brill para Determinar $\Delta P/\text{pie}$ en Tuberías Verticales.

La Ecuación de Beegs y Brill para determinar las caídas de presión en tuberías horizontales para flujo multifásico es la siguiente:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\frac{g \cdot \text{Sen}\theta \cdot \rho_m + \frac{f_{ip} \cdot \rho_{ns} \cdot V^2_m}{5.362 \cdot d}}{1 - Ek} \right) \quad \text{B.1}$$

De donde las propiedades de la mezcla se calculan, determinando las propiedades de los fluidos B_o , B_g , ρ_o , ρ_g , μ_o , μ_g , Z y R_s , corregidas haciendo un análisis PVT para determinar las mejores correlaciones.

Se determina el colgamiento sin resbalamiento y el número de Freoud con las siguientes ecuaciones:

$$\lambda = \frac{V_{sL}}{V_m} = \frac{V_{sL}}{V_{sL} + V_{sg}}$$

en donde:

$$V_{sL} = \frac{0.01191(q_o B_o + q_w B_w)}{d^2}$$

$$V_{sg} = \frac{0.002122 q_o (R - R_s) B_g}{d^2}$$

Posteriormente se calcula la densidad de la mezcla con la siguiente ecuación:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda)$$

El número de Freoud se calcula utilizando la siguiente ecuación: $N_{FR} = 7734.9 \frac{W_m^2}{\rho_{ns}^2 d^5}$,

posterior a esto se calculan los valores de los parámetros L_1 , L_2 , L_3 y L_4 de la siguiente manera:

$$L_1 = 316 \lambda^{0.302}$$

$$L_2 = 0.0'009252 \lambda^{-2.4684}$$

$$L_3 = 0.10 \lambda^{-1.4516}$$

$$L_4 = 0.5 \lambda^{-6.738}$$

Calculados estos parámetros, se determina con la ayuda del número de Freoud se determina el patrón de flujo de la tabla siguiente:

CLASIFICACIÓN DE PATRONES DE FLUJO.

Patrón de Flujo	Condiciones
Segregado	$\lambda \leq 0.01$ y $N_{FR} < L_1$ $\lambda \geq 0.01$ y $N_{FR} < L_2$
Transición	$\lambda \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_1$
Intermitente	$0.01 \leq \lambda < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$ $\lambda < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
Distribuido	$\lambda > 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$ $\lambda \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$

Por flujo vertical, se determina el colgamiento que existirá si la tubería fuese horizontal y luego se corrige por la inclinación real de la tubería, que en este caso es $\pm 90^\circ$, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 Y_L &= Y_L(0)\psi \\
 Y_L(0) &= \frac{a\lambda^b}{N_{Fr}} \\
 \psi &= 1+0.3C \\
 C &= (1-\lambda) \ln(d\lambda^e N_{Lv}^f N_{FR}^g)
 \end{aligned}$$

En donde las constantes a , b , c , d , e , f y g toman los valores que aparecen en la tabla B.2, dependiendo del valor del flujo; $Y_L(0)$ es el colgamiento para tubería horizontal y ψ es un factor de corrección para tuberías en posición diferente a la horizontal.

Patrón de Flujo	a	b	c	d	e	f	g
Segregado	0.98	0.4846	0.0868				
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173				
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609				
Segregado				0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente (Cuesta Arriba)				2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido (Cuesta Arriba)				C=0 $\psi=1$	C=0 $\psi=1$	C=0 $\psi=1$	C=0 $\psi=1$
Todos los Patrones (Cuesta Abajo)				4.70	-0.3692	0.1244	-0.5056

Si se consideran la densidad de la mezcla considerando $Y_L(0)$, con la siguiente ecuación:

$$\rho_m = \rho_L Y_L + \rho_g (1 - Y_L)$$

Se calcula el factor de fricción para la mezcla con la siguiente ecuación:

$$f_{tp} = e^s * f_n$$

$$f_n = \left[2 \log \left[\frac{Nre}{4.5223 \log(Nre - 3.8215)} \right] \right]^{-2}$$

$$S = \frac{\ln x}{-0.0523 + 3.182 \ln x - 0.8725 (\ln x)^2 + 0.01853 (\ln x)^4}$$

$$X = \frac{\lambda}{Y_L(0)^2}$$

El método para determinar las pérdidas se describe a continuación:

- 1.- De la ecuación B.1, las pérdidas de presión por elevación se representan con la siguiente ecuación.

$$E_k = \left(\frac{V_m V_{sg} \rho_m}{144 * g_c * \bar{p}} \right) \quad B.2$$

En donde todos los parámetros se determinaron con anterioridad.

Apéndice C

Presión de Poro: se define como la presión natural, originada por los procesos de depositación y compactación, a las que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación. Es decir, la matriz rocosa soporta el peso de los estratos suprayacentes, originando que los fluidos contenidos en los poros soporten parte de este peso y por lo tanto aumente la magnitud de la presión de los fluidos.

Presión de Fractura: El gradiente de presión de fractura es definido como el gradiente de presión necesario para fracturar la formación para lo cual debe vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. En otras palabras si una formación es expuesta a una presión mayor que su presión de fractura límite, la formación se fracturara y ocurrira una perdida de circulación. La resistencia de una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida.

Flujo de Aguas Someras: El flujo de aguas someras esta definido como el flujo de agua por fuera de la tubería de revestimiento estructural hacia el fondo del océano. Este flujo de agua puede desgastar el soporte estructural del pozo, lo cual conduce al pandeo de la tubería de revestimiento y subsecuentemente la daña. Este fenómeno compromete la integridad del pozo, dando como resultado la pérdida de control del pozo.

El flujo de aguas someras se refiere al flujo de agua proveniente de una formación sobrepresionada cerca de la parte superior del pozo o en la zona somera del pozo. Aunque esos flujos pueden ocurrir en cualquier tirante de agua, son más prevalecientes en tirantes de agua mayores a 600 m. Típicamente ocurren a profundidades por debajo del fondo marino de 100 a 600 m , pero también puede ocurrir hasta 2100 m o mas por debajo del fondo marino.

Fracturas Inducidas: en el mecanismo de fracturas inducidas, la presión generada en la zapata excede al esfuerzo de la formación ocasionando la generación de una fractura por la cual fluyen los fluidos del pozo hacia la superficie. Estas fracturas ocurren generalmente en el conductor (20") o en las secciones superficiales del pozo (16" o 13 3/8"). Esta presión puede

ser ocasionada por la fricción en el pozo, del empaque, de los recortes suspendidos o debido al incremento de la densidad del fluido de perforación.

Almacenamiento Inducido: el almacenamiento inducido describe una condición que es producida cuando las presiones generadas en la columna del fluido penetran la zona somera porosa y permeable de arenas o limos los cuales estuvieron previamente sometidos a una presión normal. Este es un fenómeno que comúnmente se presenta en estratos de sedimentos en aguas profundas por encima de la primera formación sello. En sedimentos muy someros, las lutitas generalmente tienen la suficiente porosidad y permeabilidad para ser penetradas.

Arenas Geopresionadas en el Intervalo del Conductor: La perforación de arenas Geopresionadas antes de instalar el riser y los preventores, es la causa más común del flujo de aguas someras. También es uno de los mecanismos que causan mas daño. Las prácticas de control de pozos convencionales no son posibles cuando se llega a las arenas Geopresionadas antes de instalar el conductor de 20" y el cabezal de alta presión (antes de instalar el conjunto de preventores y el riser). No hay un sistema cerrado para completar la circulación y el conjunto de preventores no mantienen una hermeticidad respecto a la presión.

En estos casos generalmente se perfora con agua marina y gel para barrido ($1.02 - 1.05 \text{ g/cm}^2$). Esta columna de fluido provee un gradiente insuficiente para contener la geopresión de las arenas. Cuando una arena geopresionada no es controlada, el agua de la formación fluye hacia el océano transportando sólidos de la formación y provocando un hinchamiento potencialmente grande en las arenas. Si se permite el flujo mientras se está corriendo y cementando la tubería de revestimiento, el agua de la formación puede contaminar el cemento y formar canales en el cemento. Esto puede significar un gran riesgo para el pozo que incluso podría perderse.

Transmisiones de Geopresiones a través de Canales de Cemento: El flujo de aguas someras puede también ser causado por una mala cementación del conductor o de las tuberías de revestimiento superficiales. Las geopresiones son transmitidas hacia la parte superior del pozo a través de los canales de cemento. La presión transmitida está en función de la densidad del fluido que pasa por los canales.

Los sólidos que contiene el fluido que pasa por los canales (fluidos de perforación) incrementan la presión transmitida hacia la parte superior del pozo. Si esta presión es atrapada por un sello o propiamente por el cemento de la tubería de revestimiento, la presión transmitida podría represar a la formación disminuyendo su presión de fractura. Si esta presión es más grande que la presión de fractura de la formación, esta puede fracturarse. En un caso extremo, podría causar que el conductor o la estructura de la sarta de revestimiento se rompieran.

Hidratos de Metano: Los hidratos son una mezcla sólida de gas y agua que en apariencia son semejantes al hielo. Se pueden formar a temperaturas arriba de 32 F (0 C) con la presión requerida. Las altas presiones hidrostáticas del fondo marino y los bajos ambientes de temperatura encontrados en la perforación en aguas profundas, incrementan la probabilidad de la formación de los hidratos en las líneas de estrangulación, en las líneas de matar, en los risers, en los preventores y en los cabezales submarinos.

Los hidratos son parte de un grupo de sustancias conocidas como clatratos, ya que consisten de moléculas "host" (agua) que forman una red que sirve para atrapar a las moléculas de gas. El metano, etano, propano, butano, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono son conocidos por formar hidratos con el agua.

Una de las propiedades de los hidratos es la cantidad de gas atrapado en un volumen dado. Un pie cúbico (0.028 m³) de hidratos puede contener 170 pies³ estándar (4.8 m³) de gas. Las condiciones de presión y temperatura a las cuales los gases y el agua forman hidratos estables han sido calculadas con exactitud. La composición del gas natural es un factor muy importante que afecta a la formación de hidratos. A medida que la gravedad específica del gas incrementa, los requerimientos de presión y temperatura necesarios para la formación de hidratos llegan a ser menos severas.

Principios de la Presión Anular.

Para entender correctamente la interpretación a la respuesta de los sensores de fondo para presión anular, es importante primero apreciar los principios físicos de los cuales depende la presión anular. La medición de la presión anular tiene dos componentes:

- *Presión Estática: la cual es causada por los gradientes de densidad y de temperatura de los fluidos encontrados en el espacio anular y que están ubicados por encima del sensor de presión, por ello se le conoce como DEE (Densidad Estática Equivalente).*
- *Presión Dinámica: La presión dinámica depende de: el movimiento de la tubería de perforación (del suaveo, de la sugencia y de la rotación de la tubería de perforación), las presiones inerciales originadas por la aceleración de la sarta o la desaceleración cuando está viajando, el exceso de presión debido a la circulación de un gel y la pérdida de presión requerida para mover los fluidos hacia el espacio anular. El flujo pasa por restricciones tales como capas de recortes, formaciones hinchadas, cambios en la geometría del pozo y flujo de los sólidos y líquidos hacia o desde el espacio anular; todo esto contribuye a la presión dinámica.*

El entendimiento de las diferentes respuestas de la presión bajo variaciones en las condiciones de perforación requieren una apreciación, tanto de las condiciones hidráulicas estándar (viscosidad, esfuerzo de cedencia, esfuerzo de gel), como de las características del flujo laminar y turbulento del fluido de perforación y de cómo esas propiedades varían con la temperatura y la compresibilidad del sistema a condiciones de fondo.