



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON
INSTALACIONES SUBMARINAS**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PETROLERA Y GAS NATURAL- PRODUCCIÓN

P R E S E N T A :

OCTAVIO BENIGNO RAMÍREZ PLATÓN

TUTOR:

M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



2010

Agradecimientos

Agradezco a Petróleos Mexicanos, en especial al Activo Integral Cantarell por la oportunidad brindada para continuar con mi preparación y actualización, mediante la realización de esta maestría.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme ofrecido los medios para mi formación profesional.

A todos mis maestros de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería y del Instituto Mexicano del Petróleo. Al M. en I. José Ángel Gómez Cabrera por las atenciones y opiniones prestadas para la realización de dicho trabajo.

A mis sinodales: Dr. Guillermo Domínguez Vargas (Presidente), al M. en I. Noel Santamaría Guevara (Secretario), al M. en I. José Ángel Gómez Cabrera (Vocal), al M. en I. Saúl Bautista Fragoso (1^{er} Suplente) y al M. en I. Francisco Sánchez Arredondo (2^{do} Suplente).

A mi madre, padre, hermanas y hermanos por todo el apoyo y cariño que siempre me han brindado en todo momento.

A mi esposa e hijos: Octavio y Carolina que me han impulsado a continuar adelante.

CONTENIDO

Agradecimientos	iii
Contenido	iv
Lista de Tablas	vi
Lista de Figuras	vii
Resumen	ix
I INTRODUCCIÓN	1
1.1 Planteamiento del Problema y Objetivos	1
1.2 Principales Retos en Aguas Profundas	2
1.3 Definición de Aguas Profundas	4
1.4 Producción en Aguas Profundas en el Mundo	4
1.5 Principales Proyectos de Aguas Profundas en el Mundo	6
1.5.1 Proyecto Zafiro	6
1.5.2 Cuenca de Campos Brasil	7
1.5.3 Proyecto Nakika	9
1.5.4 Campo Tordis, Mar del Norte	9
1.5.5 Proyecto Lakach, México	11
1.5.6 Proyecto Perdido	13
1.6 Recursos prospectivos de hidrocarburos en Aguas Profundas de México	14
1.7 Perforación de Pozos en Aguas Profundas en México	15
II ESTRUCTURAS Y SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN	17
2.1 Estructuras de Producción	17
2.2 Infraestructura	20
2.2.1 Sistemas Submarinos	20
2.3 Riser	23
2.4 Sistemas Auxiliares	26
2.5 Métodos de Intervención de Sistemas Submarinos	28
2.6 Terminología	29
2.7 Consideraciones para la Selección de Configuraciones de Pozos	30

III ASEGURAMIENTO DE FLUJO	31
3.1 Definición de Aseguramiento de Flujo	31
3.2 Importancia en Aguas Profundas	31
3.3 Principales Retos del Aseguramiento de Flujo	32
3.3.1 Precipitación de Asfaltenos	32
3.3.2 Formación de Hidratos	33
3.3.3 Depositación de Parafinas	35
3.3.4 Presencia de Ceras	36
3.3.5 Incrustación de Arenas	37
3.3.6 Incrustación de Sales	37
3.3.7 Bacheo Severo	37
3.3.8 Altas Viscosidades	40
IV PROCESAMIENTO SUBMARINO EN AGUAS PROFUNDAS	41
4.1 Introducción a la Separación y Bombeo Submarino	41
4.2 Antecedentes de Bombeo Multifásico Submarino	41
4.3 Separación Submarina	47
4.4 Sistemas Submarinos Integrales	48
4.5 Compresión Submarina	50
V DISEÑO DE UN SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICO CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO	52
5.1 Modelo del Diseño de Separador Bifásico con BEC	52
5.2 Diseño de Equipo de Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	58
5.2.1 Historia	58
5.2.2 Descripción del BEC	58
5.2.3 Ventajas y Desventajas del BEC	59
5.2.4 Cable de Potencia	59
5.2.5 Leyes de Afinidad	61
5.2.6 Diseño del Impulsor	62
5.2.7 Carga Neta Positiva de Succión, NPSH	63
5.2.8 Diseño del BEC	67
5.2.9 Detalles del Diseño del BEC en el Lecho Marino	68

VI APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA	71
6.1 Aceites Pesados	71
6.1.1 Definición	71
6.1.2 Reservas Mundiales de Crudos Pesados	71
6.1.3 Métodos de Recuperación	72
6.2 Aceite Extra Pesado Proyecto Campeche Oriente,	73
6.3 Alternativas de Producción de Crudo Pesado del Campo Baksha	74
6.4 Desarrollo Submarino para el Campo Baksha	76
VII ANÁLISIS ECONÓMICO	84
7.1 Escenarios de Producción	85
7.2 Desarrollo Submarino	86
7.3 Desarrollo del Campo con Plataformas	87
VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
8.1 Conclusiones	89
8.2 Recomendaciones	90
NOMENCLATURA	91
REFERENCIAS	92
ANEXO A Correlaciones para Aceite pesado y Extrapesado	95
ANEXO B Cálculo para el diseño del separador con BEC	98
ANEXO C Cálculo del número óptimo de pozos	101
ANEXO D Propiedades de fluidos del Campo Baksha	103
LISTA DE TABLAS	
Tabla 1.1 Clasificación de aguas profundas de acuerdo al tirante de agua	4
Tabla 1.2 Desarrollo del campo Roncador	8
Tabla 1.3 Datos de yacimientos Lakach	11
Tabla 1.4 Perforación de pozos en aguas profundas	16
Tabla 2.1 Estructuras de producción utilizadas en guas profundas	20
Tabla 5.1 Bombas tipo REDA	62
Tabla 6.1 Reserva de crudo extra pesado, RMNE	74
Tabla 6.2 Propiedades de pozo exploratorio del campos Baksha	76
Tabla 6.3 Datos de yacimiento de Baksha	76
Tabla 6.4 Prueba de producción con BEC portátil	76
Tabla 6.5 Datos utilizados para los pozos del campo Baksha	77
Tabla 7.1 Datos utilizados para la evaluación económica	85
Tabla 7.2 Costos utilizados, desarrollo submarino	86
Tabla 7.3 Costos utilizados, desarrollo con plataformas	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Producción de aguas profundas en el mundo	5
Figura 1.2 Regiones que explotan en aguas profundas	5
Figura 1.3 Explotación del Campo Zafiro	6
Figura 1.4 Desarrollo del Campo Roncador	8
Figura 1.5 Cuenca de Campos Brasil	9
Figura 1.6 Proyecto Nakika	10
Figura 1.7 Desarrollo del Campo Tordis	11
Figura 1.8 Ubicación Lakach	12
Figura 1.9 Yacimiento Lakach	12
Figura 1.10 Desarrollo Submarino Lakach	13
Figura 1.11 Proyecto Perdido	13
Figura 1.12 Tirantes de agua en México con potencial petrolero	14
Figura 1.13 Provincias geológicas	15
Figura 1.14 Pozos perforados en aguas profundas, 2009-2010	16
Figura 2.1 Componentes básicos del desarrollo submarino	17
Figura 2.2 Componentes de un sistema submarino	18
Figura 2.3 Estructuras fijas	19
Figura 2.4 Estructuras de producción, fijas y flotantes en aguas profundas	19
Figura 2.5 Cabezales (manifold)	21
Figura 2.6 Árbol submarino horizontal y vertical	21
Figura 2.7 Otro tipo de árboles	22
Figura 2.8 Flet	23
Figura 2.9 Diferentes tipos de Jumper	23
Figura 2.10 Tipos de riser	24
Figura 2.11 Diferentes configuraciones del riser flexible	25
Figura 2.12 Riser híbrido	25
Figura 2.13 Tubos de acero con mangueras termoplásticos y eléctricos	26
Figura 2.14 Tipos de umbilicales	27
Figura 2.15 Tipos de aislamiento de líneas	28
Figura 2.16 Diferentes tipos de arreglos de pozos	29
Figura 2.17 Porcentajes de costos en Desarrollo Submarino	30
Figura 3.1 Presencia de asfaltenos	33
Figura 3.2 Precipitación de asfaltenos presión vs densidad relativa del aceite	34
Figura 3.3 Formación de Hidratos	35
Figura 3.4 Depositación de parafinas	35
Figura 3.5 Formación de ceras	36
Figura 3.6 Diagrama de formación de ceras	36
Figura 3.7 Formación de flujo bache en líneas inclinadas	39
Figura 4.1 Módulo de bombeo multifásico	43
Figura 4.2 Bombas submarinas y medidores de flujo multifásico	44
Figura 4.3 Bombas multifásica canadiense	45
Figura 4.4 Bombas multibooster instaladas en el campo King	46
Figura 4.5 Bombas multifásicas SBMS-500	47
Figura 4.6 Bombeo electrocentrífugo en el Campo Gannet	47

Figura 4.7 Sistema VASP	49
Figura 4.8 Módulo que contiene separación, reinyección y bombeo, FMC	50
Figura 4.9 BLUE-C, compresor centrífugo vertical de motor eléctrico	51
Figura 5.1 Separador con BEC	52
Figura 5.2 Componentes del BEC	58
Figura 5.3 Tipos de cables	61
Figura 5.4 Curvas características, bomba REDA	63
Figura 6.1 Distribución por tipo de aceite en el mundo	72
Figura 6.2 Ubicación de campos de aceite Extra pesado	74
Figura 6.3 Manejo de producción submarino con separador	78
Figura 6.4 Manejo de producción del campo Baksha	78
Figura 6.5 Análisis nodal campo Baksha	79
Figura 6.6 Cálculo del número óptimo de pozos	79
Figura 6.7 Perfil de temperatura en el oleoducto	80
Figura 6.8 Perfil de presión en el oleoducto	80
Figura 6.9 Presión requerida considerando oleoducto de 24" de diámetro	81
Figura 6.10 Cálculo de presión de separación	81
Figura 6.11 Dimensiones del separador vertical	82
Figura 6.12 Curva característica bomba REDA N1050B	82
Figura 6.13 Especificaciones para la bomba N1050, REDA	83
Figura 6.14 Comportamiento N1050B al variar la frecuencia, REDA	83
Figura 7.1 Producción mensual y acumulada, desarrollo submarino	86
Figura 7.2 Evolución del saldo insoluto, desarrollo submarino	86
Figura 7.3 Producción mensual considerando desarrollo con plataformas	87
Figura 7.4 Evolución del saldo insoluto, desarrollo con plataformas	87
Figura 7.5 Evolución de la utilidad de Operación	88

Abstract

To compensate the declination of oil reserves, located in onshore fields, currently the Petroleum Companies are developing the oil production in deep water. The operation to produce oil in this kind of environment are very complex, therefore, to develop the production of the fields is necessary to take in account some technical and economical factors.

In this work is described the background of crude oil production in deep water around the world, as well as, location of oil reserves in deep water Gulf of Mexico. This work highlights the information about the technology that is necessary to produce oil in deep water, such as: subsea tree, risers, multiphase pumping and the methods to control the temperature in pipelines.

To select and design the subsea technology is necessary take into account the flow assurance strategy, due to the low temperature in the sea bed, high pressure and large pipelines is possible the formation of hydrates, asphaltenes, scales and slugging that would complicate the flow during the operation.

Due to the pressure drops that it happens in deep water, in this work is proposed a subsea technology using vertical vessel with electro centrifugal pumping, the analytical model is showed. Finally an example of application is realized with the field Baksha, located in the PEMEX, RMNE, as well as the economic evaluation is showed.

The subsea development is an alternative to small fields and located in remote area.

RESUMEN

Para compensar la declinación de las reservas de los campos continentales, actualmente las compañías petroleras están recurriendo a la explotación de hidrocarburos en aguas profundas. Las operaciones para explotación de hidrocarburos en este tipo de ambientes son más complejas, por lo tanto, para el desarrollo de la explotación de los campos se tienen que tomar en cuenta diversos factores técnicos y económicos.

En este trabajo se describen los antecedentes de explotación de hidrocarburos en aguas profundas en el mundo así como reservas de hidrocarburos localizados en México. También se recopila información de las tecnologías utilizadas en el desarrollo de los sistemas de producción submarinos requeridos para la producción de hidrocarburos en aguas profundas, tales como: árboles submarinos, risers, sistemas flotantes de producción, sistemas de bombeo multifásico y métodos de control de temperatura en ductos. Para la selección y diseño de dichos sistemas de producción es necesario tomar en cuenta el aseguramiento de flujo, ya que debido a las bajas temperaturas, altas presiones y ductos de gran longitud se pueden formar hidratos, asfaltenos, incrustaciones así como flujos baches. Estos fenómenos pueden complicar el flujo durante la explotación.

Debido a las grandes caídas de producción que se presentan en aguas profundas se propone un esquema de producción submarino haciendo uso de un separador vertical con bombeo electro centrífugo sumergido en el mismo, se muestran los cálculos requeridos para el diseño de dicho sistema. Finalmente se realiza un ejemplo de aplicación con el campo Baksha de la RMNE, así como la evaluación económica.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se propone un esquema de producción con bombeo y separación submarina, como una alternativa para la explotación de campos pequeños, remotos, maduros y marginales, aplicables a yacimientos localizados tanto en aguas someras como en aguas profundas.

En el primer capítulo se describen los retos que enfrentan las compañías petroleras para la producción de hidrocarburos en aguas profundas así como una breve descripción de las principales regiones productoras en el mundo. También se menciona el potencial de aguas profundas en México, así como experiencias en la perforación de pozos en aguas profundas. En el segundo capítulo se describen las tecnologías existentes en el mundo para la explotación en aguas profundas, estructuras superficiales y submarinas. En el tercer capítulo, se describe de manera breve, problemas de aseguramiento de flujo: formación de asfaltenos, parafinas, producción de arenas y bacheo severo, así como tecnologías para la prevención y control.

En el cuarto capítulo se mencionan los antecedentes de bombeo y separación submarina que se han instalado en aguas profundas en el mundo. Los diferentes tipos de bombeo: bombas multifásicas y bombas electro centrífugas. En el capítulo 5 se realizan las ecuaciones de diseño para un modelo de separador vertical conteniendo una bomba electro centrífuga, basados en el método de Arnold. En el capítulo 6 se propone un sistema submarino de producción para el campo de aceite pesado Baksha, ubicado en la Región Marina Noreste. En el capítulo 7 se realizan los cálculos de indicadores económicos de la propuesta presentada en el capítulo 6. Finalmente en el capítulo 8 se emiten las conclusiones y recomendaciones.

1.1 Planteamiento del Problema y Objetivos

El Objetivo Principal de Pemex Exploración y Producción es restituir reservas, así como su óptima explotación. Lo anterior implica un reto, ya que actualmente las mayores reservas se encuentran en mar, algunas en aguas profundas. Para explotar en este tipo de ambientes es necesario el conocimiento de la tecnología existente así como el comportamiento de flujo durante el transporte del lecho marino hasta una instalación de procesamiento. El diseño de procesamiento submarino está orientado a minimizar caídas de presión y asegurar el flujo, por lo tanto incrementar la producción de hidrocarburos.

1.1 .1 Objetivos

Describir el proceso de producción de hidrocarburos en aguas profundas así como de las infraestructuras y tecnologías existentes.

Realizar el diseño de un separador vertical bifásico con bombeo electrocentrífugo en el lecho marino, con la finalidad de compensar grandes caídas de presión debido a la longitud de los ductos de transporte.

Realizar una propuesta de procesamiento submarino para el Campo Baksha de la RMNE.

1.2 Principales retos en aguas profundas

Vibraciones por corrientes marinas y oleajes

Las corrientes marinas originan movimientos de las estructuras, lo que induce vibración en las tuberías y provoca fatigas en las mismas. El oleaje provoca movimientos en los sistemas flotantes de producción, por lo que se debe tomar en cuenta para el diseño de los siguientes equipos: equipo de proceso (como internos de equipo de separación), arreglo de equipos y sistemas en cubierta, eficiencia de equipo de procesamiento, diseño detallado de estructuras y sistemas de tubería en cubierta.

Cambios de temperatura y altas presiones

Las temperaturas bajas y las presiones altas encontradas en instalaciones de aguas profundas, tubos elevadores, cabezales submarinos y líneas de flujo, pueden causar la formación de hidratos, parafinas y asfaltenos que se acumulan hasta bloquear el flujo del petróleo producido. Estos bloqueos son costosos porque interrumpen la producción.

Operación remota y procesamiento submarino

Actualmente, la producción de crudo es cada vez a mayor tirante de agua y en áreas remotas. Las instalaciones que se utilizan en estos ambientes son submarinas y se operan mediante robots.

Complejidad de los procesos de tratamiento de gas

- Alta presión de compresión (mayor a 200 atm)
- Licuefacción (LNG o LPG)
- Gas natural comprimido (CNG)
- Utilización del gas para generar electricidad
- Gas a líquidos (GTL).

Confiabilidad y Seguridad operativa de procesos

- Disponibilidad, refaccionamiento y falla de equipo y procesos
- Planes de operación y mantenimiento de equipo y procesos
- Complejidad en análisis de riesgo y confiabilidad de topside (cubierta)
- Complejidad en sistemas de seguridad

Limitaciones en espacio y peso aun más severas

- Diseño de topside para toda la vida de producción del campo (agua asociada hasta de 90% respecto al crudo explotado)
- Equipo de proceso compacto
- Módulos de sistemas de proceso

Debido a las grandes profundidades del lecho marino y a las bajas temperaturas se generan problemas que no son comunes en aguas someras, como: formación de hidratos, bacheo severo, formación de parafinas, precipitación de asfaltenos, inestabilidad y altas contrapresiones en la cabeza de los pozos. Por lo que en este nuevo ambiente, el aseguramiento de flujo juega un papel fundamental para la explotación de los campos, ya que permite la extracción de hidrocarburos de forma segura y económica.

En aguas profundas la contrapresión en los pozos es un factor muy importante que se debe considerar en el desarrollo de un campo, como se sabe a menor contrapresión se tendrá mayor recuperación de hidrocarburos. La presión es la fuerza impulsora que desplaza los fluidos desde el espacio poroso hasta las instalaciones de procesamiento. Para explotar los pozos submarinos, la presión del yacimiento debe vencer las elevadas contrapresiones estáticas. La contrapresión invariablemente se impone cuando declina la presión del yacimiento con el tiempo.

La separación y bombeo submarino podría ser una solución a los problemas mencionados anteriormente, ya que compensa las pérdidas de presión que se presentan desde la cabeza del pozo hasta un sistema flotante de producción, permitiendo que el pozo fluya de manera óptima y teniendo un incremento en la producción, además de que el agua separada puede ser inyectada en sitio, lo que minimiza la problemática de formación de hidratos. El procesamiento submarino permitirá explotar campos marginales⁽¹⁷⁾, campos maduros y campos remotos que se encuentran a grandes distancias de una instalación de proceso.

1.3 Definición de Aguas Profundas

No hay una regla general para la clasificación de aguas profundas, depende de cada país como se muestra en la siguiente tabla.^(16,25)

Definición	Estados Unidos	Mar del norte/ Atlántico Reino Unido/Noruega)	Brasil	México
Somera	< 400	< 300	< 300	< 500
Agua profunda	400-1300	300-2000	300-1500	> 500
Agua ultraprofunda	>1300	> 2000	> 1500	> 1500

Tabla 1.1 Clasificación de aguas profundas de acuerdo al tirante de agua en metros.

Infraestructura Submarina

Debe de entenderse como infraestructura submarina todo el equipo y líneas de transporte de hidrocarburos que durante su operación se encuentran por debajo de la superficie libre del mar, independientemente de la profundidad del agua. Aguas profundas, no necesariamente implica procesamiento submarino, hay casos de producción de aguas profundas con infraestructura superficial y casos de procesamiento submarino en aguas someras como los árboles húmedos de Cantarell y el cabezal de recolección del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.⁽¹⁶⁾

1.4 Producción en Aguas Profundas en el Mundo

Con la finalidad de compensar la declinación de reservas de los campos petroleros que poseen en las plataformas continentales, las compañías de exploración y producción en todo el mundo están recurriendo a la explotación de hidrocarburos en el mar, tanto en aguas someras como en aguas profundas. La explotación de hidrocarburos en aguas profundas se realiza principalmente en el Golfo de México, Costas de Brasil, Costa oeste de África, Mar de china y Mar del Norte. La producción de aceite y gas de los primeros diez países (USA, Angola, Egipto, Guinea Ecuatorial, Reino Unido, Brasil, Nigeria, Noruega, India y Filipinas) que explotan en aguas profundas se ha duplicado en los últimos seis años, debido a que la demanda global continúa en incremento, alcanzando la producción de estos diez países los 9 millones de bpd.⁽¹⁸⁾

El Golfo de México continúa siendo el número uno en importancia de producción en aguas profundas, seguido por Brasil, el cual ha triplicado su producción desde el 2000 y espera producir 4 millones bpd en el año 2015^(29,30). El Oeste de África continúa creciendo rápidamente; Angola y Nigeria esperan producir un volumen igual al del Golfo de México al final de la década. Mientras que los países que están en fuerte declinación son: el Reino Unido, que era el tercer más grande productor en el año 2000, para el 2015 se espera esté fuera de los diez primeros países productores; otro país en declive

es Guinea Ecuatorial donde el pico de producción fue alcanzado el año pasado y se espera decline lentamente en el futuro.

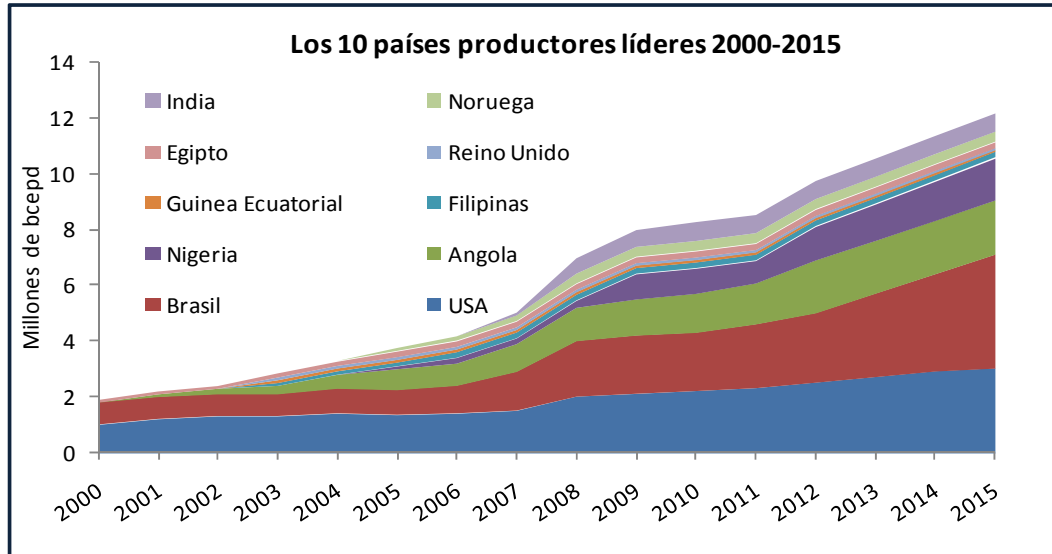


Fig.1.1 Producción en aguas profundas⁽³²⁾

La producción de crudo de los campos localizados en aguas ultra profundas (profundidad > 2000 metros) requiere de la utilización de nuevas tecnologías y la asimilación de nuevos conceptos relacionados con la producción de hidrocarburos en aguas profundas. Las nuevas tecnologías así como el alto precio del petróleo hacen más accesible y atractivo la producción de hidrocarburos en aguas profundas.

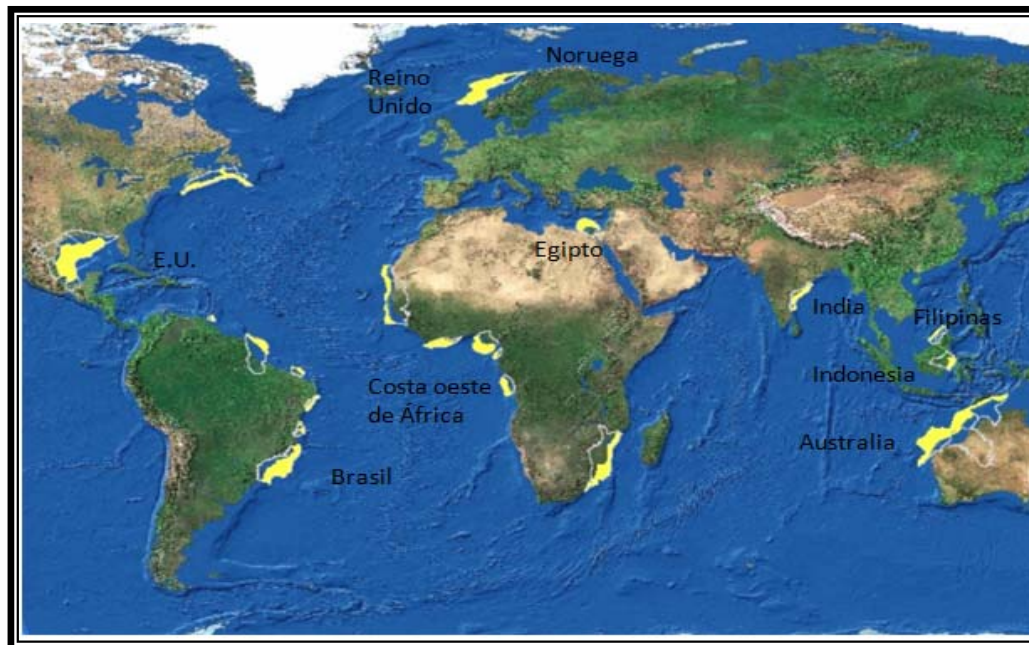


Fig.1.2 Regiones que explotan en aguas profundas

1.5 Principales Proyectos de Aguas Profundas en el Mundo

1.5.1 Proyecto Zafiro, Guinea Ecuatorial⁽²⁷⁾

El campo Zafiro, localizado en aguas profundas de Guinea ecuatorial, fue descubierto en marzo de 1995 por Exxon-Móbil. El campo ha sido desarrollado usando pozos submarinos con tie back a una estructura flotante de producción y almacenamiento FPSO, por sus siglas en inglés. El desarrollo del campo fue un proceso muy rápido, en tan sólo 18 meses, después del descubrimiento del campo, se empezó a producir el primer aceite, con una producción inicial de 10,500 bpd. El yacimiento Zafiro del campo Zafiro es altamente estratigráfico, la formación productora son arenas con comunicación vertical y horizontal. Se realizó una prueba de interferencia, lo que permitió la adquisición de datos críticos para la administración del yacimiento, con estos datos se implementó un programa de mantenimiento de presión.

Características

- Primera etapa de la producción con ocho pozos submarinos
- Pozos de inyección de agua
- Bombeo neumático
- Bombeo multifásico submarino
- El proyecto considera un total de 62 árboles y 10 cabezales

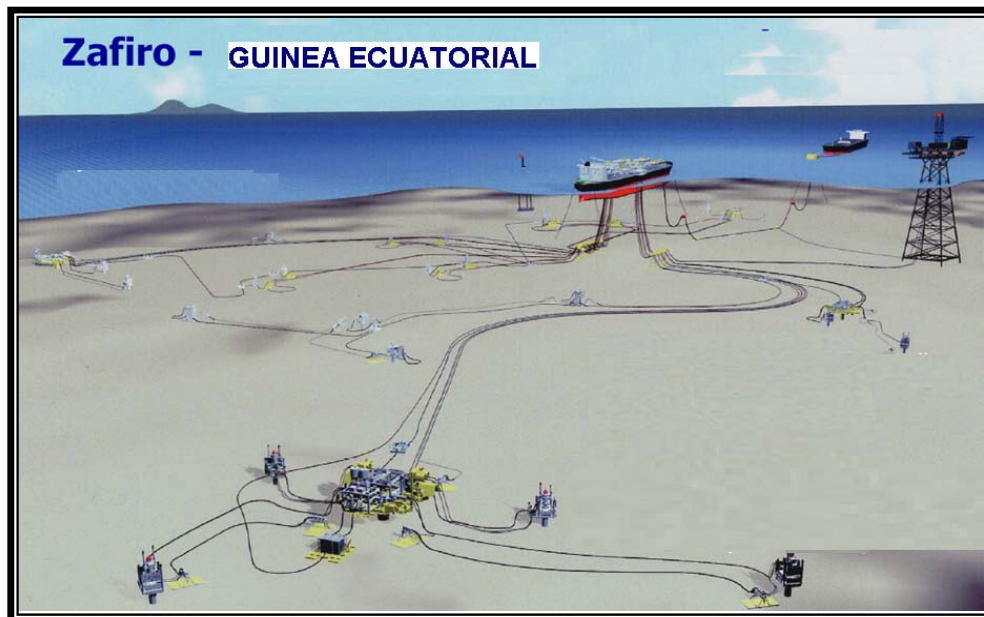


Fig.1.3 Explotación del Campo Zafiro

1.5.2 Cuenca de Campos, Brasil

La cuenca de Campos, es la región más importante de Brasil, localizado en el mar, en la región sureste del país. Hasta junio de 2007, estaba produciendo 1.5 millones de barriles por día, representa el 74% de la producción mundial de crudo de Petrobras y 82% de su producción doméstica. En 2010 Petrobras espera producir 2.4 millones de bpd, esto implicará mejorar la infraestructura de transporte, procedimientos operacionales y protección ambiental. Los principales campos que componen la cuenca son: Campos Marlin Sul, Roncador, Marlin Leste, Albacora y otros.

Albacora, un campo gigante localizado en aguas profundas, en un rango de 230 a 1900 m de tirante de agua, tiene un volumen estimado de 4.4 billones de barriles y se extiende sobre un área de 235 km². El campo fue descubierto en septiembre de 1984 con el pozo exploratorio 1-RJS 297 perforado a 293 m de profundidad de agua. Este campo representa el 15% de volumen de aceite original in situ de la cuenca de Campos y se estima un volumen de aceite recuperable de 1 billón de barriles. Las formaciones productoras son areniscas, del cretácico, mioceno, eoceno y oligoceno. Conforme se incrementa el tirante de agua, la densidad del aceite varía, en aguas someras la densidad es de 20 a 36 API, para aguas profundas es de 20 a 26 °API.

Campo Albacora Leste⁽²⁶⁾

Con un área de 141 km² y un volumen estimado en sitio de 3,800 millones de barriles, el campo Albacora Leste es el cuarto más grande de la cuenca de Campos, descubierto en 1986. Productor de aceite pesado y con terminaciones en arenas no consolidadas en yacimientos de formaciones turbidíticas complejas. Las reservas totales certificadas en Albacora-Leste son de 534 millones de barriles de petróleo y 32.6 millones de barriles equivalentes de gas, de los que 409 millones son reservas probadas.

En 1998 el pozo 4 RJSs 477 fue perforado y se le hizo una prueba extendida de pozo, fue terminado con grava, requirió del desarrollo de ESP para bombear el crudo hacia la plataforma vecina. Debido a la complejidad geológica y saturación de fluidos en el yacimiento, siete pozos pilotos fueron perforados durante la fase de planeación antes del año 2002.

Este programa piloto permitió perforar en el año 2002, 16 pozos horizontales con extensiones laterales de 650 m y 14 pozos horizontales inyectoros con extensiones laterales de 650 a 800 m. Debido a la mala consolidación de la formación y el gran porcentaje de finos presentes en el yacimiento, aceite pesado, bajos gradientes de fractura, la baja temperatura de fondo y los requerimientos para el mantenimiento de presión, la cuenca de Campos, es una de las áreas en donde la terminación del pozo es un reto enorme.

Campo Roncador

El campo Roncador fue descubierto en octubre de 1996 con el pozo exploratorio RJS-436. Es un campo de 132 km² a 125 kilómetros de la costa de Río de Janeiro con tirantes de agua de 1500 a 2000 metros. La formación productora es de areniscas no consolidadas y presenta altos valores de permeabilidad, con aceite de 31 °API. Este campo requiere de control de arena y mantenimiento de presión con inyección de agua.

El método de control de arena que utilizan es el Frac-Pack, definido como una combinación de fracturamiento de la formación seguido por un empaque anular. Este sistema ha dado muy buenos resultados en Brasil.

	Módulo 1A	Módulo 1A	Módulo 2	Módulo 3	Módulo 4
	Fase 1	Fase 2			
Pozos productores	8	10	11	11	Bajo estudio de factibilidad
Pozos inyectores	3	11	6	7	
Capacidad (bpd)	100,000	180,000	180,000	180,000	
Primer aceite	2002	2007	2007	2011	
Unidad de producción	FPSO Brasil	SS P-52	FPSO P-54	SS P-55	
°API	27 a 31	27 a 31	18	22	

Tabla 1.2 Desarrollo del Campo Roncador



Fig.1.4 Desarrollo del Campo Roncador

Campo Guar

Petrobras en asociaci3n con Repsol y BG, descubri3 otro campo importante en la cuenca de Santos, en un área vecina al yacimiento Pan de Azcar/Carioca, ubicado en aguas profundas. Se encuentra a 310 kil3metros del litoral del estado de San Pablo a cinco mil metros de profundidad y podría ser más grande que el megacampo Tupi. El rea que alberga los yacimientos de Tupi, Carioca, Pan de azúcar y Guar tendría reservas de hasta 52, 000 millones de barriles de crudo.

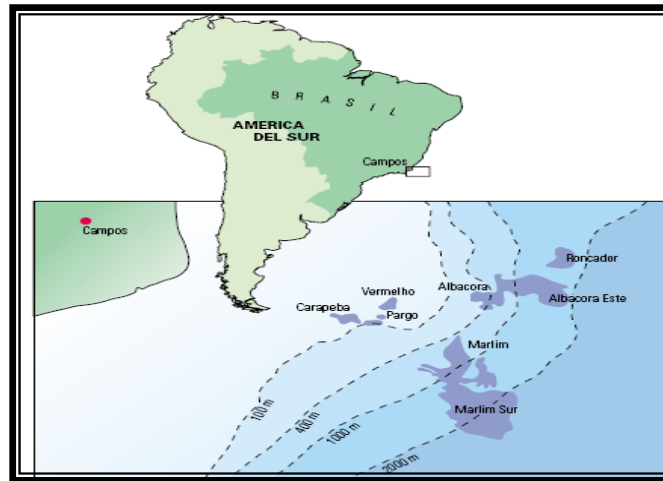


Fig.1.5 Cuenca de campos, Brasil.

1.5.3 Proyecto Nakika, USA

El desarrollo NAKIKA est localizado a 144 millas al sureste de Nueva Orleans, Luisiana, en profundidades de aguas que van de 700 a 5800 ft, en el Golfo de México. El Proyecto es un desarrollo submarino de cinco campos independientes de tamaños chicos y medianos que producen a través de un tie back hasta una instalaci3n flotante de producci3n. Son campos con reservas de 20 a 100 millones de barriles equivalentes, contienen yacimientos de gas y aceite. Las reservas recuperables de cada campo son alrededor de un 10%. Los principales campos a explotar son: Ariel, Kepler, Fourier, Coulomb, Herschel e East Anstey. Todos los pozos fueron desarrollados con terminaciones submarinas, la formaci3n productora es en arenas del mioceno, hay pozos horizontales con agujero descubierto con empaques de grava y terminaciones frac pack, cuenta con 12 pozos submarinos, por medio de un tie back la producci3n es enviada a una instalaci3n Host con una capacidad de producci3n de 1130 mbpd y 500 mmpcd. Hay seis campos que producen vía tie-back hacia el Host, pues su volumen no justifica un semi sumergible posicionado en el sitio.

1.5.4 Campo Tordis, Mar del Norte

Localizado en el bloque 34/7 del rea Tampen en el Mar del Norte, Noruega. El Campo Tordis pronto tendrá el reconocimiento de la industria por usar el equipo de procesamiento submarino a gran escala.

El campo es operado por Statoil en un tirante de agua de 650 ft. El procesamiento submarino podría extender la vida del campo hasta el año 2020. El campo Tordis comprende: Tordis Este, Tordis Sureste y yacimientos Borg. Descubierta en 1984, su producción comenzó en 1994 con siete pozos submarinos conectados a un cabezal submarino, un pozo es inyector de agua.

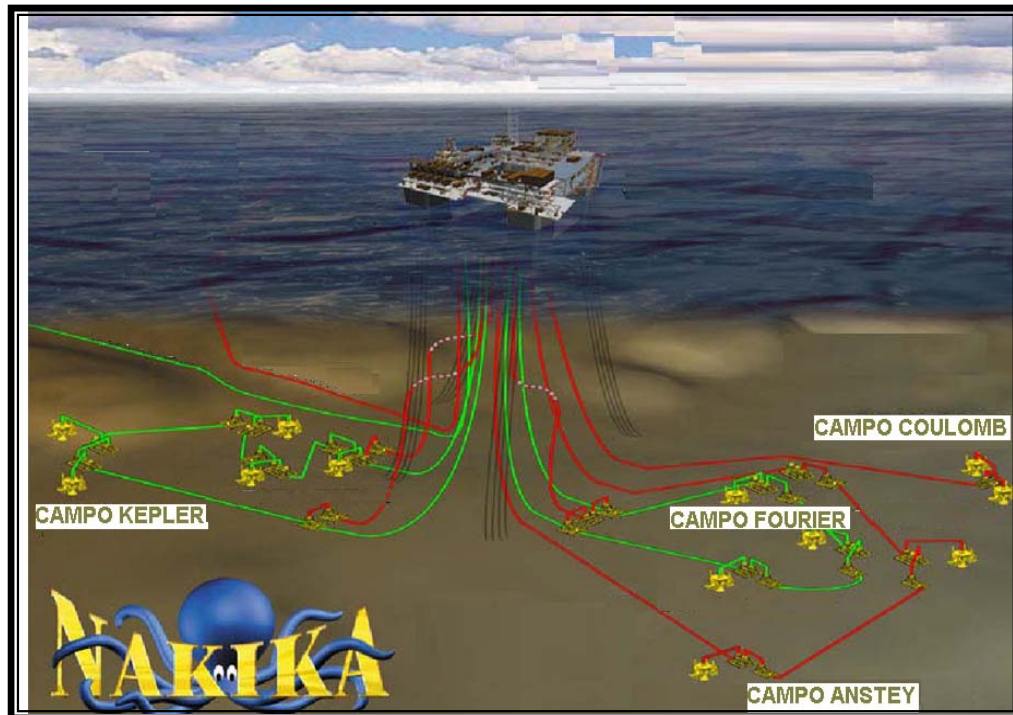


Fig.1.6 Proyecto Nakika

A 12 años de producción, 270 millones de barriles de aceite han sido producidos del Campo Tordis. Actualmente cuenta con 9 pozos productores y seis inyectores. Inicialmente los pozos productores producían gastos arriba de 24,000 bpd, pero la declinación ha reducido la producción en rangos de 12,000 a 13,000 bpd con inyección de agua para mantener la presión del yacimiento.

Proyecto de Recuperación de hidrocarburos

En el año 2005 Statoil anunció un plan que incrementaría la recuperación de aceite mediante la reducción de presión en la cabeza del pozo, incrementar la capacidad de transporte a través de separación de agua en el lecho marino, inyectar el agua y arena producida en la formación, instalar bombas multifásicas. La primera fase del plan, que consistió en la reducción de la presión de la cabeza del pozo, se aplicó a Gullfaks a finales del año 2006 y se espera recuperar 16 millones de barriles adicionales de aceite. La segunda fase del plan empezó en el año 2007 y consistió en la instalación de bombeo multifásico submarino esperando recuperar 19 millones de barriles de aceite.

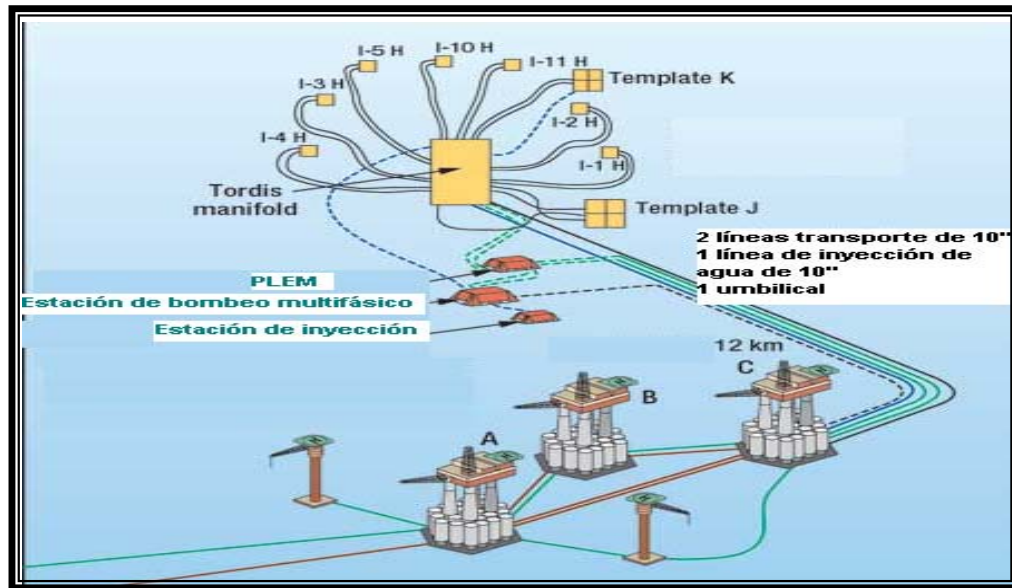


Fig.1.7 Desarrollo del Campo Tordis

1.5.5 Proyecto Lakach, México

Yacimiento de gas húmedo descubierto en el año 2006, localizado a 31 kilómetros de la costa de Coatzacoalcos, el desarrollo consiste en un sistema submarino con pozos dispersos interconectados en tie back en una estación de acondicionamiento de gas en tierra, que podría ser construido en dos etapas.

Variable	Yacimiento superior	Yacimiento inferior
Área, km ²	32	18
Porosidad, %	23	22
Permeabilidad, mD	30	20
Swi, %	38	37
Espesor bruto, m	93	38
Espesor neto, m	44	23
Presión inicial, kg/cm ²	368	378
Tipo de fluido	Gas húmedo	Gas húmedo
Temperatura, °C	60	62

Tabla 1.3 Datos de yacimientos Lakach

Reserva original

Se estima una reserva probada y probable de 622,000 mmpc, con una reserva total de 1.3 mmmmpc.⁽²³⁾

Desarrollo submarino

- Perforación de 8 pozos
- Terminaciones inteligentes
- Inicio de perforación, 2012
- Tirante de agua, 1200 m
- Profundidad total, 400m
- Producción esperada por pozo, 60 mmpcd



Fig. 1.8 Ubicación Lakach

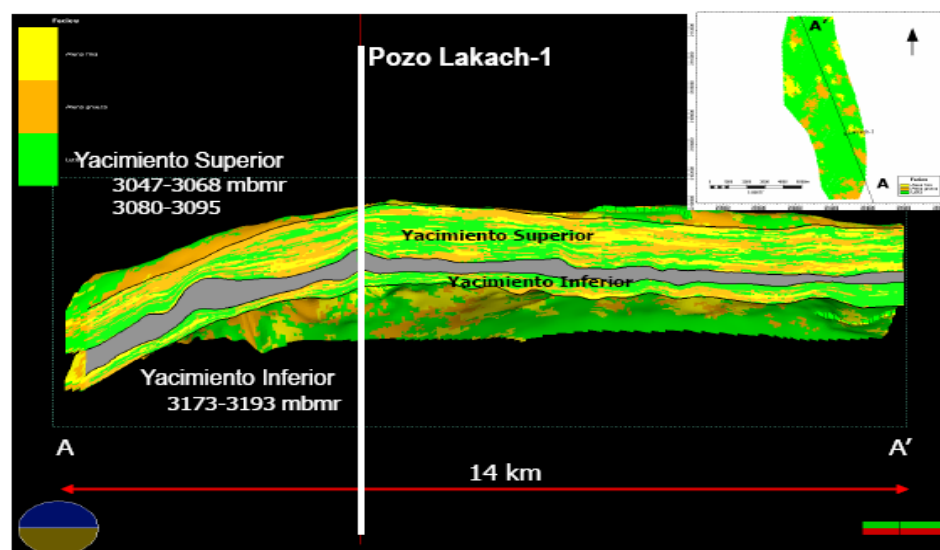


Fig. 1.9 Yacimientos Lakach

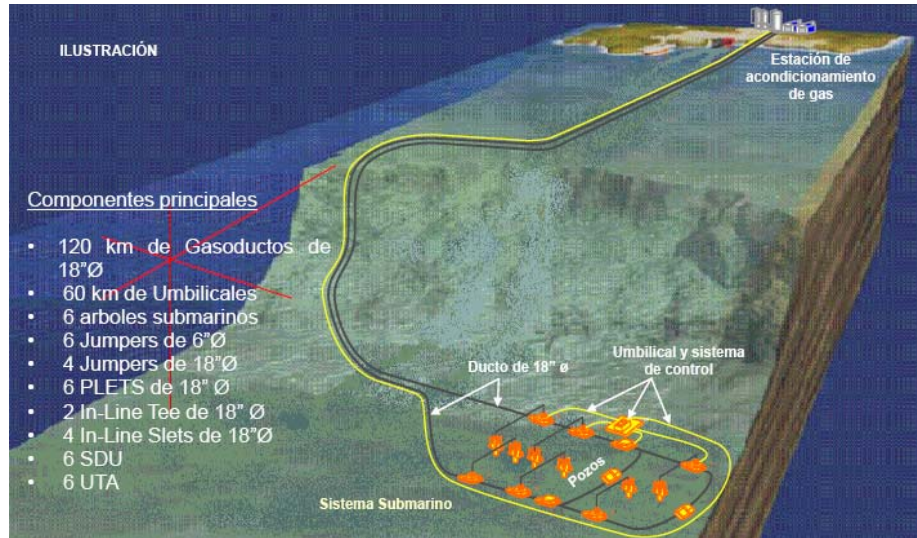


Fig. 1.10 Desarrollo Submarino Lakach

1.5.6 Proyecto perdido

Ubicado en la frontera con Estados Unidos a 300 kilómetros de Matamoros, Tamaulipas, corresponde al llamado yacimiento transfronterizo, en noviembre de 2010 se pretende perforar el pozo Maximino 1 a 2993 m de tirante de agua. El objetivo es alcanzar la formación geológica eoceno inferior.

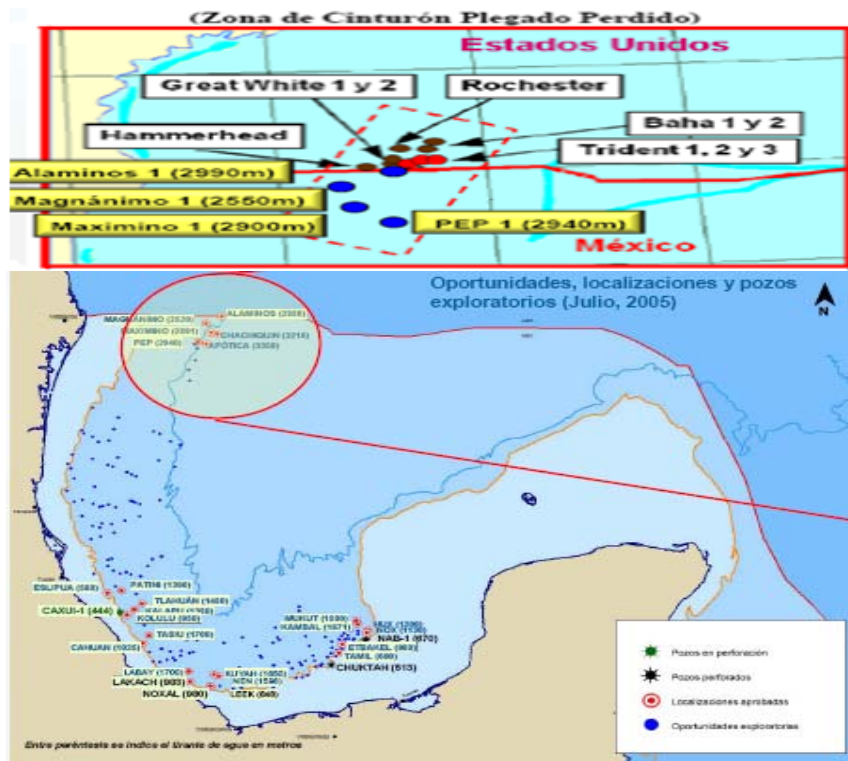


Fig.1.11 Proyecto Perdido

1.6 Recursos prospectivos de Hidrocarburos en Aguas Profundas de México

En México la explotación de hidrocarburos en el mar se ha limitado a profundidades de 40 a 85 metros de tirante de agua, mediante el empleo de instalaciones convencionales fijas de producción. Actualmente la mayor producción de aceite pesado y ligero proviene de las regiones marinas (suroeste y noreste). En la región marina noreste se produce la mayor cantidad de aceite pesado, representando el 52% de la producción a nivel nacional, alrededor de 1,450 mbpd. Cantarell era uno de los campos que más aportaban, sin embargo está en fase de declinación, llegó a producir hasta 2,100 mbpd en el año 2001. Actualmente su ritmo de explotación es de 580 mbpd (julio 2010), esta declinación en la producción está siendo compensado por el proyecto Ku-Maloob-Zaap.

Para satisfacer la demanda tanto interna como externa en el futuro se requiere explorar y explotar yacimientos localizados en aguas profundas, esto debido a la decadencia de la mayoría de los campos localizados en Tierra y en aguas someras del Golfo de México. Según estudios realizados por Pemex Exploración y Producción las reservas potenciales podrían estar localizadas en un tirante de agua mayor a 1500 m, ver fig. 1.12

Las áreas de interés para Petróleos Mexicanos son:

- Coatzacoalcos Profundo
- Lankahuasa Profundo
- Lamprea Profundo
- Campeche Profundo
- Perdido

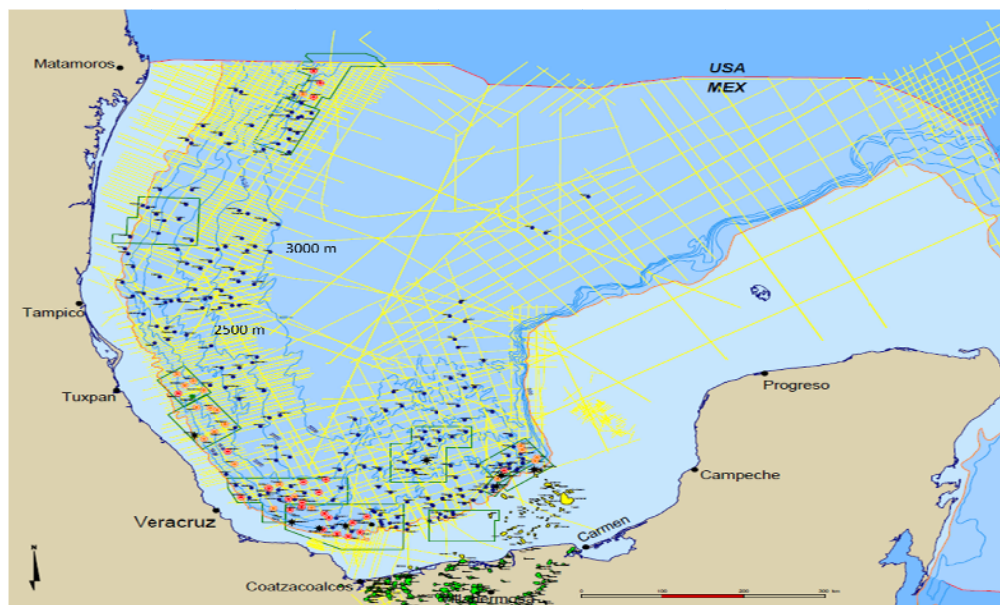


Fig. 1.12 Tirantes de agua con potencial petrolero, cortesía PEMEX

Existe un gran potencial petrolero en aguas profundas del Golfo de México, correspondiente al territorio en mar del Estado Mexicano, que requiere de estudios de exploración con la tecnología avanzada existente en el mercado para determinar las estimaciones y cuantificación de las reservas y con base en estos estudios, elaborar los ciclos de planeación de la explotación de los campos potenciales que resulten. Para explotar adecuadamente estos hidrocarburos por parte de PEP, es necesario la recopilación y asimilación de conocimientos de las tecnologías existentes, así como trabajos de investigación relacionados con aguas profundas.

Se cuenta con una clasificación preliminar de provincias geológicas del golfo de México, se han identificado nueve provincias distribuidas en tres proyectos exploratorios: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido, lo que ha permitido clasificar las oportunidades exploratorias para la identificación de las áreas prospectivas. Ver fig 1.13

Se estima que el total de los recursos prospectivos del país del orden de 54 mil millones de barriles de crudo equivalente, 29,500 millones barriles, se localizan en la cuenca del Golfo de México Profundo, en una extensión de más de 575 000 km²⁽²³⁾

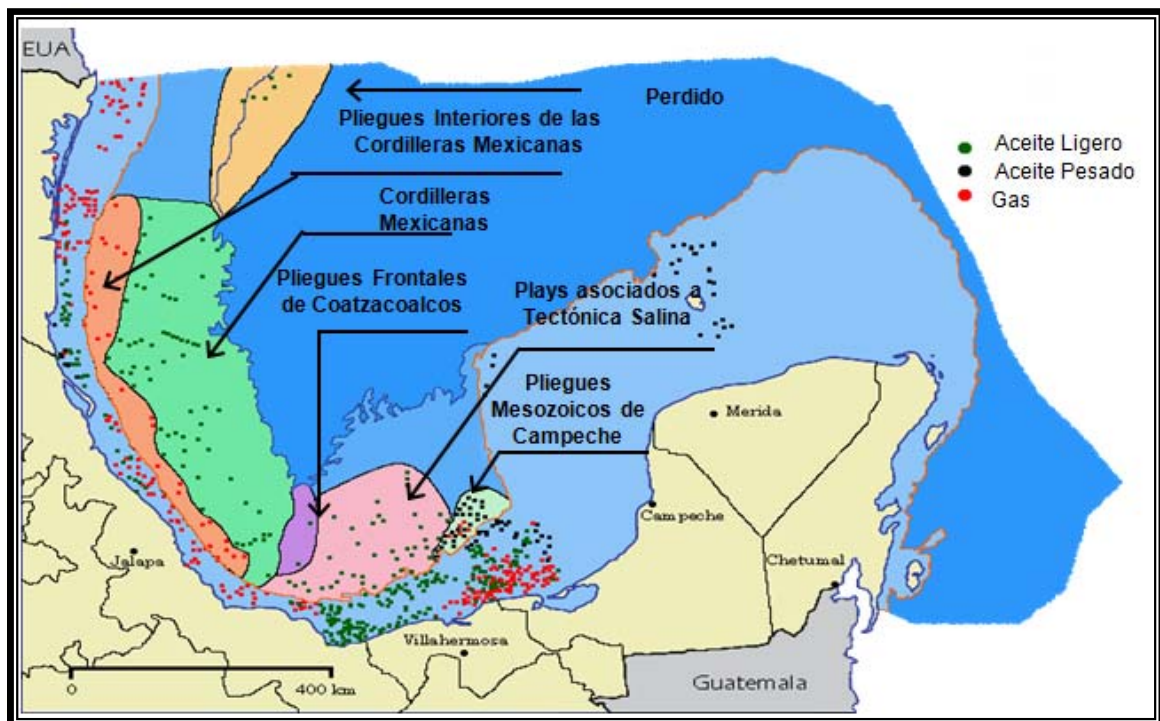


Fig. 1.13 provincias geológicas

1.7 Perforación de Pozos en Aguas Profundas en México

En México se ha tenido experiencia con aguas profundas mediante la perforación de pozos exploratorios, en la tabla 1.1 se muestran los pozos más importantes perforados en aguas profundas.^(23,28,31,33)

Pozo	Equipo	Tirante de agua (m)	Profundidad (m)	Año	Resultados	Reserva incorporada mmbce
Chuktah-1	Mata Redonda	364	4968	1999	Improductivo	
Chuktah-201	Ocean Worker	513	4901	2004	Improductivo	
Caxui-1	Kan Tan IV	445		2005	Improductivo	
Canche-1	Ocean Yorktown	458	3825	2005	Improductivo	
Nab-1 ⁽²³⁾	Ocean Worker	670	4050	2005	aceite extrapesado	32.6
Kastelan -1	Ocean Worker	421	4518	2005	Productor	No comercial
Noxal-1	Ocean Worker	935	3640	2006	gas no asociado	548
Lakach-1	Ocean Worker	986	3813	2006	Gas no asociado	
Lalail-1	Ocean Worker	806	3815	2007	Gas no asociado	136.9
Cox -1	Borgny Dolphin	449	3075	2007	Improductivo	
Chelem-1	Ocean Voyager	815	3125	2008	Improductivo	
Tamil-1	Ocean Voyager	666	3040	2008	Productor	200
Etbakel-1	Ocean Voyager	681	4525	2008	Productor	No comercial
Leek-1	Ocean Voyager	848	3642	2009	Productor gas seco	21.9
Kabilil -1	Ocean Voyager	739	4860	2009	Improductivo	No comercial
Tamha-1	Max Smith	1121	4083	2008	Improductivo	
Labay-1	Max Smith	1700	3362	2009	Productor gas seco	
Holok -1	Max Smith	1020	5161	2009	Improductivo	No comercial
Piklis -1	Max Smith	1900		2009		
Nen -1		1500				
Catamat -1	Max Smith	1220	5025	2009		

Tabla 1.4 Perforación de pozos en aguas profundas en México

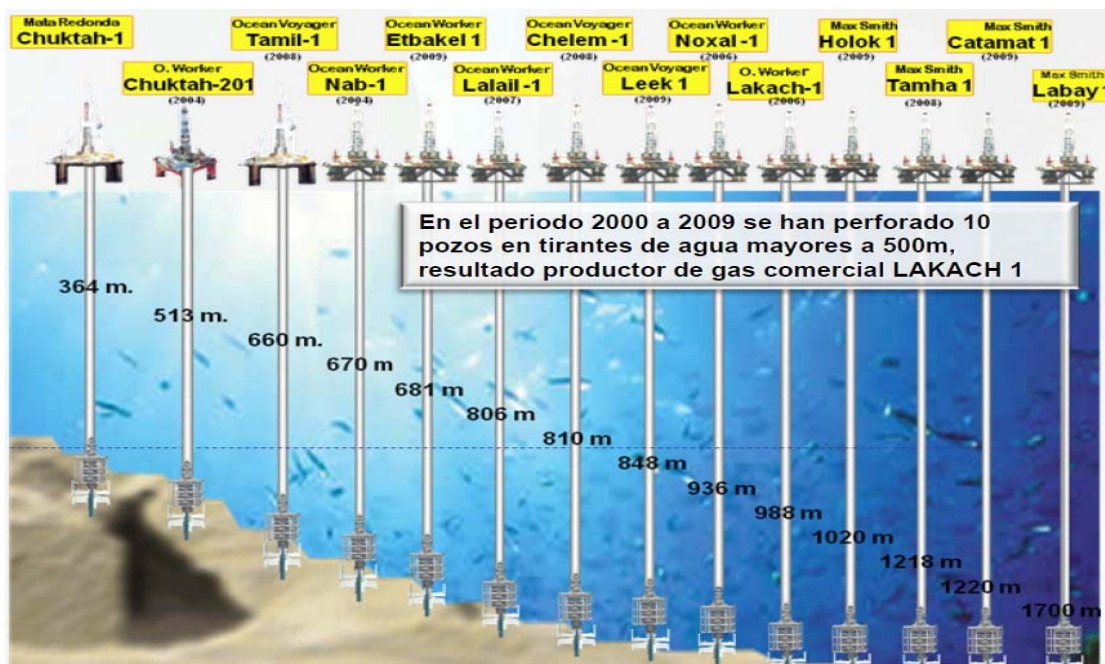


Fig.1.14 Pozos perforados en aguas profundas, 2000-2009

CAPÍTULO II

ESTRUCTURAS Y SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

El objetivo de este capítulo es describir brevemente las tecnologías, equipos e instalaciones existentes para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

El desarrollo submarino en aguas profundas consiste básicamente en una estructura flotante y/o fija de producción, sistema de control (líneas umbilicales), árbol submarino, cabezales y ductos instalados desde el lecho submarino hasta la estructura de producción. Dependiendo del campo a explotar así como de los recursos disponibles se pueden presentar diversas configuraciones.

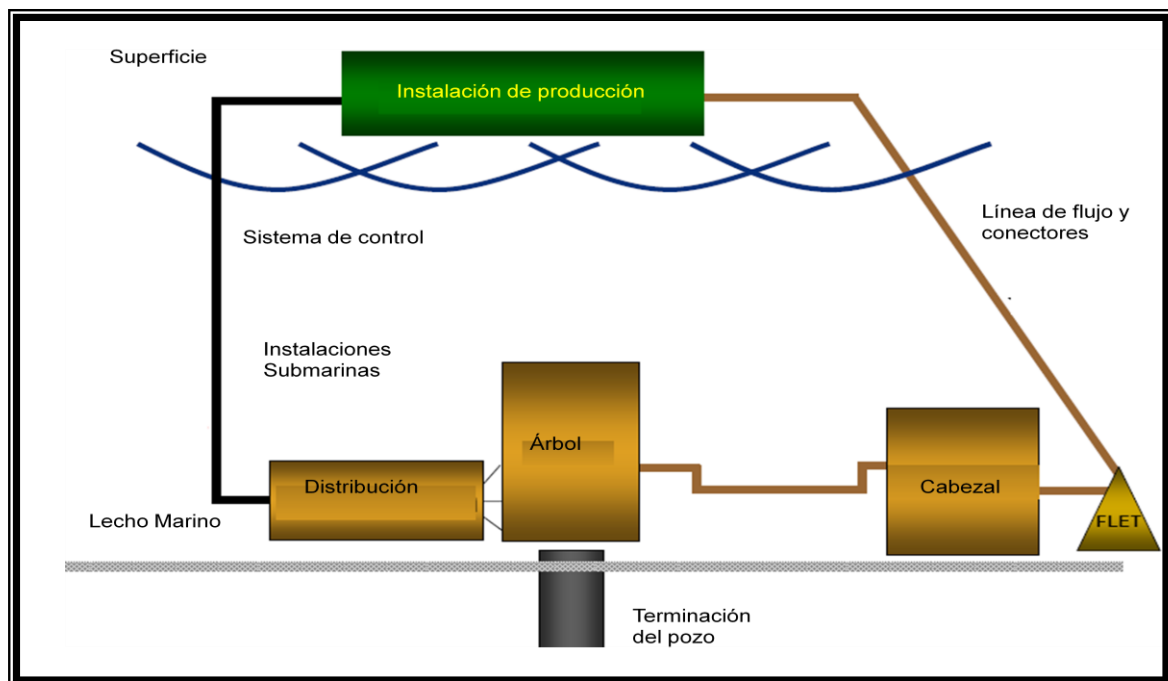


Fig. 2.1 Componentes básicos del desarrollo submarino

2.1 Estructuras de Producción

Instalación Host (Host facilities)

Estructuras flotantes o fijas que reciben los fluidos producidos y cuentan con unidades de producción y procesamiento, se clasifican en fijas y flotantes.

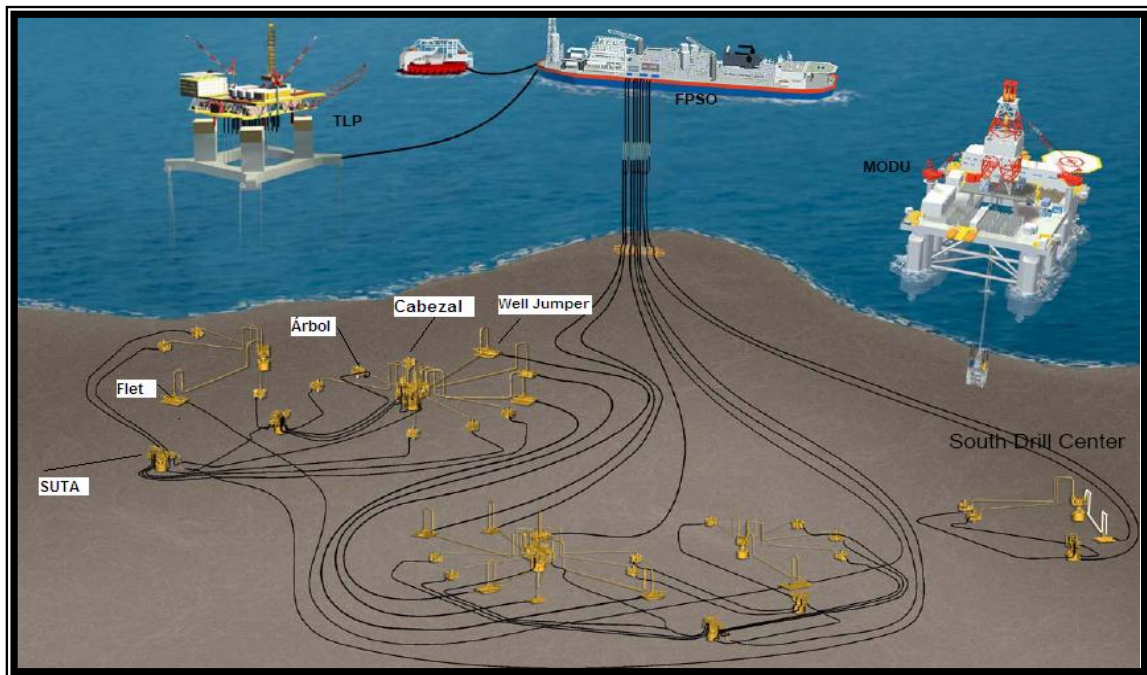


Fig. 2.2 Componentes de un Sistema Submarino

Estructuras Fijas: Estas estructuras están físicamente fijas en el lecho marino, comprenden las siguientes:

Jacket: consisten de un Jacket y una cubierta, el jacket es una sección vertical de acero y sujeto al lecho marino por unos pilotes, sobre la cubierta cuenta con los equipos de procesamiento.

Caisson: plataformas fijas sin jacket, montados sobre caissons de acero

Compliant: Plataformas que presentan mayor deflexión lateral que las fijas, rígidas estructuras altas construidas de acero.

Base gravedad: son construidas con concreto reforzado, el peso resultante se utiliza para posicionar la estructura en el lecho marino, de tal modo que baja por gravedad, son usados arriba de 1000 ft de profundidad.

Estructuras Flotantes; Las estructuras flotantes incluyen los siguientes:

Plataformas de patas tensadas (TLP)

Plataformas de patas tensadas (mini TLP),

Plataforma SPAR (SP)

Unidad de producción flotante (FPS, FSO)

Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)

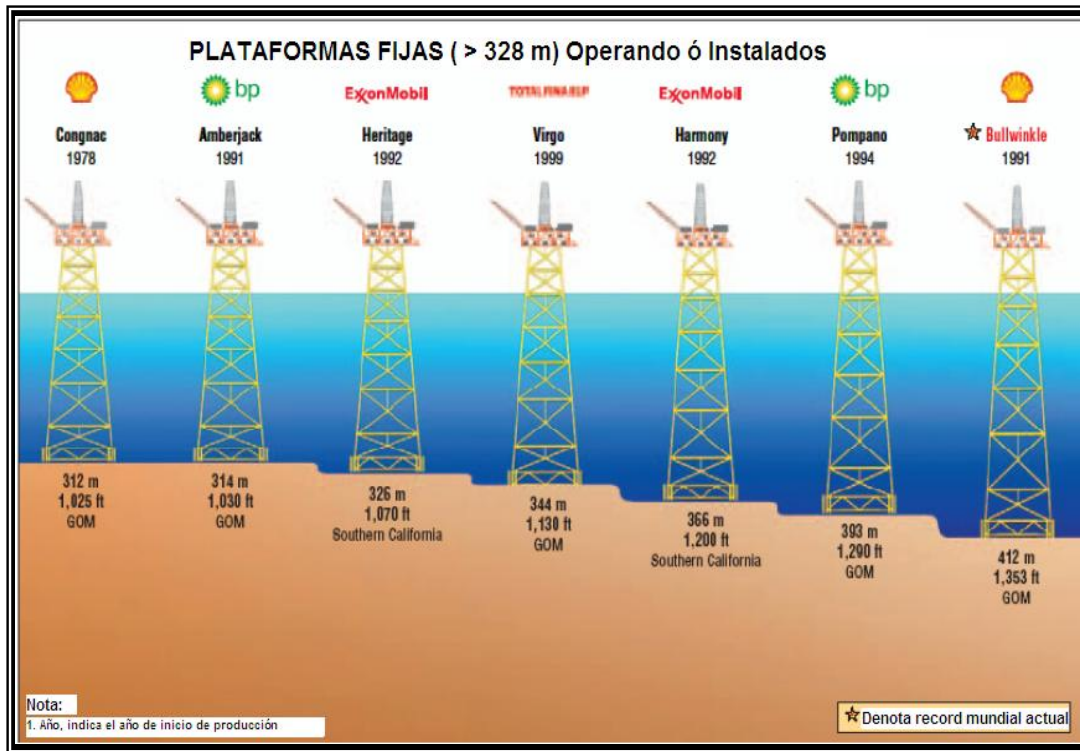


Fig. 2.3 Estructuras fijas

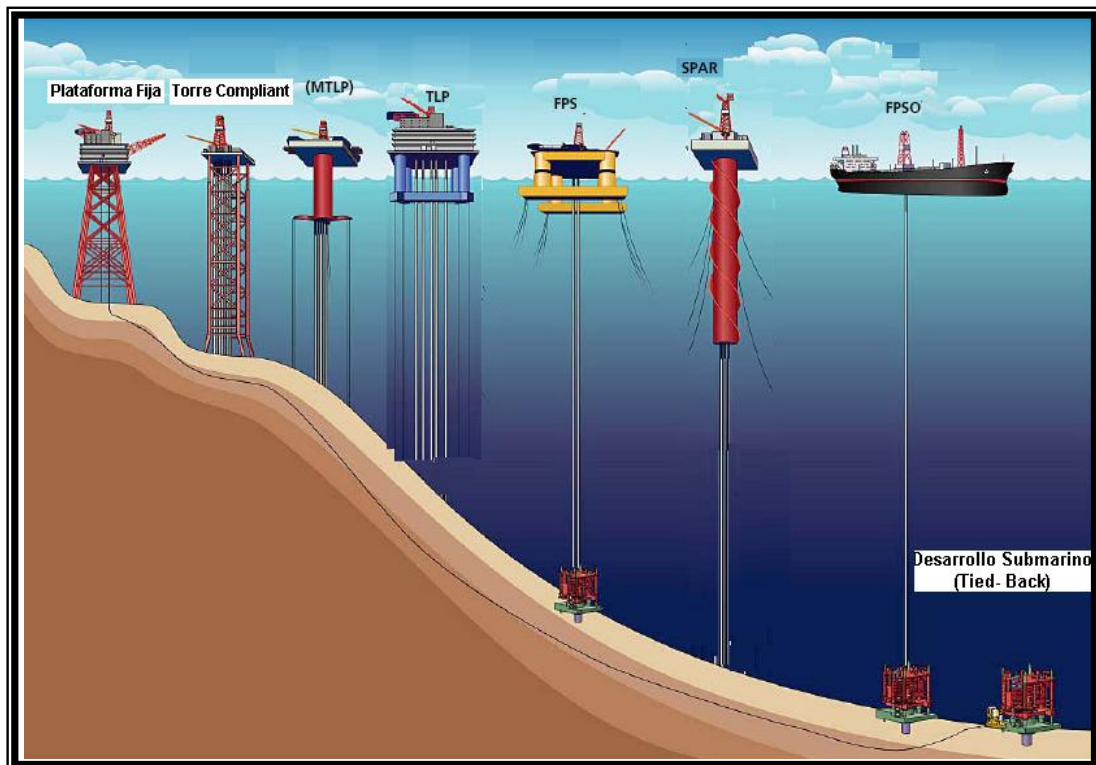


Fig. 2.4 Estructuras de producción, fijas y flotantes en aguas profundas

Dependiendo de la profundidad del agua, se seleccionan los sistemas mencionados anteriormente, en la Tabla 2.1, se muestran dichos datos.

ESTRUCTURA	PROFUNDIDAD (m)
Jacket	0 a 1000
Caisson	0 a 1000
Torre flexible (Compliant Tower)	0 a 1500
Estructuras basados en gravedad (concreto)	1000 a 1500
Unidad flotante de producción, almacenamiento, y descarga (FPSO)	0 a 6000+
Spar	1000 a 6000+
Plataforma de patas tensadas (TLP)	1000 a 2000
Semi sumergible	1000 a 2000

Tabla 2.1 Estructuras de producción utilizadas en aguas profundas

2.2 Infraestructura

Se dividen en dos: infraestructuras superficiales y submarinas.

- Superficiales: elementos que controlan el flujo en la superficie, fuera del agua.
- Submarinas: Son localizados sobre y/o bajo el lecho marino.

Las infraestructuras submarinas se dividen a su vez, en árboles mojados y árboles secos.

Sistemas de árboles secos: Los árboles están en el lecho marino, aislados del agua: plataformas fijas, compliant tower, TLP, Spar.

Sistemas de árboles mojados: Los árboles están en el lecho marino, mojados por el agua, son operados desde la plataforma de producción por medio de umbilicales: TLPs Nueva generación, TLPs convencional, Spar, FPSO, Semi FPS, SS Tiebacks, Cell Spar.

Sistemas de árboles secos/mojados: Plataformas fijas, TLPs Nueva generación, TLPs convencional, Spar

2.2.1 Sistemas Submarinos

Manifold Submarino

Un cabezal (manifold) es un arreglo de líneas, cabezales y válvulas que son usadas para recibir y distribuir hidrocarburos.

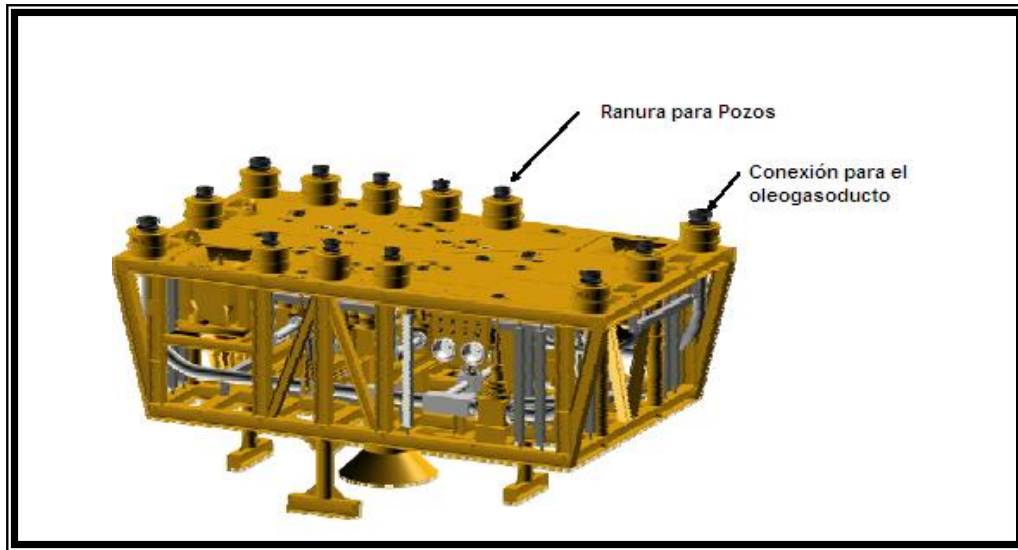


Fig. 2.5 Cabezales (Manifold)

Árbol submarino

Es un arreglo de válvulas que se encuentran en la cabeza del pozo para controlar y contener el pozo, se usan para controlar la inyección de agua y para producción de hidrocarburos, obtención de datos y punto de acceso para intervención a pozos.

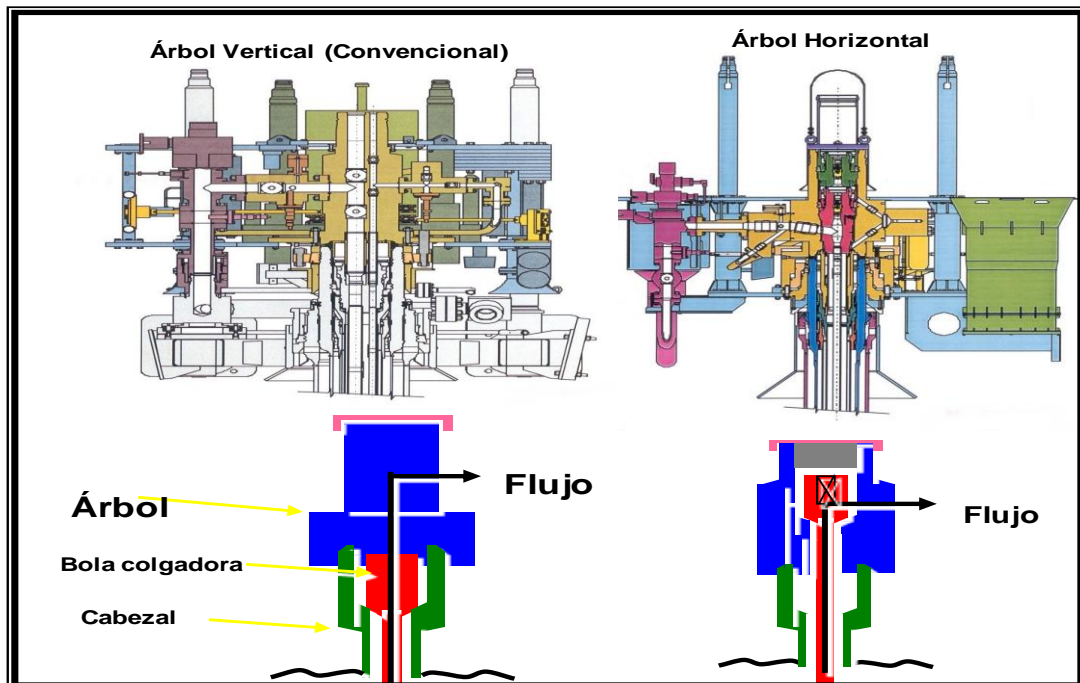


Fig. 2.6 Árbol submarino horizontal y vertical



Fig. 2.7 Otros tipos de árboles

Flet submarino

El propósito de un Flet submarino es proveer un punto de conexión entre el manifold y la línea de flujo.

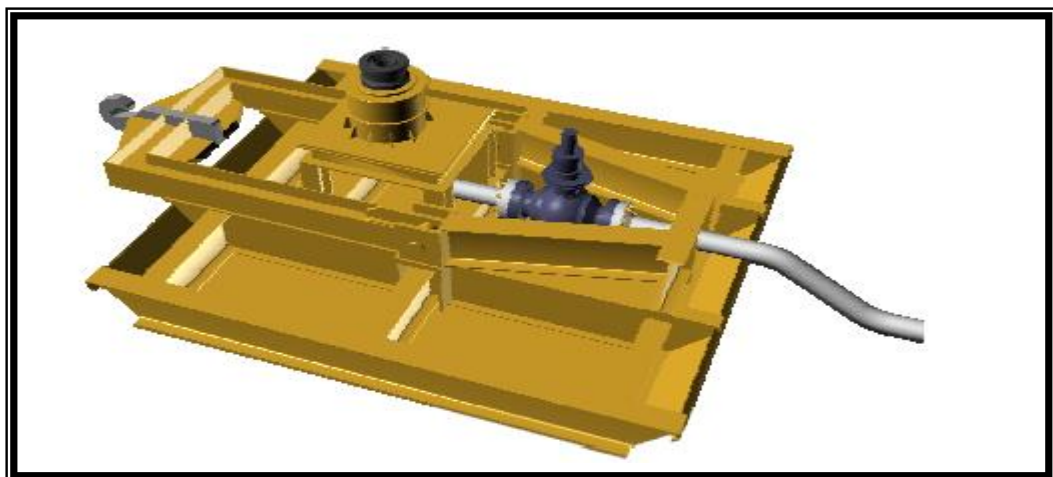


Fig. 2.8 Flet

Jumpers

Well Jumper: Un well jumper transporta el flujo desde el pozo (árbol) hasta el manifold
Jumper de línea de flujo: Es usado para transportar el flujo desde el cabezal hasta FPSO

- *Forma de U invertido:* Son simples y fáciles de fabricar e instalar, no es rígido recomendable para tuberías de pequeños diámetros.
- *Forma de M:* Permite la instalación de sensores de sólidos, para Well Jumpers de pequeños diámetros y con requerimientos de aislamiento

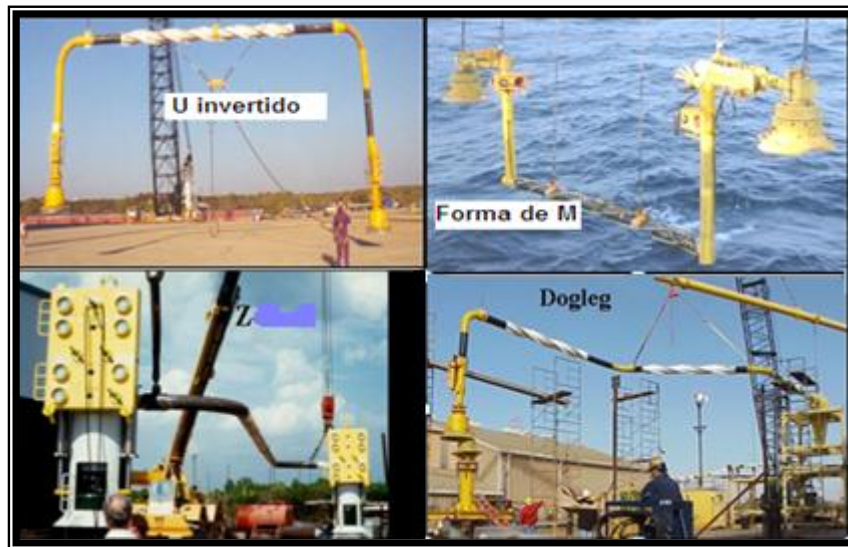


Fig. 2.9 Diferentes tipos de Jumper

2.3 Riser

Existen diferentes tipos de riser: riser adheridos, riser tensionados, riser flexibles, híbridos y SCR (Steel Catenary Riser)

Riser Adherido

Plataformas fijas, torres compliant y estructuras de gravedad a menudo tienen risers pegados en la parte exterior de la estructura se conecta a la línea de flujo en el lecho marino por medio de conexiones.

Riser híbrido

El riser híbrido, está compuesto de una sección vertical anclado en el lecho marino, llegan a alcanzar hasta 150 m arriba del lecho marino, en la parte superior se conecta con una línea flexible hasta llegar a la superficie. Fig. 2.10

Riser Flexible

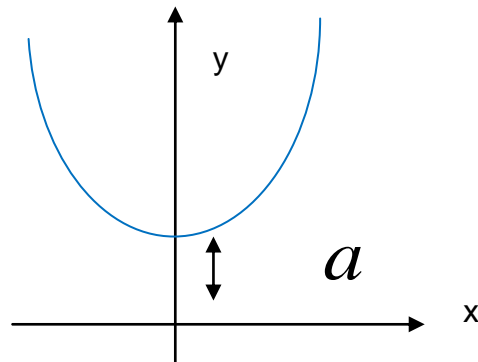
Son más apropiados para sistemas flotantes que tienen movimientos horizontales y verticales, ya que tienen características flexibles, lo que les permite cierta curvatura.

SCR (Steel Catenary Riser)

Se usan en plataformas flotantes de producción en aguas profundas, pueden ser instalados por tramos de una determinada longitud, toleran cierta cantidad de movimiento de la plataforma de producción.

Su nombre viene de la curva formada por un cordón flexible, o cadena de densidad uniforme que se sujeta ente dos puntos al mismo nivel y que cumple con la siguiente fórmula.

$$y = \frac{a}{2} \left(e^{\frac{x}{a}} + e^{-\frac{x}{a}} \right)$$



Riser tensionados desde cubierta

Este riser se fija en el lecho marino y se tensiona desde cubierta, este tipo de riser permite movimientos laterales del TLP ó SPAR por medio de un compensador de movimiento

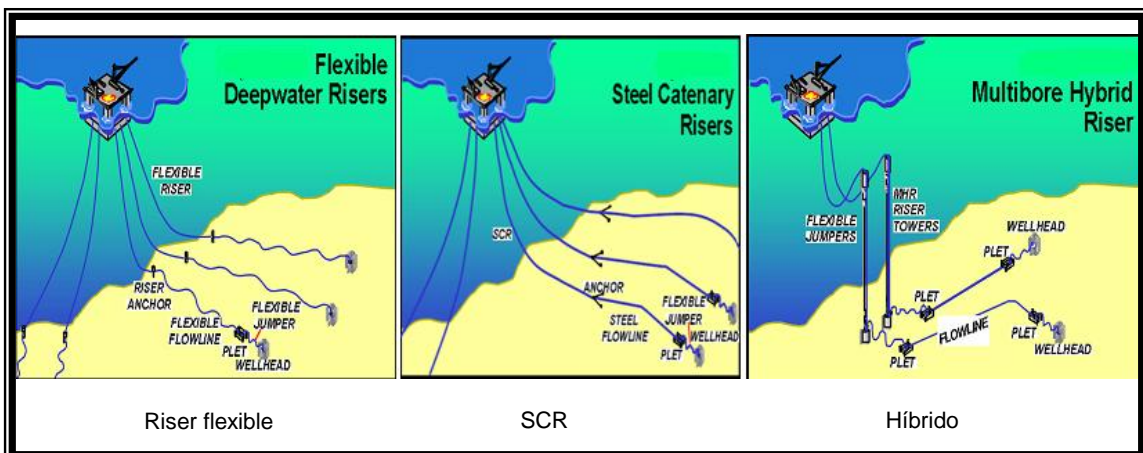


Fig. 2.10 Tipos de riser

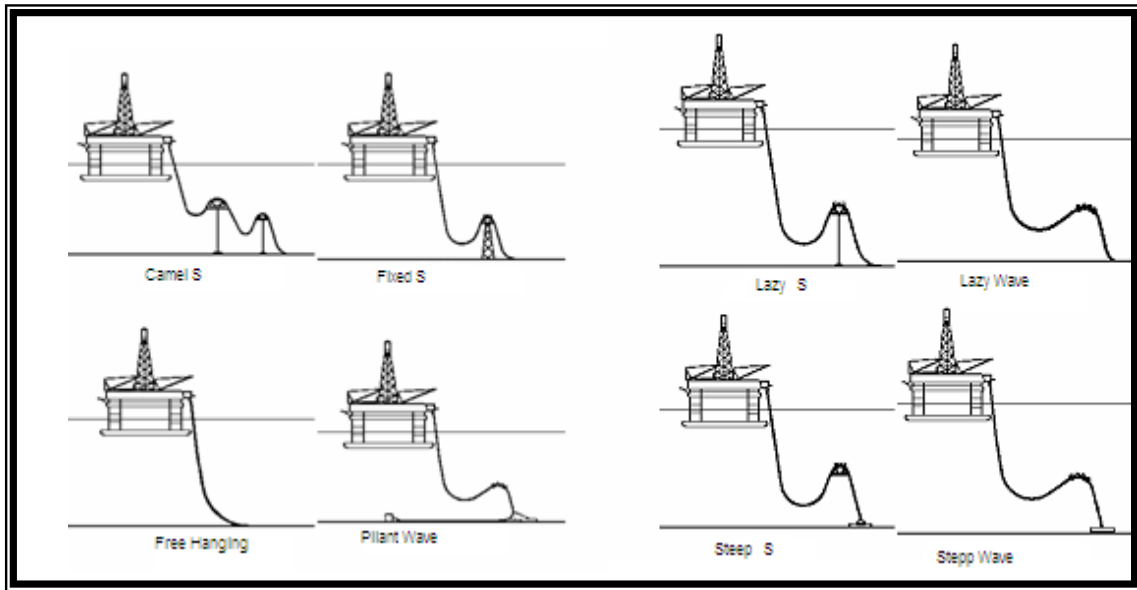


Fig. 2.11 Diferentes configuraciones del riser flexible

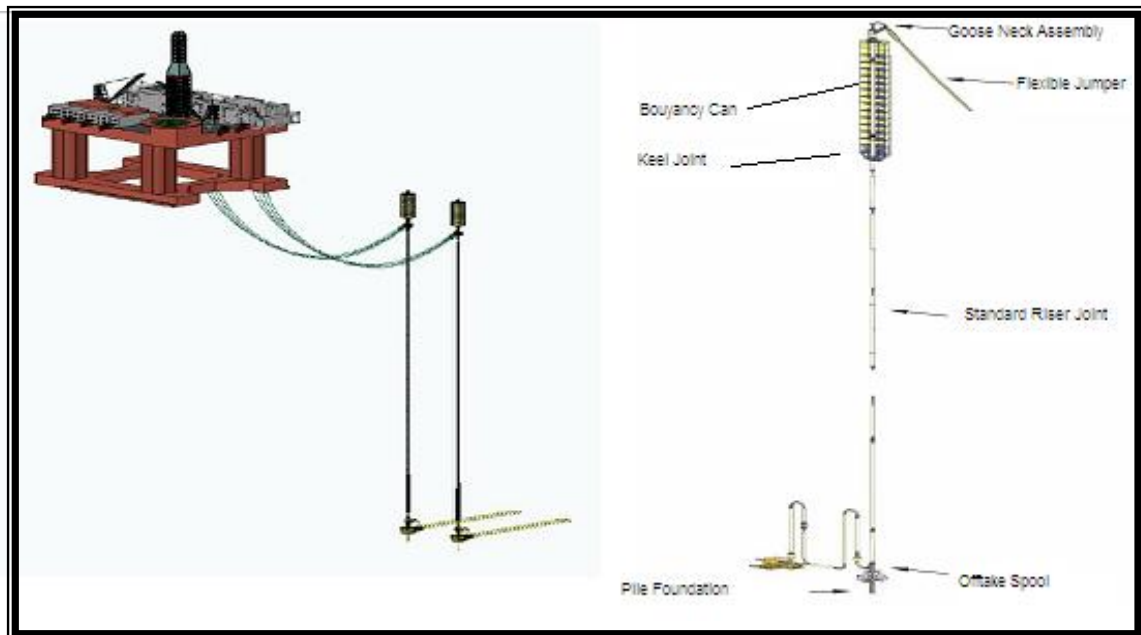


Fig. 2.12 riser híbrido

2.4 Sistemas Auxiliares

Umbilicales

Los umbilicales consisten en un arreglo de líneas que conducen cableado eléctrico, inyección de inhibidores, señales de control, presiones, etc.

SUTA (Subsea Umbilical Termination Assembly)

Sirve de interface para la terminación submarina de cableado eléctrico y comunicaciones), localizado en el lecho marino

TUTU (Topside Umbilicals Termination)

Tiene los mismos propósitos que el SUTA, sólo que se localiza en la plataforma de producción)

SDU

Distribuye fluidos hidráulicos, químicos, cableado eléctrico entre el SUTA y los componentes del sistema submarino.

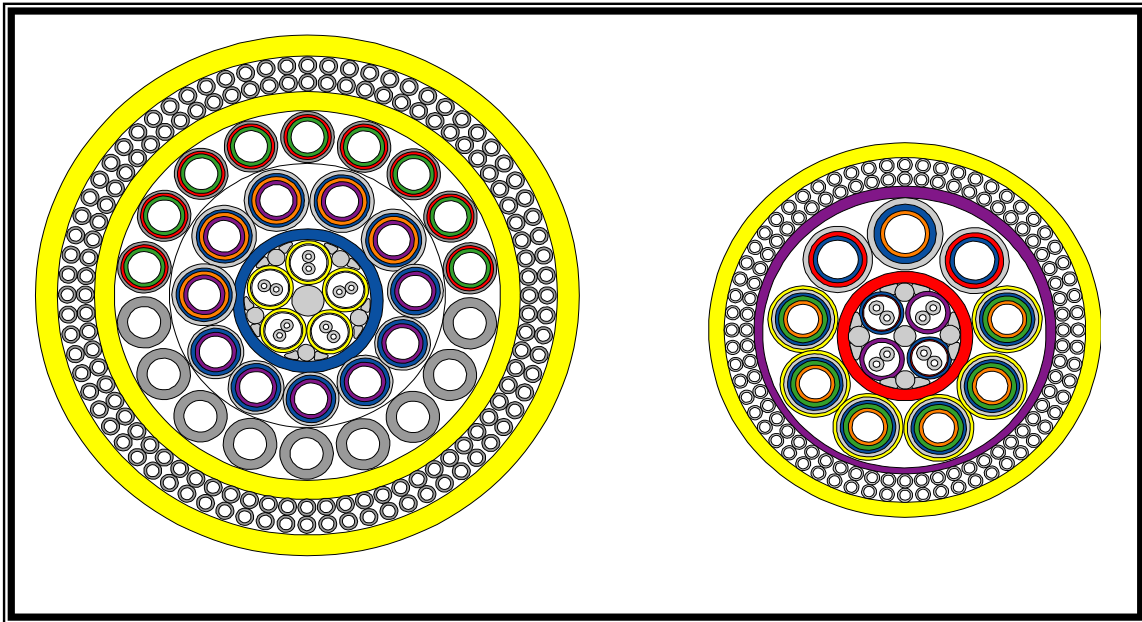


Fig. 2.13 Tubos de acero con mangueras termoplásticas y eléctricos

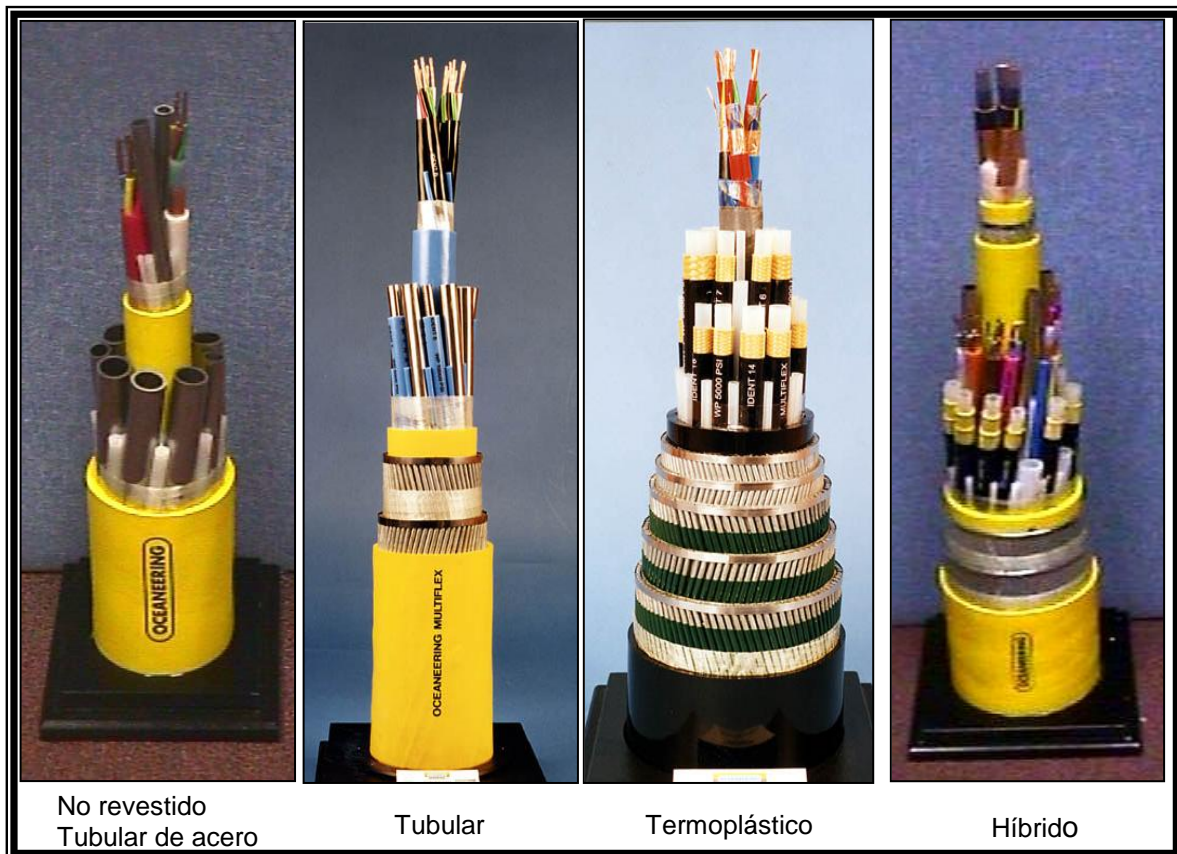


Fig. 2.14 Tipos de Umbilicales

- Largas líneas de flujo y umbilicales son muy caros.
- Existe una relación entre el costo de la línea de flujo y umbilicales y el incremento de complejidad de los sistemas submarinos.
- Los controles hidráulicos son mejor para distancias cortas y aguas someras
- Los controles electro hidráulicos son favorecidos por largas distancias y aguas profundas.

Métodos de Control Térmico de Líneas

Calentamiento

- Circulación de agua
- Eléctrico

Línea enterrada

Pipe in Pipe

Revestimiento (protección) externa

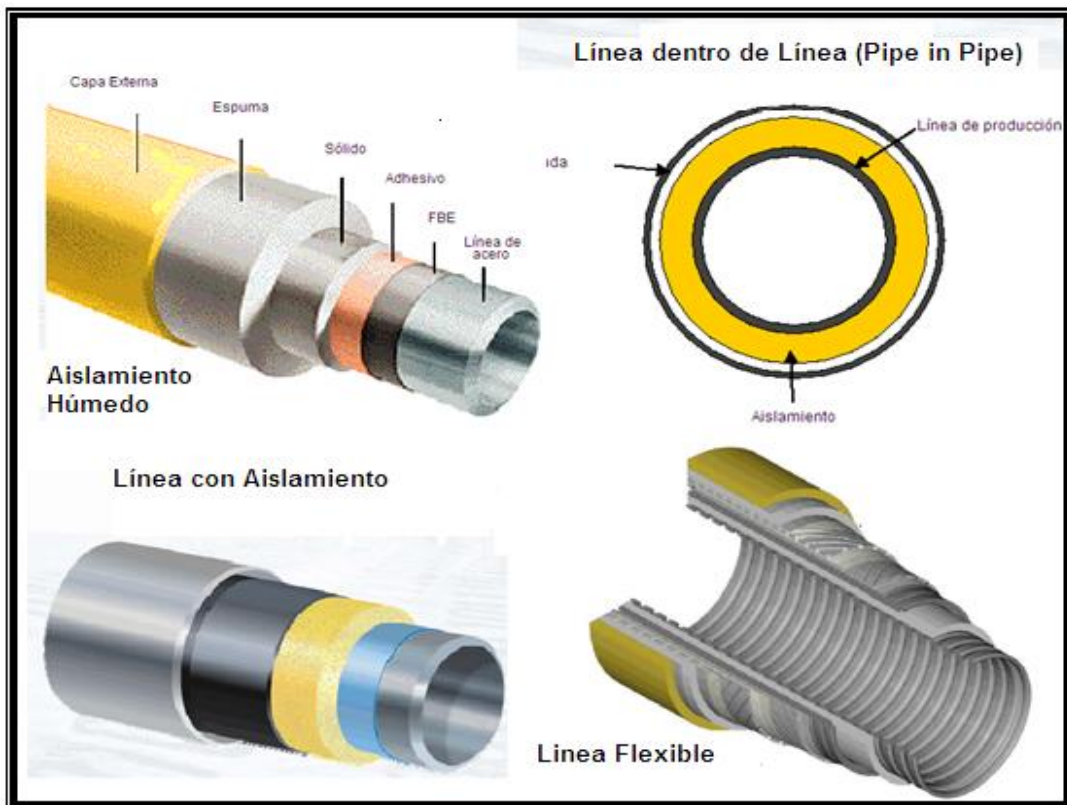


Fig. 2.15 Tipos de aislamiento de líneas

2.5 Métodos de Intervención de Sistemas Submarinos

Los métodos de intervención de sistemas submarinos pueden ser por buceo o por medio de un vehículo operado a control remoto (ROV), por sus siglas en inglés.

Buceo atmosférico (ADS)
 Vehículo operado remoto (ROV)

Los ROVs se clasifican en dos grupos:

Inspección: son más pequeños y baratos, cuenta con luces y cámaras para la inspección

De trabajo: son capaces de llevar herramientas eléctricas y electromecánicas, también inspeccionan protecciones catódicas y la integridad de las estructuras, tienen siete grados de movimiento.

Los vehículos a control remoto se utilizan a partir de 7000 ft

2.6 Terminología Submarina

Drill Center

Arreglo de pozos submarinos que pueden ser accedidos desde una plataforma flotante de perforación.

Field Layout

La configuración y/o arquitectura de los pozos y equipos en el lecho marino.

Satélite

Donde sólo se tiene un pozo con su línea de producción.

Daisy Chain

Pozos unidos en cadena.

Cluster

Pozos agrupados alrededor de un cabezal.

Flet (Flow line end termination).

Se utiliza para conectar la línea de descarga.

Plem (Pipeline end manifold).

Se utiliza para conectar línea de flujo desde el cabezal.

Plet (Pipeline end termination).

Subsea facilities Los sistemas localizados en el lecho marino, incluyen sistemas de árboles, sistemas de manifold, y sistemas de conexiones (líneas de flujo, jumpers y conectores).

Sea Bed/ Sea floor/ Mudline

Lecho marino

Topside/Surface

Superficie

Subsea

Debajo de la línea de agua.

Subsea tieback

Distancia entre el host y el pozo.

Downhole completion

Una manera para que los fluidos entren al pozo y salgan a la superficie de manera controlada, terminación en el fondo del pozo.

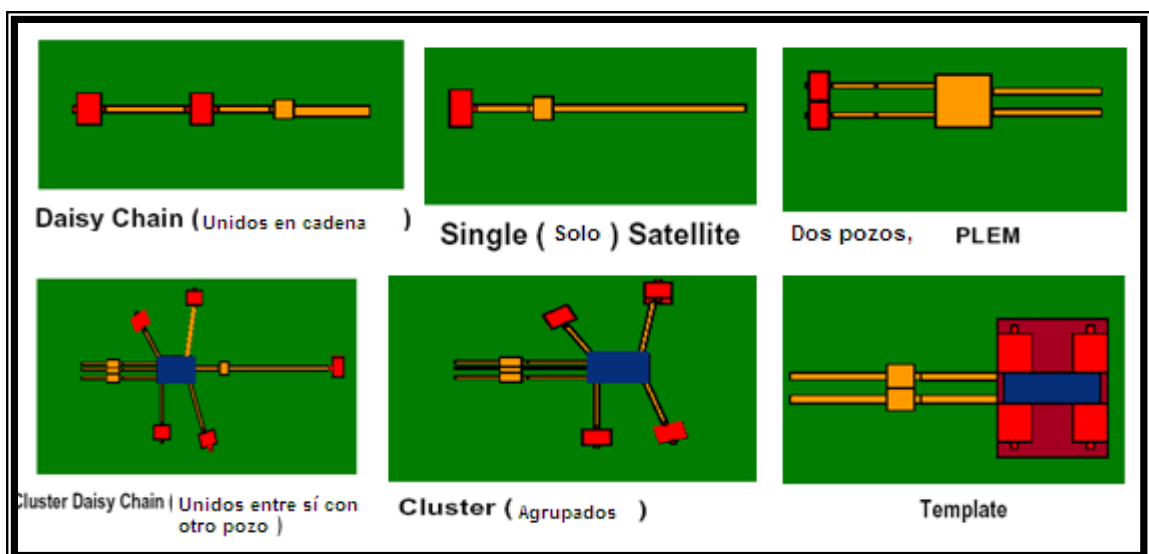


Fig. 2.16 Diferentes tipos de arreglos de pozos

2.7 Consideraciones para la selección de configuraciones de pozos

- Configuraciones individuales y múltiples “daisy chains” son las más confiables. Los lazos “daisy chain” sencillos y con conexiones en paralelo reducen el número de líneas de flujo y proporcionan dos rutas de salida para pozos adyacentes para reparar localidades sin agregar mucho hardware y complejidad. Agregar más lazos, reduciendo el número de pozos por lazo mejora la pérdida de producción y tiempos de reparación.
- Manifolds (cabezales) de recolección pueden reducir el número de líneas de flujo y risers con la penalidad de incrementar el número de componentes y su complejidad. Sin embargo, efectos adversos pueden ser minimizados agregando dos rutas de salida y mantener el tamaño del manifold pequeño.
- Grandes manifolds y step-out daisy chains con una salida deben ser evitados, ya que impactan adversamente en pozos adyacentes durante las reparaciones y demandan altos tiempos de reparación.

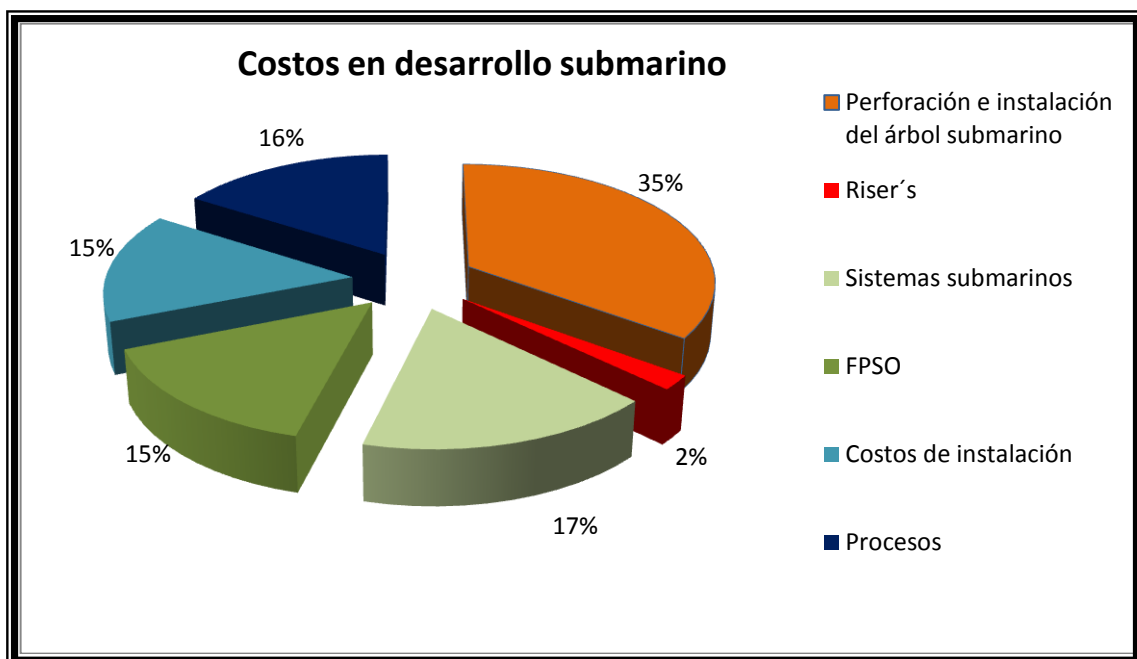


Fig. 2.17 Porcentajes de costos aproximados en desarrollo submarino

CAPÍTULO III

ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN AGUAS PROFUNDAS

Para llegar a las instalaciones de procesamiento, la producción proveniente de yacimientos remotos en aguas profundas, debe fluir a través de conectores, colectores, líneas de flujo y tubos ascendentes, diseñados para tolerar las presiones, temperaturas y corrientes que existen en los océanos profundos. Las distancias que recorren los hidrocarburos no están libres de problemas, los hidrocarburos en los que predominan las facciones pesadas, a menudo poseen alta viscosidad, lo que dificulta el transporte de este tipo de fluidos.

Las bajas temperaturas en el lecho marino, típicamente de 1 a 4 °C en rangos de 1500 a 3000 m de profundidad empeoran los problemas de formación de hidratos y parafinas, grandes elevaciones entre el lecho marino y las plataformas hacen realmente difícil la explotación de los hidrocarburos en aguas profundas, además de que intensifican la aparición del bacheo severo. Por lo anterior surge la necesidad de asegurar el flujo, ya que los costos por fallas en el diseño de sistemas para el aseguramiento de flujo son excesivamente altos. Es por ello que se requiere mejorar el diseño y las tecnologías existentes para operar con bajos costos y trabajar fuera de la región de formación de hidratos, parafinas, bacheo severo y otros problemas inherentes.

3.1 Definición de Aseguramiento de Flujo⁽⁶⁾

El aseguramiento es el conjunto de actividades orientadas a la generación de soluciones integrales para la prevención, control y remoción de obstrucciones, así como condiciones inestable de flujo en el sistema yacimiento-pozos e instalaciones. Involucra procesos desde la extracción de hidrocarburos en el fondo de los pozos hasta las instalaciones superficiales de producción. Juega un rol crítico desde una perspectiva económica y técnica, considerando aspectos de seguridad, salud y cuestiones ambientales.

3.2 Importancia en Aguas Profundas⁽⁷⁾

El aseguramiento de flujo es un reto en aguas profundas, requiere de la unión de todas las disciplinas en la cadena de valor de una empresa dedicada a la explotación de hidrocarburos.

El aseguramiento de flujo interviene desde el diseño de las instalaciones, involucra a la ciencia y a la ingeniería para la solución de problemas de hidratos, parafinas, asfaltenos, incrustaciones minerales, transporte de fluidos y corrosión.

Objetivo

Los objetivos del proceso de aseguramiento de flujo son:

- Reducir el riesgo de pérdida o reducción de la producción
- Mejorar el gasto de producción
- Evitar sorpresas durante la operación

La estrategia de aseguramiento de flujo debe ser integrada en varios sistemas de diseño y operaciones de campo para alcanzar el éxito, ya que juega un rol integral a través del ciclo de vida de un proyecto. Involucra un amplio rango de habilidades técnicas:

- Adquisición de muestras de fluidos de buena calidad
- Administración de sólidos (cera, asfaltenos e hidratos)
- Modelos térmicos e hidráulicos (Análisis del flujo transitorio, Baches severos, requerimientos de aislamiento)
- Estrategias de operación de campos
- Estrategias para optimizar la producción
- Estrategias para controlar la producción de sólidos
- Desarrollo de soluciones para otros problemas (corrosión, erosión, emulsión)

3.3 Principales Retos del Aseguramiento de Flujo⁽⁵⁾

Los principales retos relacionados con el aseguramiento de flujo son: precipitación de minerales orgánicos (asfaltenos, parafinas, ceras, hidratos) y precipitación de minerales inorgánicos (incrustación de sólidos, arenas, sales) y problemas relacionados con los patrones de flujo.

3.3.1 Precipitación de Asfaltenos

Estructuras aromáticas complejas y pesadas, precipitadas por cambio en la composición del fluido, debidos a la presión. Los asfaltenos son de color negro y resbaladizo, científicamente no ha sido bien definido. Ver fig. 3.1

La depositación de asfaltenos ocurre cuando se alcanza la presión de floculación en la vecindad del pozo y en algunos yacimientos se precipitan cerca de la presión de burbuja, para remediar este problema se utilizan dispersantes químicos, sin embargo el punto de inyección de químicos debe ser a la profundidad del yacimiento, lo cual requiere altas presiones de inyección y concentraciones del orden de 300 ppm en el aceite. El comportamiento químico de los asfaltenos es uno de los métodos para prevenir la aparición de éstos, el mantenimiento de la presión del yacimiento arriba de la presión de floculación debe ser considerado en la vida de explotación de un campo, sin embargo esta actividad incrementa los costos de explotación.

La depositación de asfaltenos es más crítica cuando la presión de floculación se alcanza en la zona de disparo del pozo y las regiones adyacentes al mismo, conforme la presión declina, esta depositación puede afectar el flujo de fluidos hacia el pozo y por lo tanto afectar el IPR del pozo. Cuando esto ocurre las opciones de remediación pueden ser limitadas, solamente un squeeze puede ser empleado para solucionar este problema.

El reto en esta materia es estudiar a altas presiones in situ la precipitación y depositación de asfaltenos, la validación del comportamiento químico con las muestras de aceite durante los diseños preliminares, lo cual puede incidir en una significativa reducción en la inyección de inhibidores de depositación de asfaltenos en la tubería de producción.



Fig. 3.1 Presencia de asfaltenos

3.3.2 Formación de Hidratos

Sólidos cristalinos parecidos al hielo (agua + hidrocarburos ligeros), se forman a presión y temperaturas específicas, es decir a altas presiones y bajas temperaturas, se presenta en las líneas de flujo de gas húmedo, condensado y crudo, en presencia de agua.

Se tienen avances significativos en el conocimiento de hidratos, se puede predecir la disociación de hidratos mediante simuladores con excepción de salmueras que contienen altos porcentajes de sal. Las curvas de disociación de hidratos proveen límites conservadores para el diseño y administración de hidratos. Los efectos termodinámicos de inhibidores de hidratos tales como metanol y glicol pueden predecirse con gran exactitud, se usa ampliamente el metanol como inhibidor, los límites de especificaciones de venta son de 50 a 100 ppm de metanol en el crudo. El límite de uso de solventes oxigenados para glicol todavía está en discusión.

Actualmente ya se tienen unidades recuperadores de metanol y glicol, sin embargo se requiere mejorar esta tecnología ya que los recuperadores requieren energía calorífica para su funcionamiento.

Otras tecnologías utilizadas para la prevención de hidratos es el aislamiento térmico (pipe in pipe) y calentamiento de líneas. Ver fig. 3.3

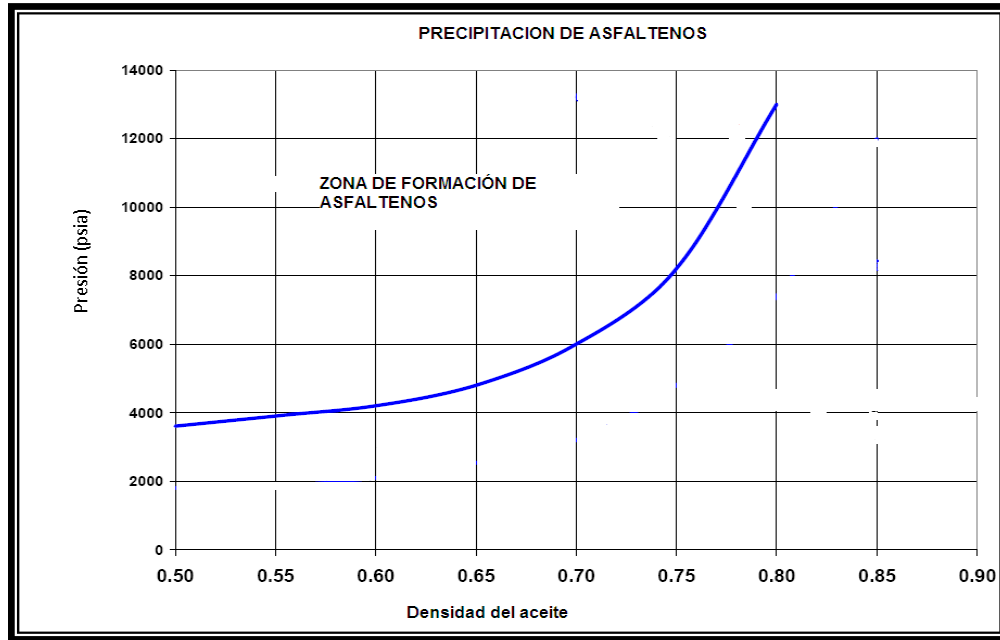


Fig. 3.2 Precipitación de asfaltenos presión vs densidad relativa del aceite

Los inhibidores de hidratos de baja dosificación (LDHIs) se dividen en dos categorías: cinéticos (KIs) y antiglomerantes (AAs). Los LDHIs ofrecen más ventajas que los inhibidores típicos (metanol y glicol) debido a las bajas concentraciones requeridas. Los antiglomerantes ofrecen protección a altos subenfriamientos que los cinéticos. Se requieren todavía estudios para comprender mejor el transporte y la naturaleza cinética de los hidratos con los antiglomerantes.

Estos inhibidores no son recuperables y por lo tanto son costosos, y por lo común se utilizan en el arranque de las operaciones de producción para evitar problemas de taponamientos debido a hidratos.



Fig. 3.3 Formación de Hidratos

3.3.3 Depositación de Parafinas

Son hidrocarburos pesados de C18 a C36, que se forman a una temperatura mayor a 140° F, se solidifican en las líneas de flujo de aceite negro y condensados. La depositación de parafinas puede ser considerado como un tema de estado estacionario relacionado al transporte multifásico, tal como el bacheo. Dados los avances de la ciencia, se puede determinar que la fracción de la composición de la parafina puede ser medido por método cromatográfico. Los gradientes térmicos y la transferencia de masas en la pared de la tubería son reconocidos como los mecanismos que provocan la formación y la depositación. Fig. 3.4

Actualmente se usan inhibidores de parafinas para prevenir su depositación, un método preventivo y correctivo es la corrida de equipos de limpieza en los ductos, sin embargo la frecuencia de las corridas puede ser reducido mediante la inyección de inhibidores químicos, mismos que deben ser inyectados en un punto donde la temperatura se encuentre arriba de la temperatura de aparición de ceras.

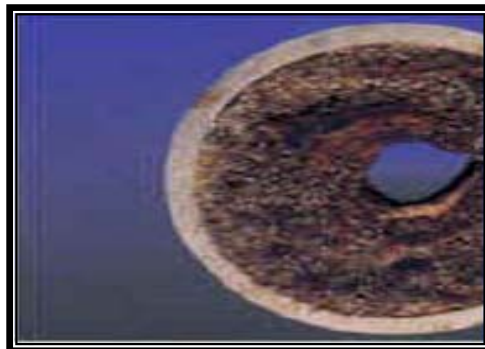


Fig. 3.4 Depositación de Parafinas

3.3.4 Presencia de Ceras

La administración de ceras continúa siendo tratado en forma empírica, sin embargo se han tenido algunos avances en el mejoramiento del modelo que mejor representan las ceras, muchos de estos resultados son una combinación de experimentos de laboratorio y pruebas de campo, hay mucho todavía que aprender de la depositación de ceras. Fig. 3.5



Fig. 3.5 Presencia de ceras

Las ceras se precipitan a lo largo de un rango de presiones bastante amplio, pero se trata de un fenómeno dependiente de la temperatura, la temperatura de aparición de las ceras (WAT) es la temperatura a la cual se forma una fase de cera sólida dentro del hidrocarburo a una presión dada por debajo de la temperatura de aparición de ceras, es posible que se produzcan significativos fenómenos de incremento de viscosidad, acumulación y gelificación. En la fig. 3.6 a medida que la temperatura del fluido alcanza la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE) se empieza a formar la cera.

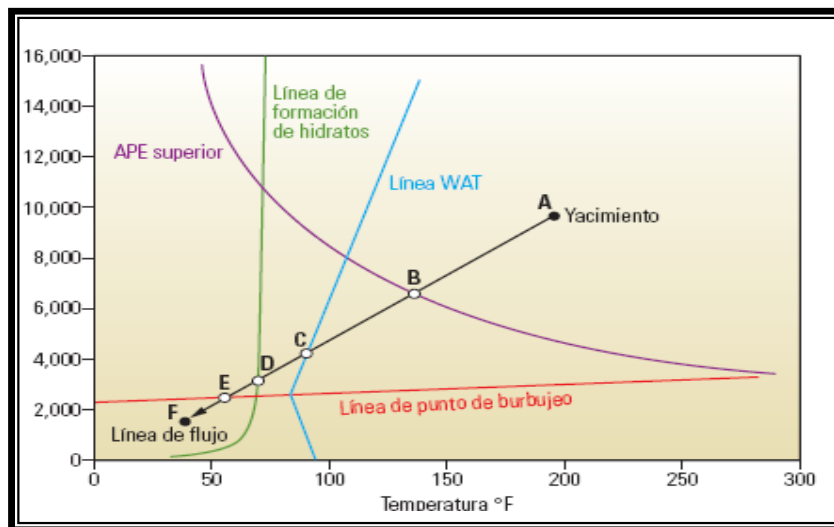


Fig. 3.6 Diagrama de formación de ceras

3.3.5 Incrustación de Arenas

Éstas comúnmente se presentan con el agua, se requiere de herramientas de detección de sólidos. Los pozos de aceite y de gas deben ser terminados con empacamiento de gravas para reducir la producción de arena, se deben de cuidar los límites de velocidades de fluidos en la formación para evitar la producción de arenas, así como dimensionar correctamente los diámetros de las líneas de tal manera que las velocidades de los fluidos, estuvieran debajo de los límites de las velocidades de erosión. También se utilizan detectores de pérdida de metal para indicar la presencia de arenas.

3.3.6 Incrustación de Sales

Este problema es agravado por el surgimiento del agua, requiere de inhibidores. La ciencia cuenta con herramientas para simular y predecir la precipitación de sales e incrustaciones en un amplio rango de presiones y temperaturas. Scale squeezes son usados con frecuencia en la industria. Se cuenta con simuladores para la predicción de precipitaciones de sales y costras en un amplio rango de presiones y temperaturas. En el golfo de México la presencia de domos salinos incrementan el peligro de producir altos porcentajes de sales, cuando el agua producida está cerca de la saturación, la depositación de cloruro de sodio puede ocurrir y no se cuenta con químicos para su tratamiento, la única manera es un lavado con agua de mar o potable.

3.3.7 Bacheo severo⁽⁹⁾

El aseguramiento de flujo es siempre un parámetro importante para cualquier proyecto en aguas profundas, por lo que se debe tomar en cuenta el tipo de flujo bache para diseñar las instalaciones requeridas para el manejo de la producción. El flujo bache ocurre tanto en líneas de flujo como en las tuberías de producción de los pozos, en ambos casos los fluidos fluyen en una masa concentrada llamados baches.

Este fenómeno también ocurre en riser con bajos gastos en la etapa temprana de la producción o bien en la fase de declinación. Es común que se presente en plataformas de producción flotantes (FPO) con pozos satélites unidos al FPO por medio de un riser en forma de s o configuración similar. Otro caso es donde la línea horizontal de flujo presenta ondulaciones y/o inclinaciones y es conectado a un riser vertical, el aceite se acumula en el riser y en la línea de flujo horizontal bloqueando el flujo de gas, presentándose una acumulación de gas en la línea, si el incremento del líquido en el riser es más rápido que el incremento de presión en la línea debido a la compresión del gas, la longitud del líquido continúa aumentando hasta llegar en la parte superior del riser, cuando la presión del gas en la línea incrementa lo suficiente para contrarrestar la columna hidrostática de líquido, el gas puede expandirse y empujar la columna de líquido, provocando inestabilidades en el separador. Se han calculado baches de más de 2000 ft. Ver fig. 3.7

Durante los periodos de bacheo severo se tienen periodos de no producción de gas y líquido, seguido por periodos de altos volúmenes de líquidos y gastos de gas, esto es indeseable debido a las fluctuaciones de altas presiones y gastos.

Los altos volúmenes de líquidos pueden rebasar la capacidad de separación y provocar el paro del separador. Estas fluctuaciones también provocan inestabilidades en todo el proceso de producción en cubierta, dañando los internos del separador de primera etapa, causando el arrastre de líquidos hacia quemador, afectando también el proceso de tratamiento de crudo para el control de agua y sal. Se han reportado pérdidas de capacidad de hasta un 50%.

Por lo tanto, el bacheo severo es normalmente descrito como un fenómeno cíclico consistente de cuatro fases:

- a) Formación de baches
- b) Producción de baches
- c) Expulsión
- d) Escurrimiento del líquido

En la actualidad los métodos para evitar o reducir los efectos del bacheo severo se dividen en tres categorías:

- a) Cambios en el diseño: incluye instalación de slug catcher, diseño de separadores de mayor dimensión
- b) Cambios operacionales y procedimientos: incrementar la presión en la línea de flujo de tal manera que quede fuera de la región de baches, incrementar el gasto de inyección de gas de bombeo neumático
- c) Métodos de control; estrangulador de baches y controladores de flujo (feed forward control)

Los cambios en el diseño y procedimientos, en la mayoría de los casos, no es posible su utilización debido a que en una instalación ya existente con problemas de baches o unidades compactas de separación no es posible realizar modificaciones. Por ejemplo la instalación de un slug catcher de gran capacidad para contener los baches, este método es raramente usado en instalaciones costa fuera por la reducción de espacios.

Cambios Operacionales

- **Bombeo Neumático:** el gas inyectado en el fondo del riser incrementa la velocidad superficial del gas y reduce la presión en el fondo del riser, el flujo es forzado a salir del régimen bache.
- **Incrementando la presión en la línea:** Esto se realiza mediante la instalación de un estrangulador en el riser, por reducción de la apertura del estrangulador en plataforma, la desventaja es que provoca contrapresión hacia la cabeza de los pozos reduciendo la producción.

La tercera categoría (c) incluye sistemas de control, como el sistema de supresión de baches, es un sistema que combina el principio de un slug catcher con un control activo, este sistema toma la lectura de la presión en el fondo del riser para realizar los controles y ajustes necesarios

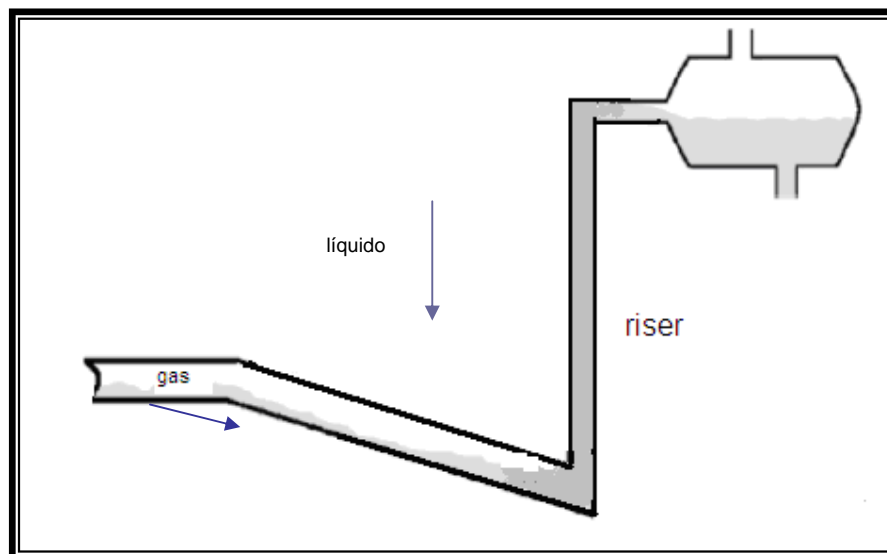


Fig. 3.7 Formación flujo bache en líneas inclinadas

En cuestiones de bacheo severo es necesario seguir mejorando los modelos matemáticos de flujo de fluidos, para ver diferentes escenarios en el diseño de una instalación mediante simuladores de flujo estacionarios y transitorios.

3.3.8 Altas viscosidades

El crudo al alcanzar su presión de punto de burbujeo, las fracciones de hidrocarburos ligeros son liberadas como fase gaseosa, esto, a su vez, vuelve al petróleo más viscoso aumentando la contrapresión sobre el sistema y modificando las configuraciones de flujo, mediante el incremento de deslizamiento, si la velocidad de flujo no es suficiente para mantener la corriente de producción se produce la segregación gravitacional provocando flujo a diferentes velocidades de aceite, agua y gas. Esto puede llegar a ocasionar problemas de bacheo.

CAPÍTULO IV

PROCESAMIENTO SUBMARINO EN AGUAS PROFUNDAS

4.1 Introducción a la Separación y Bombeo Submarino

La infraestructura requerida para la producción de hidrocarburos en mar, típicamente comprende un número de perforación y terminación de pozos, instalaciones de procesamiento tales como plataformas o FPO (floating processing offshore), medio de transporte como líneas o tanques de almacenamiento.

Cuando se planea la producción de reservas ya identificadas, la capacidad y por lo tanto el costo de la infraestructura debe ser balanceada con la vida productiva de los pozos. Normalmente consideraciones de la producción del valor presente neto, gobiernan estas decisiones.

Muchos campos marginales pueden ser económicamente explotados mediante tie backs a una plataforma host existente con instalaciones de producción y separación. La separación remota suboceánica tiene un particular atracción para el desarrollo de yacimientos localizados en aguas ultra profundas, donde la tecnología de producción convencional no es técnica o económicamente factibles. Soluciones complejas son requeridas para las condiciones de un yacimiento en particular y conforme la distancia entre el campo marginal y la plataforma host incrementa. El flujo multifásico con aislamiento de líneas, bombeo multifásico y separación suboceánica con bombeo son las tres opciones para el desarrollo remoto.

4.2 Antecedentes de Bombeo Multifásico Submarino

Una de las primeras tecnologías desarrolladas (1984) en el lecho marino, fueron las bombas multifásicas, es un proceso barato y fácil, su principal función es proveer presión para que la corriente de hidrocarburos llegue hasta la superficie con baja presión en la cabeza de los pozos.

Sin embargo, la mezcla de los fluidos pueden crear problemas en riser de gran longitud, incluyendo incrustaciones, corrosión, depositación de hidratos y parafinas, todo esto ocurre si se está produciendo agua, por lo que se utilizan para pozos con bajo corte de agua y donde se tenga instalado un separador de aceite-agua.

El sistema de bombeo submarino para el flujo de un pozo, fue desarrollado por primera vez desde hace 20 años, la motivación inicial fue producir de manera económica los campos marginales, a través de un tie back hasta una instalación de proceso. Los costos de intervención influyeron en la instalación del bombeo multifásico en el lecho marino en vez de ser instalados en el fondo del pozo.

El bombeo multifásico submarino son unidades manejadas eléctricamente por unidades de control a través de cables umbilicales, las bombas son integradas a unidades típicas XY ó manifolds instalados, sin embargo lo más común es instalar contenedores con módulos completos de bombeo en el lecho marino, con líneas y válvulas que permiten operar uno o dos bombas desde una plataforma host. Este sistema comprende los siguientes elementos:

- Módulo de bombeo submarino
- Cables de poder y control umbilical
- Sistema de energía y control

El sistema de control de bombeo, está basado en el control desde el cuarto de control de la plataforma o FPSO, los principales parámetros a monitorear son:

- Presión de succión de la bomba
- Presión de descarga de la bomba
- Presión del fluido
- Temperatura del fluido
- Velocidad de bombeo

El sistema de control contiene alarmas automáticas y disparos para proteger a la bomba y sistema de producción de una operación insegura, basado en los parámetros medidos. Hay dos modos de operación de la bomba:

- Velocidad fija, puesta por un operador
- Variadores de velocidad automáticos para mantener la presión de entrada

El bombeo multifásico es utilizado para mantener una presión en la cabeza del pozo para que puedan producir a gastos óptimos. Al mismo tiempo, la bomba provee la presión de descarga necesaria para compensar las caídas de presión que se presentan en las líneas y riser. Los siguientes casos son aplicaciones típicas, donde el bombeo multifásico ofrece muchas ventajas:



Fig. 4.1 Módulo de bombeo multifásico

Tie-backs de gran longitud: Para pozos remotos, con la finalidad de compensar las caídas de presión, además al incrementar la velocidad en la línea de flujo, estabiliza los regímenes de flujo evitando el bacheo severo.

Pozos con baja RGA: Pozos con $RGA < 1000 \text{ ft}^3/\text{bpd}$ son buenos candidatos, ya que proveen baja presión de entrada en la succión de la bomba.

Capa de gas limitada en el yacimiento: Estos yacimientos tienen baja RGA y presiones, con incremento del corte de agua, la cantidad de gas libre es bajo, lo que produce baja presión de succión en la bomba.

Incremento de la profundidad de agua: En aguas profundas la contrapresión en la cabeza del pozo, generalmente comienza a aumentar, lo cual hace necesario la utilización del bombeo multifásico.



Fig. 4.2 Bombas submarinas y medidores de flujo multifásicos.

Poseidón

En enero de 1984, dos compañías, la francesa Total CFP y la Noruega Statoil junto con el Instituto Francés del Petróleo trabajaron en el proyecto Poseidón, el cual incluía por primera vez el bombeo multifásico submarino y transportación de hidrocarburos.

Programa JIP

En 1992 Chevron junto con Texaco en el programa Join Industry (JIP) en la cual muchos tipos de bombas multifásicas fueron probadas en un laboratorio en Houston. Basado en los resultados de este programa Chevron decidió utilizar bombas de desplazamiento positivo en vez de bombas hidrodinámicas axiales. El bombeo multifásico puede succionar la mezcla sin necesidad de separar las fases, eliminando la necesidad del uso de separadores así como la compresión de gas, es menos costoso pero consume más energía su eficiencia va del 30 al 50%. Las bombas multifásicas pueden manejar hasta 40,000 bpd e incrementar la presión hasta 850 psi.



Fig. 4.3 Bomba multifásica canadiense

Campo Drugen

En 1993 en el Campo Drugen operado por Shell fue instalado un equipo de bombeo multifásico, el cual operó satisfactoriamente bombeando la producción desde Rogn South hasta la plataforma principal localizado a 9 km, con este sistema se manejó una producción adicional de 5000 bpd, lo que probó su factibilidad y ventaja.

Statoil-Lufeng

En 1997, Statoil fue el primer operador en instalar 5 bombas multifásicas en el lecho marino, operadas eléctricamente en el campo Lufeng en el sur del mar de China, el campo es totalmente dependiente del bombeo, en la actualidad después de 6 años de continuo bombeo se ha producido de 40 a 50 millones de barriles de aceite. Solamente una bomba ha fallado debido a problemas en la terminación, lo que provocó la obstrucción en la succión de la bomba.

Exxon Mobil-Topacio

El oeste de África es probablemente, una de las áreas donde el bombeo multifásico es empleado debido a la profundidad de agua y a las condiciones del yacimiento. El campo Topacio localizado en la Guinea Ecuatorial, está produciendo a través de un tie-back de 9 km hasta Zafiro. Un módulo de bombeo dual fue instalado sobre una estructura del manifold en julio del año 2000, requiriendo solamente de cierre de producción de 4.5 días, incluyendo conexiones de cables de corriente eléctrica.

Desde que iniciaron operar en agosto de 2000, las bombas han incrementado la producción de 10 a 15 mbpd descargando hacia el FPSO. Una bomba fue reemplazada en menos de dos días en agosto de 2003 debido a que operaba fuera de los límites de operación permitidos.

Amerada Hess-Ceiba

En octubre de 2002 Amerada Hess instaló dos módulos de bombeo en las satélites C3 y C4 del campo Ceiba, localizado en mar de Guinea Ecuatorial, los módulos se instalaron a una profundidad de agua de 750 m, las dos bombas manejan la producción de dos pozos individuales, bombeando hacia el FPSO "Sendje Ceiba" que estaba a 90 metros de profundidad de agua y a 7 kilómetros de los pozos C3 y C4. En 18 horas, una bomba fue reemplazada en agosto de 2003, se encontraron sólidos en el interior.

Multibooster

Después de una instalación exitosa en el campo Lyell en aguas del Reyno Unido, el multibooster de Aker Kavaerner está siendo aplicado en el Golfo de México. Dos bombas comenzaron a operar en el campo King de Brithis Petroleum en diciembre de 2007 a 5,500 ft de tirante de agua, es la aplicación más profunda hasta la fecha, bombea el crudo a 18 millas hasta la plataforma de producción Marlin. Cada unidad tiene una capacidad de 68,000 bpd a 5000 psi, el sistema es diseñado para manejar alto contenido de gas.



Fig. 4.4 Dos bombas multibooster fueron instaladas en el Campo King

Baker Hughes, ESP multifásicos

En verano de 2007, Baker Hughes Centrilift colocaron siete bombas electrocentrífugas (ESP) en los campos Espadarte y Golfinho de Petrobras en aguas marinas de Brasil, a 4,600 y 4,800 ft de tirante de agua respectivamente, se espera una producción de 19,000 bpd por pozo en el campo Espadarte y 28,000 bpd para el campo Golfinho.

ESP horizontales en el Golfo de México

FMC ganó un contrato para proveer sistemas submarinos para Petrobras para el desarrollo de Cascade y Chinook en aguas profundas del golfo de México. FMC proveerá dos bombas electrocentrífugas horizontales submarinos, junto con cuatro árboles submarinos, tres cabezales y sistemas de control comenzarán a operar en el cuarto trimestre del 2008. Las bombas operarán a una profundidad de 8,500 ft.

Camforce Boosting

Una asociación de Cameron, Curtis-Wright y Leistritz ha desarrollado un sistema multifásico submarino, camforce boosting es la versión mejorada de una bomba diseñada anteriormente por dos compañías y Petrobras: la bomba de tornillo SBMS-500. La nueva bomba tiene un diseño de profundidad de operación de 6500 ft y 5000 psi, La SBMS-500 estaba diseñada para 3280 ft y 1740 psi, además tiene una presión diferencial de 1,450 psi, su tamaño y peso fueron reducidos.

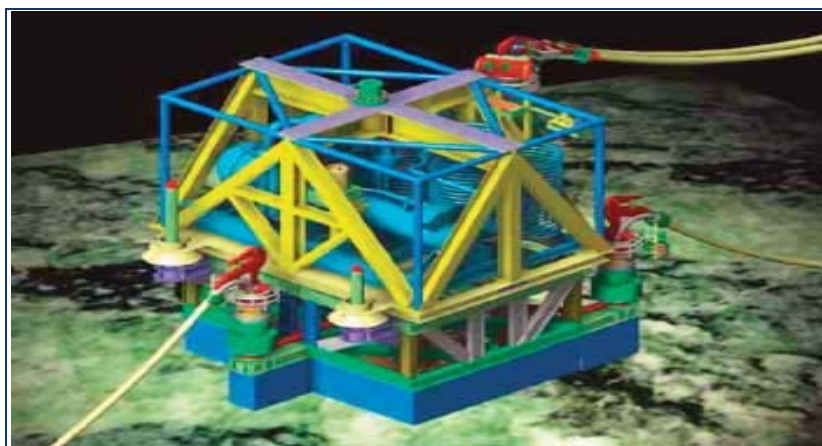


Fig. 4.5 Bombas multifásicas SBMS-500 (el Campo Marlim)

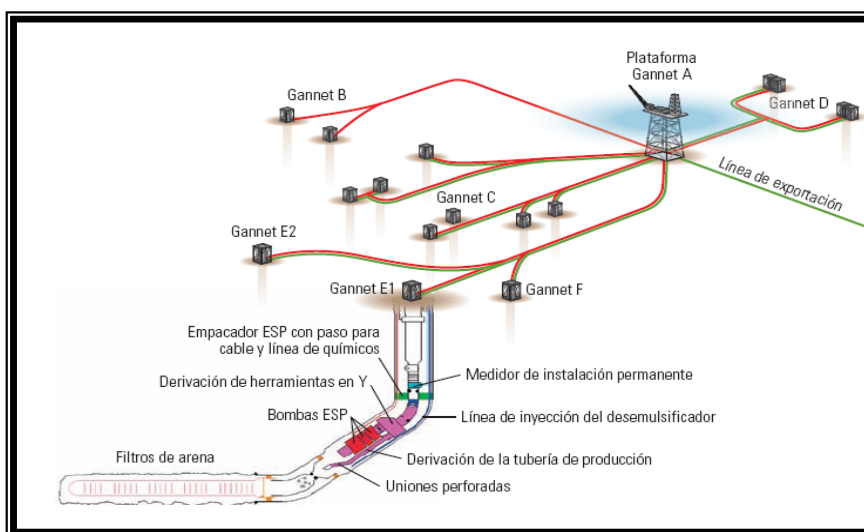


Fig. 4.6 Bombeo electrocentrífugo en el campo Gannet

4.3 Separación Submarina

La separación submarina es una tecnología de alto costo y alto riesgo, es costoso porque los separadores requieren limpieza y ajuste periódicos. Por lo que los equipos submarinos son diseñados para operar por años sin mantenimiento.

Sin embargo, la separación de agua en el lecho marino, tiene muchas ventajas, incluyendo incremento de la producción, disminución de problemas de aseguramiento de flujo en risers y minimiza las instalaciones en cubierta, estos factores han permitido el crecimiento de proyectos submarinos.

La separación submarina, puede ser empleado para:

- Incrementar la producción
- Mejorar el aseguramiento de flujo
- Permitir el uso de líneas de flujo económicas
- Reducir problema de hidratos
- Eliminar el bache severo
- Reducir el uso de inhibidores

Campo Troll

Es el sistema de separación submarina más antiguo, desarrollado por ABB para el campo Troll de Nork Hydro. Es un módulo de 400 toneladas, mide 56 ft de largo y ancho y 20 ft, está operando a 1,100 ft de tirante de agua desde el año 2000, es un separador aceite-agua simple, basado por gravedad con sistema de inyección del agua separada. El aceite producido es enviado a la plataforma Troll C a 4 kilómetros, en su primer año, el módulo manejó un promedio de 20,000 bpd.

4.4 Sistemas Submarinos Integrales

Sistema VASPS

En el año 2001 fue instalado un prototipo de VASPS (Vertical anular separation and pumping system) en el campo Marimba localizado en la cuenca de campos Brasil. El VASPS es un sistema de separación líquido-gas, asociado con un equipo de bombeo electro centrífugo, está instalado dentro de un conductor de pozo en el lecho marino, la mezcla pasa a través de un canal helicoidal, donde ocurre la separación de las dos fases. El líquido separado es bombeado a través de BEC, mientras que el gas es enviado a una plataforma de producción. Ver Fig. 4.7, este sistema de separación sub oceánico a baja presión disminuye la contrapresión en el fondo del pozo, permitiendo un incremento en la producción.

En el desarrollo del VASPS intervinieron las compañías Agip, Exxon Movil y Petrobras, este prototipo fue instalado dentro de un conductor de pozo, MA-23, recibiendo la producción de los pozos MA-01, el sistema envía la producción de aceite y gas a una plataforma semisumergible P-08. Este sistema tiene una capacidad de hasta 30,000 bpd, en un conductor estándar de 30" instalado en el lecho marino, de estudios hidráulicos realizados este sistema puede producir a distancias de hasta 100 km.

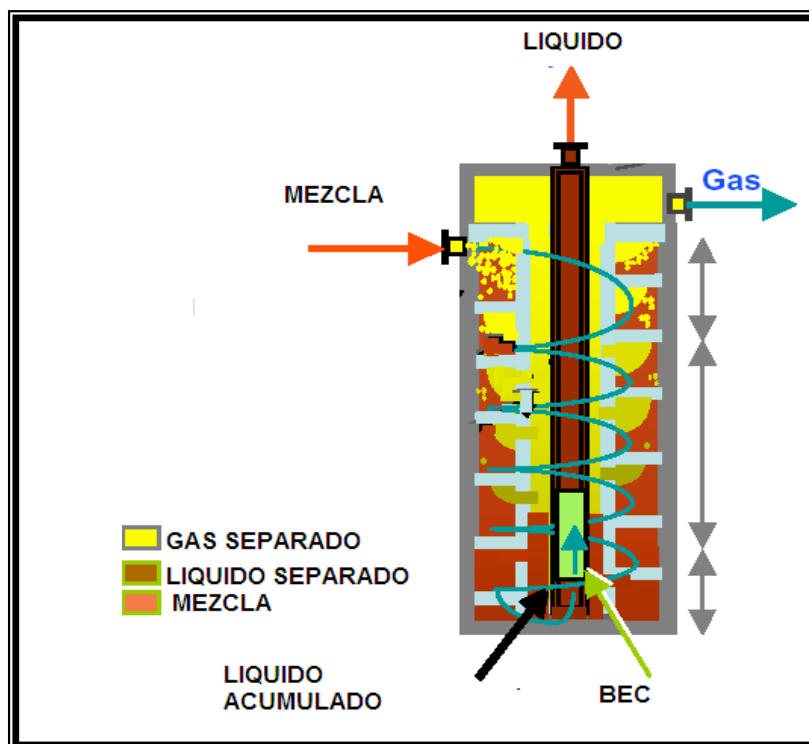


Fig. 4.7 Sistema VASP

Campo Tordis

El sistema de producción submarino más complejo que ha sido instalado hasta la fecha es el Campo Tordis para recuperación mejorada de aceite en el Mar del Norte, desarrollado por la tecnología FMC y Statoil Hydro. Están instalados a 650 ft de tirante de agua, comprende separador líquido-gas y separador aceite-agua, reinyección de agua y bombas multifásicas para enviar la producción a la plataforma Gullfaks C a 7 millas.

La instalación de estos sistemas submarinos, se debió al incremento de corte de agua producida en el campo maduro Tordis. Se espera incrementar el factor de recuperación de 49 a 55%, se incrementará la vida del campo por 15 años, se espera recuperar 35 millones de barriles adicionales.

El desarrollo de Tordis comprende cinco pozos satélites, cuatro templates de producción conectados a un cabezal, que tiene dos líneas de 10 pulg, para enviar el flujo hacia la plataforma Gullfaks C. el módulo se muestra en la fig. 4.8

Los fluidos del pozo entran a un ciclón, donde el gas es obligado a pasar por un bypass, mientras que el agua, aceite y arena entran al separador horizontal basado en gravedad, el aceite separado es recombinado con el gas y enviado a succión de bombas multifásicas. El agua es enviado a una bomba centrífuga de inyección localizado arriba del cabezal. El sistema para manejo de gas está diseñado para bombear pequeñas fracciones de arena producida para extender el periodo de mantenimiento, las bombas fueron diseñados por Framo.



4.8 Módulo que contiene separación, reinyección y bombeo, FMC

La presión en el separador es controlado por medio de ajuste de velocidades de la bomba multifásica y el nivel interface agua-aceite es controlado por ajuste de la bomba de inyección de agua.

4.5 Compresión Submarina

La compresión de gas submarina ofrece la posibilidad de hacer rentable los campos de gas, a través de compresores para incrementar la presión. Este sistema ha sido considerado para el campo de gas gigante de Ormen Lange a 75 millas de la costa de Noruega y a 2800-3600 ft de tirante de agua.

El gas producido de este campo, será enviado a las instalaciones de procesamiento de Nyhamma Noruega, comenzó en septiembre de 2007, el gas podrá ser enviado de Nyhamma al Reino Unido por medio de una línea de 750 millas, la más larga en el mundo. Para mantener la producción y extender la vida económica del campo operado por Hydro, compresión en costa fuera es requerido.

Sin compresión la producción declinará en el año 2015 y cierre total en el 2029, la compresión podrá extender la vida del campo hasta el año 2035. Dos alternativas han sido considerados: 1) plataforma de compresión y 2) estación submarina de compresión desarrollado por Aker Kavaerner con GE Oil & Gas. La estación de compresión submarina operado por motor eléctrico requiere 12. 5 mw.

El módulo de compresión consiste de cuatro unidades de compresión idénticos, los cuales contienen:

- Un separador vertical de Aker Kavaerner para remover agua y sólidos
- Un compresor Blue-C
- Una bomba submarina de 400 kw de Aker Kavaerner
- Variadores de velocidad para compresor y bomba
- Módulos de fuente de poder y circuitos

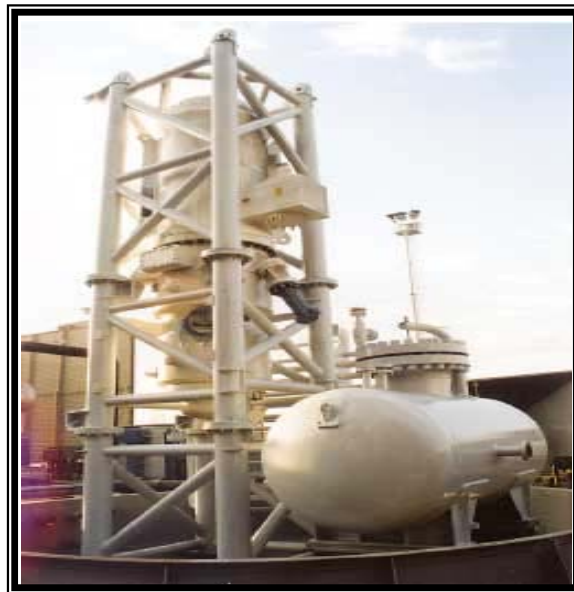


Fig. 4.9 BLUE-C es un compresor centrífugo vertical operado por motor eléctrico

Cada uno de las unidades de compresión podrá manejar un cuarto de la producción total. Si se selecciona el sistema submarino, será instalado a 2800 ft de tirante de agua en un área de 230 ft por 175 ft con una altura de 85 ft. La unidad de compresión podrá ser operada desde tierra a 75 millas, vía cable s de alto voltaje. Se espera que una unidad esté terminada para el año 2010.

CAPÍTULO V

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICO CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Introducción

El propósito de este capítulo es realizar el diseño de un sistema de separación bifásico con Bombeo electrocentrífugo para ser aplicado en aguas profundas con la finalidad de disminuir la contrapresión en los pozos e incrementar la producción de los pozos.

5.1 Modelo del Diseño de separador bifásico con BEC

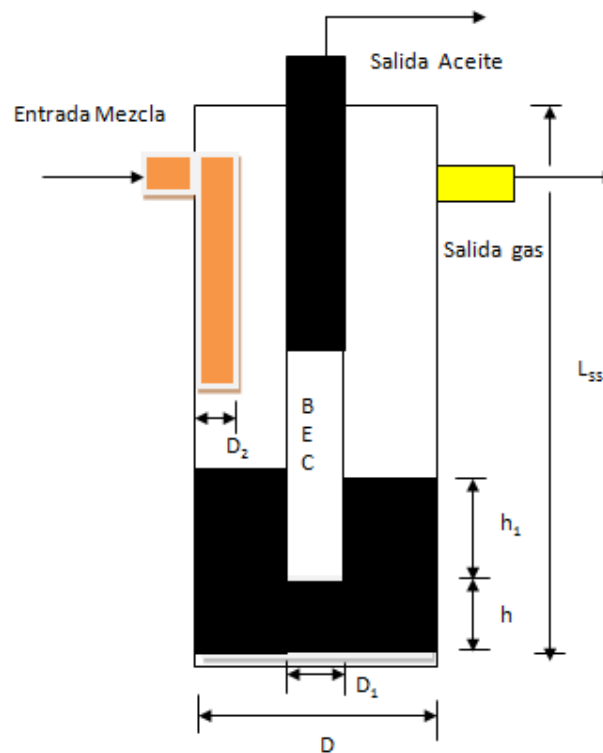


Fig. 5.1 Separador con BEC

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICO CON BOMBEO
ELECTROCENTRÍFUGO

Las ecuaciones básicas para el desarrollo de este modelo están basados en el Método de Arnold.

Limitaciones Método de Arnold

- Para flujo laminar
- Para diámetro de gotas de 100 micras
- Para dos fases

Consideraciones (Nuevo método)

- Válido para flujo no laminar
- Para dos fases
- Para diferentes diámetro de gotas
- Considera el diámetro de la línea de descarga de aceite (donde se aloja el BEC)

La fuerza de arrastre por gravedad viene dado por:

$$F_D = C_D A \rho \left[\frac{V_t^2}{2g} \right] \dots\dots\dots 5.1.1$$

- F_D Fuerza de arrastre, lb
- C_D Coeficiente de arrastre
- A Área sección transversal de la gota, ft²
- ρ Densidad de la fase continua, lb /ft³
- V_t Velocidad de asentamiento de la gota, ft/s
- g Constante de aceleración gravitacional, 32.2 ft/s²

Para flujo laminar alrededor de la gota, gobierna la ley de Stoke, por lo tanto el coeficiente de descarga, viene dado por:

$$C_D = \frac{24}{Re} \dots\dots\dots 5.1.2$$

Re Número de Reynolds

Para el diseño de instalaciones de hidrocarburos, la ley de Stoke no gobierna, de modo que el coeficiente de arrastre que se utiliza viene dado por:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34 \dots\dots\dots 5.1.3$$

Re, Número de Reynolds
Si C_D = Constante

La fuerza de flotación F_B , del principio de Arquimides para una esfera es:

$$F_B = (\rho_l - \rho_g) \frac{\pi D^3}{6} \dots\dots\dots 5.1.4$$

ρ_l densidad del líquido en lbm/ft³

ρ_g densidad del gas en lbm/ft³

D diámetro de la gota en ft

La fuerza de arrastre para un separador de placas vertical es:

$$F_D = C_D A \rho_g \frac{v^2}{2g} = C_D \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) \rho_g \frac{v^2}{2g} \dots\dots\dots 5.1.5$$

Igualando la fuerza de arrastre con la fuerza de flotación (5-4 y 5-5)

$$F_B = F_D$$

$$C_D \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) \rho_g \frac{v^2}{2g} = (\rho_l - \rho_g) \frac{\pi D^3}{6}$$

$$V_t = 6.55 \left[\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \left(\frac{D}{C_D} \right) \right]^{1/2} \dots\dots\dots 5.1.6$$

Considerando diámetro de partículas en micras

Si $D = dm$ (3.281×10^{-6})

$$V_t = 0.0119 \left[\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \left(\frac{dm}{C_D} \right) \right]^{1/2} \dots\dots\dots 5.1.7$$

El Número de Reynolds viene dado por:

$$Re = 0.0049 * \frac{\rho_g d_m V}{\mu} \dots\dots\dots 5.1.8$$

Donde:

V velocidad en ft/s

μ Viscosidad en cp

dm diámetro de la partícula en micras

ρ_g densidad del gas en lbm/ft³

La ecuación 5.1.7 se resuelve de la siguiente manera:

- 1) Suponer $C_D = 0.34$
- 2) Calcular

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_l} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}$$

- 3) Calcular Número de Reynolds

$$Re = 0.0049 * \frac{\rho_g d_m V}{\mu}$$

- 4) Calcular

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{1/2}} + 0.34$$

- 5) Recalcular V_t , utilizando C_D calculado en el paso anterior
- 6) ir a paso 3 e iterar

Cálculo de capacidad de separación de gas (ref- Arnold)

La velocidad del gas está dado por:

$$V_g = \frac{Q}{A_g} \dots\dots\dots 5.1.9$$

Q Gasto de gas en ft^3
 A_g área ocupada por el gas en ft^2

$$A_g = \frac{\pi D^2}{4} - \left[\frac{\pi D_1^2}{4} \right] - \frac{\pi D_2^2}{4} \dots\dots\dots 5.1.10$$

D diámetro de la vasija en ft
 D_1 diámetro de la línea descarga de aceite impulsado por BEC en ft
 D_2 diámetro de la línea de descarga de mezcla en ft

Expresando D en pulg.

$$A_g = \frac{\pi}{4} [D^2 - D_1^2 - D_2^2] = \frac{\pi}{4 * 144} [d^2 - d_1^2 - d_2^2] = \frac{d^2 - d_1^2 - d_2^2}{183} \dots\dots\dots 5.1.11$$

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICO CON BOMBEO
ELECTROCENTRÍFUGO

Cálculo del gasto en ft³/s, Qg en mmpcd

$$Q = Q_g \cdot 10^6 \frac{\text{scf}}{\text{mmscf}} \times \frac{\text{dia}}{24\text{hr}} \times \frac{\text{hr}}{3600\text{s}} \times \frac{14.7}{P} \times \frac{TZ}{520} \dots\dots\dots 5.1.12$$

Z factor de compresibilidad

T temperatura en F

P presión en Psi

$$Q = .327 * x \frac{TZ}{P} Q_g \dots\dots\dots 5.1.13$$

Sustituyendo 5.1.11 y 5.1.13 en 5.1.9

$$V_g = \frac{\frac{.327 TZ Q_g}{P}}{\frac{d^2 - d_1^2 - d_2^2}{183}}$$

$$V_g = 60 \frac{TZ Q_g}{P(d^2 - d_1^2 - d_2^2)} \dots\dots\dots 5.1.14$$

Vt=vg

$$0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} = 60 \frac{TZ Q_g}{P(d^2 - d_1^2 - d_2^2)}$$

$$d^2 = 5042 \frac{TZ Q_g}{P \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}} + d_1^2 + d_2^2 \dots\dots\dots 5.1.15$$

Cálculo de capacidad del líquido

El tiempo de residencia está dado por:

$$t = \frac{V}{Q} \dots\dots\dots 5.1.16$$

t tiempo en s

V volumen en ft³

Q gasto en ft³/s

$$V = \left(\frac{\pi D^2}{4} - \frac{\pi D_1^2}{4} \right) * \frac{h_1}{12} + \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) * \frac{h}{12} = \frac{\pi}{4 * 144} (d^2 - d_1^2) * \frac{h_1}{12} + \frac{\pi d^2 * h}{4 * 144 * 12}$$

$$V = \frac{\pi}{4 * 144 * 12} [(d^2 - d_1^2) * h_1 + (d^2 * h)] = 4.55 * 10^{-4} * [(d^2 - d_1^2) * h_1 + (d^2 * h)] \dots\dots\dots 5.1.17$$

d diámetro en pulg
h altura del separador en pulg
 Q_i en barriles por día

$$Q = Q_i * 5.61 \frac{ft^3}{bl} * \frac{1 dia}{24 hr} * \frac{hr}{3600 s} = 6.49 * 10^{-5} Q_i \dots\dots\dots 5.1.18$$

Sustituyendo 5.1.17 y 5.1.18 en 5.1.16

$$t = \frac{4.55 * 10^{-4} * [(d^2 - d_1^2) * h_1 + (d^2 * h)]}{6.49 * 10^{-5} Q_i}$$

$$t = 7 \frac{[(d^2 - d_1^2) * h_1 + (d^2 * h)]}{Q_i} \dots\dots\dots 5.1.19$$

tr en min

$$[(d^2 - d_1^2) * h_1 + (d^2 * h)] = \frac{tr Q_i}{0.12} \dots\dots\dots 5.1.20$$

Procedimiento de cálculo de dimensiones del separador para manejo de gas y aceite producidos

- Calcular coeficiente de arrastre C_D
- Calcular diámetro mínimo de gas (5.1.15)
- Dejar nivel necesario de aceite en succión de BEC (dato)
- Calcular h_1
- Calcular $L_{ss} = (h + 76) / 12$
- Graficar L_{ss} contra diámetro

Selección de la altura del separador

La altura del líquido $h_{total} = h_1 + h$ será ajustada al final, ya que h_1 finalmente dependerá de la longitud del BEC requerido para manejo del líquido

5.2 Diseño de equipo de bombeo electrocentrífugo (BEC)

5.2.1 Historia

Durante la primera guerra mundial, Armais Arutunoff desarrolló un motor eléctrico de fondo, utilizado para fines militares. En 1930 Armais Arutunoff fundó la Russian Electric Dynamo of Arutunoff, REDA, por sus siglas en inglés.

5.2.2 Descripción del BEC

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo sumergido está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector separador de gas, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control, Caja unión y transformador, ver fig. 5.1

Para más detalles de cada una de los componentes del equipo BEC, ver ref. 19.

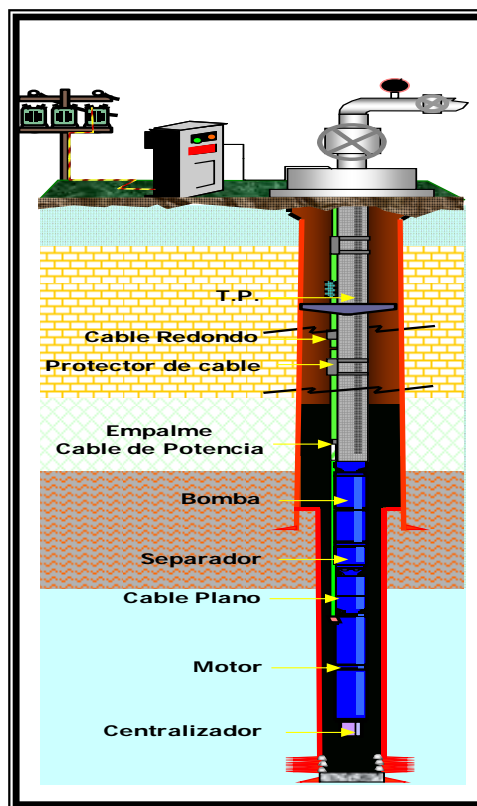


Fig. 5.2 Componentes del BEC

5.2.3 Ventajas y desventajas del BEC

Ventajas

Está considerado como un sistema efectivo y económico para producir grandes volúmenes de fluidos, a grandes profundidades y diversas condiciones. Es capaz de manejar gastos desde 200 hasta 100,000 bpd en profundidades superiores a los 15,000 ft y hasta una temperatura de 500 °F, también se utiliza para producir fluidos con altas viscosidades y en el manejo simultáneo de aceite, gas y agua. El comportamiento del sistema es muy eficaz, cuando se maneja únicamente líquidos; en la actualidad se están diseñando ESP multifásica, capaz de tolerar fracciones altas de gas así como para aceites de alta viscosidad.⁽¹⁹⁾

Desventajas

La profundidad de operación está limitada tanto por el rango de potencia del motor eléctrico, como por las altas temperaturas; éstas a su vez, limitan el tamaño del motor y las características del cable. El costo inicial puede ser alto, ya que las múltiples etapas en la bomba para un alto volumen y las elevadas potencias en el motor son costosas. El cable también es de alto costo, especialmente si se requieren recubrimientos para que opere en medio ambiente agresivo; las fallas en el cable son frecuentes debido a las altas temperaturas, por corrosión o por mal manejo; las fallas en el motor también son frecuentes y se deben a altas temperaturas, corrosión, abrasión, altas RGA y frecuentemente a la liberación de gas encerrado en la bomba.

5.2.4 Cable de potencia

El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensibles en el sistema de bombeo electrocentrífugo, la función del cable de potencia es:

- Transmitir la energía eléctrica desde la superficie hasta la mufa del motor
- Transmitir señales del fondo del pozo a la superficie (presión y temperatura)

El cable de potencia consiste de tres fases de conductores aislados individualmente. Los conductores se cubren con un material protector y finalmente se protegen del daño químico, abrasivo y mecánico con una cubierta y un blindaje. Los cables modulares están disponibles en configuración redonda y plana.

El proceso de selección del cable de potencia es básicamente un proceso de dos pasos:

- Selección del tamaño de cable
- Selección de la configuración apropiada, considerando: voltaje requerido en superficie, temperatura del conductor a las condiciones de operación, temperatura de superficie, condiciones especiales de operación (tipo de fluidos, tratamientos químicos, gas y nivel del fluido).

Las pérdidas de voltaje en el cable son función del tamaño del conductor, del flujo de corriente, la longitud del cable y la temperatura.

$$\Delta V = C_t \frac{L_c}{1000} \Delta V_{1000\text{ ft}}^{68\text{ F}} \dots\dots\dots 5.2.1$$

ΔV : caída de voltaje

C_t : factor de corrección por temperatura

L_c : longitud del cable

$\Delta V_{1000\text{ ft}}^{68\text{ F}}$: caída de voltaje para 1000 ft a 68 °F

$$C_t = 0.0022 T + 0.8517 \dots\dots\dots 5.2.2$$

Donde:

T es la temperatura de operación °F

Una desventaja del cable plano (paralelo) sobre el cable redondo, es que en general ofrece menor protección mecánica, durante un esfuerzo de compresión el cable redondo tiene facilidad de moverse ligeramente y por lo tanto soportar la carga. La otra desventaja del cable plano es su asimetría, el cable redondo es completamente simétrico (los tres conductores se calientan uniformemente). En el cable plano el conductor central se calienta más que los que están en el extremo, si aumenta la temperatura la caída de voltaje también se incrementa. Cuando se usa cable plano, por lo general el voltaje en las tres fases en los terminales del motor están balanceados, aún cuando el voltaje esté perfectamente balanceado en superficie.

Es importante calcular la temperatura del conductor para evitar que fallen los aislamientos y provoquen corto circuito. La temperatura del conductor se calcula utilizando la ecuación:

$$T_c = (a \cdot I^2) + T_{\text{sep}} \dots\dots\dots 5.2.3$$

Donde:

T_c : temperatura del conductor corregida en °F

I: corriente, Amperes

T_{sep} =temperatura ambiente en el separador, °F

a: constante depende del tipo de cable

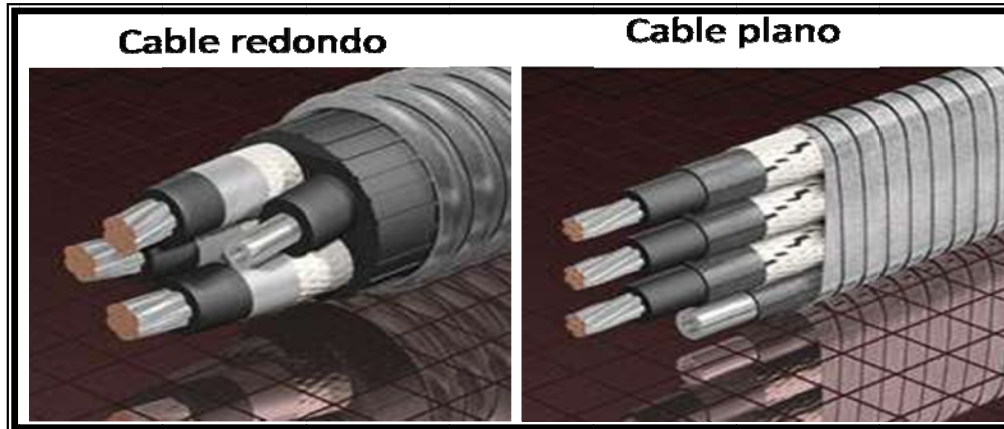


Fig. 5.3 Tipos de cables

5.2.5 Leyes de afinidad

Considerando que el efecto del cambio de diámetro del impulsor y el efecto del cambio de velocidad como los más importantes, se tienen las siguientes relaciones.

Con diámetro de impulsor constante:

$$\begin{aligned} Q_1 &= D_1 \\ H_1 &= (D_1)^2 \\ Hp_1 &= (D_1)^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_2 &= D_2 \\ H_1 &= (D_2)^2 \\ Hp_2 &= (D_2)^3 \end{aligned}$$

Con velocidad constante :

$$\begin{aligned} Q_1 &= N_1 \\ H_1 &= (N_1)^2 \\ Hp_1 &= (N_1)^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_2 &= N_2 \\ H_1 &= (N_2)^2 \\ Hp_2 &= (N_2)^3 \end{aligned}$$

Donde:

Q_1, H_1, Hp_1, D_1, N_1 , son: gasto, carga, potencia, diámetro y velocidad a la frecuencia en la cual opera, que es normalmente de 60 Hertz.

Q_2, H_2, Hp_2, D_2, N_2 , son: gasto, carga, potencia, diámetro y velocidad que se busca a la nueva frecuencia.

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICO CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

De estas relaciones, surgen las llamadas leyes de afinidad. Son utilizadas para configurar el comportamiento de cualquier bomba de una velocidad determinada a otra y se utilizan para condiciones de flujo similares.

De los efectos generados por cada uno de los parámetros y las relaciones generadas por ellos, se obtienen nuevas relaciones, las cuales se utilizan para reconfigurar el comportamiento de la bomba debido al cambio de diámetro del impulsor o la velocidad de rotación del impulsor.

5.2.6 Diseño del impulsor

La variable más importante que afecta el funcionamiento de las bombas es el tamaño del impulsor. El efecto para diversos diámetros de la bomba utilizando el mismo diseño puede calcularse usando las leyes de afinidad. La mayor complicación en el funcionamiento se da con el cambio del diseño de la geometría del impulsor.

Las bombas más grandes tienen mayor eficiencia, menor costo, mejores para gas y fluidos viscosos, maneja HP más grandes y un empuje más grande.

De forma muy general el diseño del impulsor se puede clasificar como:

- Radial (Bajo q, Alto H)
- Mixto (Alto q, Bajo H)
- Axial

Serie	Diámetro exterior (pg)	TR mínima (pg)	Rango de operación BPD	
			Min.	Máx.
A	338	4 $\frac{1}{2}$	200	2000
D	400	5 $\frac{1}{2}$	100	5200
G	540	6 $\frac{5}{8}$	1000	12000
S	538	7	1600	11000
H	562	7	9200	24000
J	675	8 $\frac{5}{8}$	6500	25000
M	862	10 $\frac{3}{4}$	12000	32500
N	950	11 $\frac{3}{4}$	24000	59000
P	1125	13 $\frac{5}{8}$	53400	95800

Tabla 5.1 Bombas tipos REDA

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICO CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

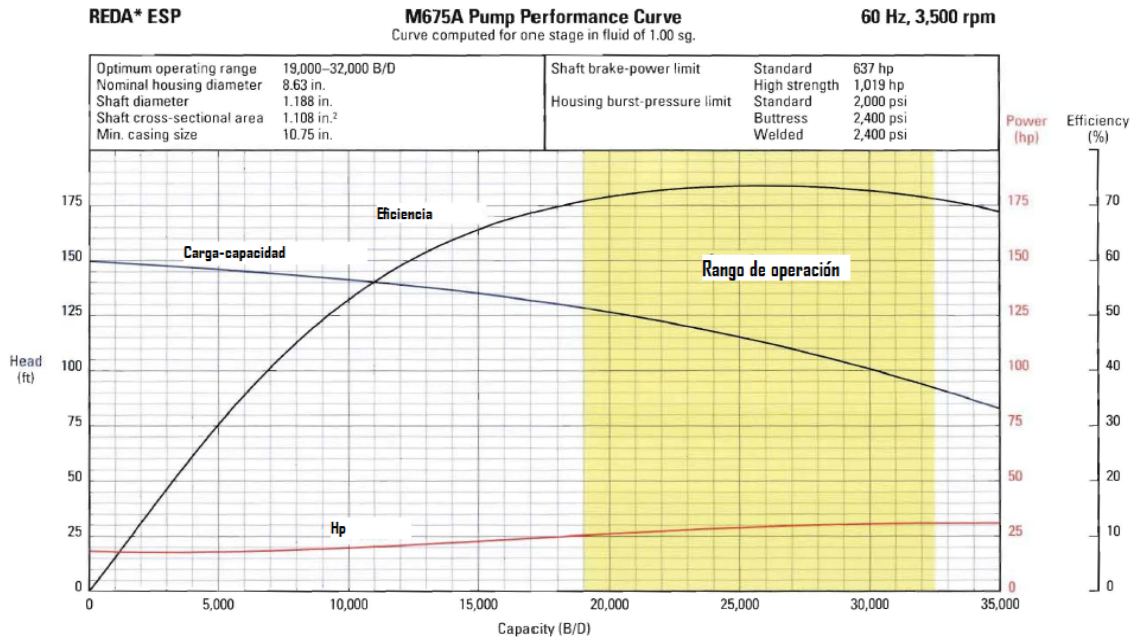


Fig. 5.4 Curvas características, bomba REDA

5.2.6 Carga Neta de Succión Positiva, NPSH (Net positive Suction Head)

Altura de columna

Es la cantidad de energía por libra de fluido, es comúnmente usada para representar la altura vertical de una columna estática de líquido correspondiente a la presión de un fluido en un punto determinado. La altura de columna puede también considerarse como la cantidad de trabajo necesario para mover un líquido de su posición original a la posición requerida. Esto incluye el trabajo adicional necesario para superar la resistencia al movimiento en el conducto.

Carga de succión (Suction Head)

La carga de succión en la entrada de la bomba puede ser calculado como:

$$h_s = \frac{P_s}{\gamma} + \frac{V_s^2}{2g} \dots\dots\dots 5.2.4$$

donde:

h_s = carga de succión, ft

P_s = presión estática, psi

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SEPARACIÓN BIFÁSICO CON BOMBEO
ELECTROCENTRÍFUGO

γ = peso específico del fluido

V_s = velocidad del fluido, ft/s

g = aceleración gravitacional ft/s²

Columna de vapor del líquido (Liquids Vapor Head)

$$h_v = \frac{P_v}{\gamma} \dots\dots\dots 5.2.5$$

donde:

h_v = columna de vapor del líquido, ft

P_v = presión de vapor, psi

NPSH

La carga neta positiva de succión, se define como la lectura de presión medida en pies o metros de columna de fluido, tomada de la succión, referida al centro de la bomba menos la presión de vapor del líquido correspondiente a la temperatura del líquido, más la carga de velocidad en el mismo punto. Es la carga estática que recibe la bomba en la succión menos las pérdidas en la propia tubería de succión.

La NPSH es importante para el diseño de un sistema de bombeo, ya que en un punto dado si la presión es menor que la presión de vapor, entonces el líquido se vaporiza produciéndose el fenómeno de la cavitación, el cual puede impedir la operación correcta del equipo y causar daños a los elementos.

La NPSH puede ser calculada como la diferencia entre la carga de succión y la carga y/o columna de vapor.

$$NPSH = h_s - h_v \dots\dots\dots 5.2.6$$

Combinando 1 y 2

$$NPSH = \frac{P_s}{\gamma} + \frac{V_s^2}{2g} - \frac{P_v}{\gamma} \dots\dots\dots 5.2.6b$$

NPSH requerida

Es la NPSH mínima que se necesita para evitar la cavitación, es un dato básico característico de cada tipo de bomba, variable según el modelo y tamaño y condiciones de servicio, por tanto es un dato que facilitan los fabricantes.

$$NPSH_{requerida} = \frac{P_s}{\gamma} + \frac{V_s^2}{2g} \dots\dots\dots 5.2.7$$

P_s Es la presión mínima requerida en la succión de la bomba

$\frac{V_s^2}{2g}$ Carga cinética, debido a la velocidad de entrada de líquido en el impulsor

NPSH disponible

Depende de las características de la instalación y del líquido a bombear

$$NPSH_{disponible} = \frac{P_s}{\gamma} \pm H_s - P_{cs} - \frac{P_v}{\gamma} \dots\dots\dots 5.2.8$$

γ gravedad específica del líquido, adimensional

P_s es la presión estática aplicada al fluido, psi

P_{cs} pérdida de carga por accesorios en la succión, en columna de fluido

P_v presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo, psi

H_s diferencia de elevación entre el nivel del fluido y la entrada a la bomba

$$NPSH_{disponible} > NPSH_{requerido}$$

En una bomba BEC, la cavitación puede ocurrir en los impulsores, donde hay un incremento considerable de velocidad, si la cavitación ocurre puede afectar el comportamiento de la bomba centrífuga; la capacidad y eficiencia de la bomba se reducen. La presión mínima requerida a las condiciones de succión para prevenir el fenómeno de a cavitación es conocido como NPSH y es un parámetro determinado en cada bomba centrífuga. La NPSH para bombas electrocentrífugas es la diferencia entre la presión del espacio anular en la primera etapa del impulsor y la presión de vapor, para prevenir la cavitación el NPSH calculado debe ser más grande que el mínimo NPSH para una bomba dada.

5.2.8 Diseño del BEC

Por su grado de complejidad desde el punto de vista de diseño, la instalación más simple es para pozos productores de agua, la siguiente más simple es para pozos con baja relación gas-aceite, donde el gas libre puede y/o no pasar a través de la bomba. La tercera es pozos que producen bastante gas, de manera que una porción o todo el gas libre debe pasar a través de la bomba. Finalmente están las aplicaciones para bombeo viscoso, medio ambiente agresivo y otros factores.

Incremento total de presión

Es la diferencia entre la presión de descarga y presión de succión, es el incremento de presión para obtener el gasto deseado.

$$\Delta P_t = \text{presión de descarga} - \text{presión de succión} \dots\dots\dots 5.2.9$$

La sumergencia se define como la longitud de columna hidráulica existente en el espacio anular, desde el nivel dinámico del fluido, hasta la profundidad de colocación de la bomba, entonces al hacer referencia al término "Elevación neta", debe entenderse que es la diferencia entre la profundidad de colocación de la bomba y la sumergencia.

Otros autores, utilizan el término carga (H), se expresa en ft, es función del gasto y no depende de la densidad del fluido, esto es válido para fluidos de baja viscosidad, por lo consiguiente las bombas pueden ser probadas con agua.

$$H = H(q) \dots\dots\dots 5.2.10$$

$$\Delta P = 0.433 \gamma H \dots\dots\dots 5.2.11$$

Donde:

γ densidad relativa del fluido

H carga, ft

ΔP incremento depresión, psi

La potencia hidráulica, se define como:

$$HP_h = q \Delta P \dots\dots\dots 5.2.13$$

$$HP_h = 7.37 * 10^{-6} q H \gamma \dots\dots\dots 5.2.13$$

Donde:

q gasto (bpd)

HP_h potencia hidráulica en hp

Eficiencia de la bomba

$$E_P = HP_h / HP_b \dots\dots\dots 5.2.14$$

La eficiencia de la bomba, es función de la densidad del fluido, por lo que para fluidos viscosos HP_b debe ser corregido.

$$HP_b = HP_b^{agua} \cdot \gamma \dots\dots\dots 5.2.15$$

Número de etapas

Con el valor de CDT determinado y utilizando el dato de capacidad de carga leído en las gráfica de curvas características de la bomba seleccionada, el número de etapas (NE) requerido para impulsar la producción hasta la superficie, se calcula con la fórmula:

$$NE = \frac{Carga\ dinámica\ total\ (ft)}{\frac{Carga}{etapa}\ (ft)} \dots\dots\dots 5.2.16$$

Potencia requerida

El cálculo de potencia necesaria para impulsar el número de etapas calculado, se determina multiplicando NE, por el valor leído en la gráfica. El resultado de este producto, se aplica únicamente si el fluido bombeado es agua dulce con densidad relativa de 1.0. En caso contrario dicho producto debe afectarse por la densidad relativa (ρ_r) o por la densidad relativa promedio (ρ_{rm}) del fluido que se trate.

$$HP = \frac{Potencia}{Etapa} * num_etapas * \rho_{rm} \dots\dots\dots 5.2.17$$

Temperatura en la succión de la bomba

$$T_{bomba} = T_{aceite\ en\ el\ sep.} + \Delta T_{motor} \dots\dots\dots 5.2.18$$

Existen correlaciones para conocer el incremento de temperatura en el motor como la de Ishiu.

La presión de succión de la bomba será la presión de separación

5.2.9 Detalle de diseños del BEC en el lecho marino

1. Recopilar y analizar la información: volumen de fluidos a producir, tipo de fluidos, diámetro del separador vertical y datos complementarios.
2. Determinar la presión de succión y presión de descarga de la bomba (presión requerida para el envío del líquido hasta una instalación de producción)
3. Calcular el incremento total de presión
4. Dividir el incremento total de presión en n incrementos iguales

$$\frac{\Delta P_t}{n} = P_i ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, n ;$$

El mayor volumen de fluidos que debe manejar la bomba, es el que llega a la succión, donde la presión es más baja y la mezcla es más compresible; por lo que las primeras etapas requieren tener mayor capacidad volumétrica.

5.-Calcular el gasto, masa y densidad de la mezcla de aceite, gas y agua a las condiciones de presión inicial y final del incremento n

$$V = B_o + \frac{q_t - q_o}{q_o} * B_w + (RGA - R_s) * B_g \left[\frac{m^3 a c. f}{m^3 a c. s} \right]$$

V= Volumen de aceite, gas y agua a condiciones de flujo por unidad de volumen de aceite a condiciones de superficie

B_o= factor de volumen de aceite

q_t = gasto total de líquidos (m³/dia) a condiciones de superficie

q_o = gasto de aceite (m³/dia) a condiciones de superficie

B_w= factor de volumen de agua

RGA= relación gas-aceite (m³ de gas/m³ de aceite) a condiciones de superficie

Rs= relación gas disuelto-aceite (m³ de gas/m³ de aceite) a condiciones de superficie.

$$M = RGA * \rho_g * \rho_o * \rho_w * \left(\frac{F_w}{1 - F_w} \right) \left[\frac{kgm}{m^3} \right]$$

M= Masa total

ρ= densidad (gas, aceite, agua) (kg/m³)

F_w= fracción de agua (%)

$$\rho_m = \frac{M}{V} \left[\frac{kgm}{m^3_{o,w,g}} \right]$$

Donde ρ_m= densidad de la mezcla

6.- Calcular la densidad relativa promedio de la mezcla en el intervalo n

$$\rho_{rm} = \frac{\rho_m}{\rho_w}$$

7.- calcular el gradiente de presión en los puntos inicial y final del incremento n y el gradiente promedio entre esos puntos

$$G_r = \frac{\rho_m}{10} \left[\frac{Kg/cm^2}{m} \right]$$

8.- calcular el gasto promedio en el intervalo n

9.- Elegir el grupo de curvas características de bombas que ajusten en el interior del separador y seleccionar la que maneje el gasto promedio con máxima eficiencia

10.- Leer en las curvas características de la bomba seleccionada, la carga que desarrolla y la potencia que requiere por etapa cuando maneja el gasto promedio.

11.-determinar el incremento de presión desarrollado por etapa, multiplicando la carga que desarrolla cada etapa por el gradiente promedio

$$\Delta P_e = \frac{H}{etapa} * G_r \left[\frac{Kg/cm^2}{etapa} \right]$$

ΔP_e = incremento de presión por etapa

H = carga de columna hidráulica desarrollada por etapa (m)

12.- calcular el número de etapas que se requiere para obtener el incremento de presión n, dividiendo éste entre la presión por etapa.

$$NE = \frac{P_i}{\Delta P_e}$$

13.- Calcular la potencia necesaria, multiplicando la potencia por etapa por el número de etapas y por la densidad relativa promedio del intervalo n

$$H_p = \frac{H_p}{etapa} * NE * \rho_{rm}$$

15.- sumar el valor de n , la unidad y repetir los cálculos señalados a partir del punto 5 hasta que la presión final del incremento n sea igual a la presión en la descarga de la bomba

16.-Seleccionar el tamaño y tipo de cable más económico a partir de datos técnicos disponibles.

17.-Determinar la pérdida de voltaje a lo largo del cable y el voltaje superficial requerido. Este último valor establece el tamaño del tablero requerido.

18.-Calcular los requerimientos de Kva (Kilovatios-Amperes), a fin de dimensionar los transformadores.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA

El propósito de este capítulo es presentar una propuesta de desarrollo submarino para la explotación de aceite extra pesado del Campo Baksha de la zona Marina Noroeste haciendo uso del modelo de separación bifásico con BEC propuesto en el cap. 5

6.1 Aceites Pesados y Extrapesados

6.1.1 Definición

El crudo pesado se define como crudo comprendido entre 22.3 y 10 °API. El crudo extra pesado se define como un crudo menor a 10 °API, también se aplica la definición a los crudos que tienen un contenido de sulfuros mayor a 2%.

Los crudos exhiben todo un espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura del yacimiento usualmente es el parámetro más importante de producción porque determina que tan fácilmente fluirá el crudo. La viscosidad del crudo convencional puede oscilar entre 1 cp; la viscosidad del agua, hasta 10 cp, la viscosidad del crudo pesado y extra pesado puede oscilar entre 20 cp y 100,000 cp. El hidrocarburo más viscoso; el bitumen es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente.

La diferencia entre crudos pesados y ligeros, es más que todo, un problema químico, el crudo pesado está compuesto por moléculas con más de 15 átomos de carbono, mientras que los crudos ligeros se forman a partir de moléculas con pesos moleculares más bajos. Como se dijo anteriormente el crudo extra pesado contienen componentes de alto peso molecular, tal como asfaltenos, aromáticos y compuestos NSO (Nitrógeno, Azufre y Oxígeno). La propiedad del fluido que más afecta la recuperación del crudo; es la viscosidad, cuando más viscoso es el crudo, más difícil resulta producirlo.

6.1.2 Reservas Mundiales de Crudos Pesados

La merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de crudo pesado. El crudo pesado y viscoso presenta desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para producción de crudo convencional.

Con la gran demanda, además el alto precio del crudo, y estando en declinación la mayoría de los yacimientos de crudo convencional, la atención está dirigida a los crudos pesados. La mayor acumulación de aceite extra pesado en el mundo la tiene Venezuela, en la formación de la faja del Orinoco, que contiene el 90% de aceite extra pesado en el mundo en cuanto a petróleo original en sitio.

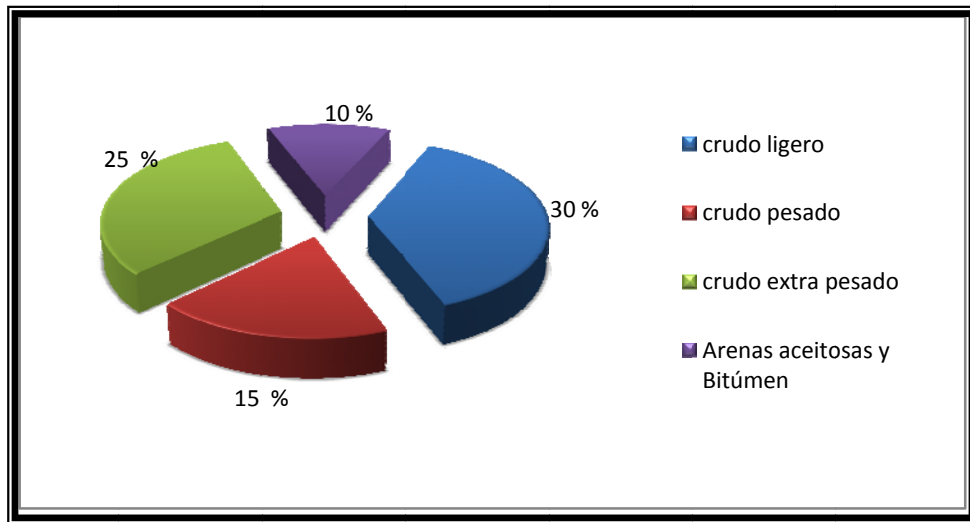


Fig 6.1 El petróleo pesado, extra pesado y bitumen conforman el 70% de reservas del mundo que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles

En México la mayor producción y reserva de crudo, se localiza en campos de aceite pesado (Campo Cantarell y Ku-Maloob-Zapp), denominado Maya de 21 API. En la Región Marina Noreste, la reserva remanente total (3P) de crudo pesado es de 12,785.9 mmbpce (enero 2009), En la última década la producción de crudo también se caracterizó por una mayor participación de crudos pesados, mientras que en 1997 los crudos pesados representaban 52% en 2007 representaron 66%, para el año 2010 representan el 46%, esta reducción se debe principalmente a la declinación del Campo Akal.

6.1.3 Métodos de Recuperación

Los métodos de recuperación de crudo pesado se dividen en dos tipos principales, según la temperatura. Esto se debe a que la propiedad clave del fluido, la viscosidad, depende de la temperatura.

Métodos de producción en frío; no requieren agregado de calor, se utiliza cuando la viscosidad del crudo pesado en el yacimiento es baja, lo que permite el flujo del crudo a regímenes económicos.

El método de minería se emplea ampliamente en Canada, en la faja del Orinoco en Venezuela se emplea el método artificial de levantamiento con el bombeo de cavidades progresivas (PCP) y bombeo electrocentrífugo (BEC) principalmente.

Métodos de producción en caliente; requiere agregado de calor, este método incluye: inyección de vapor, de drenaje gravitacional por vapor y de la combustión en sitio.

6.2 Aceite Extra Pesado Proyecto Campeche Oriente, RMNE

En octubre de 2002 se documentó el proyecto Campeche Oriente por parte del Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. La estrategia regional busca confirmar la presencia de hidrocarburos, principalmente aceite pesado.

En el año 2004 se perforó el pozo exploratorio Tson-1, en la estructura Tson de la Región Marina Noreste resultando productor de aceite extra pesado de 8.2° API en los horizontes geológicos: Cretácico inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), con gastos de 3002 y 3071 bpd de aceite probados con sistema de bombeo electro centrífugo portátil.

El campo Pohp fue descubierto en noviembre de 2004 mediante el pozo exploratorio Pohp-1 resultando productor en el horizonte geológico Jurásico Superior Kimmeridgiano con un gasto de aceite de 1709 bpd (flujo natural) con densidad de 12° API. En el cretácico se encontró aceite de 8.5 API, sin alcanzar resultados concluyentes.

El pozo Baksha-1 fue perforado en el intervalo 2910-3000 m de la formación BPT-KS, del 24 al 28 de junio del 2004 se realizó la prueba de presión producción del pozo exploratorio Baksha-1, con el objetivo de evaluar las propiedades del sistema roca, fluidos del yacimiento, dicha toma de información fue realizada con apoyo de equipo de bombeo electro centrífugo, inyección de mejorador de flujo en el fondo del pozo, equipos superficiales de calentamiento, separación y medición multifásica, quemador de alta eficiencia (ecológico) y barco de proceso.

Durante el 2004 y 2005 se perforaron 12 pozos exploratorios en la porción noroeste del proyecto de incorporación de reservas Campeche Oriente, en su mayoría en tirantes de agua entre 100 y 500 m; el pozo Nab-1, ubicado en la parte noroccidental del proyecto, se perforó en un tirante de agua de 680 m, siendo el primer pozo perforado en la Sonda de Campeche en un tirante mayor a los 500 m. los yacimientos descubiertos corresponden a las Brechas del Cretácico Superior, Cretácico Medio e Inferior y JSK, sólo se descubrieron dos yacimientos en este último nivel geológico y se encuentran en las estructuras Tson y Pohp. Los aceites descubiertos varían en densidad entre 6 y 12 °API, siendo los de JSK los que presentan menor densidad API. Los resultados obtenidos se consideran relevantes por los volúmenes de hidrocarburos en sitio descubiertos, los cuales son del orden de 10,000 MMbbls (Tabla 6.1).

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE
EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA

AÑO	Nº	CAMPO	ºAPI	VOL. ORIGINAL MMbbls
2004	1	NUMAN	8.8	257.5
	2	BAKSHA	9.6	842.3
	3	TUNICH	6.7	291.3
	4	NAB	8.8	408
	5	POHP	8.5-12	870.8
2005	6	KAYAB	8.1	1899.5
	7	LEM	6	734.9
	8	TSON	8.0- 12	2,117.90
	9	YAXILTUN	9	261.6
	10	KANCHE	6	582
	11	BOK	--	0
	12	PIT	8.8	1840
				10105.8

Tabla 6.1 Reserva de crudo extra pesado

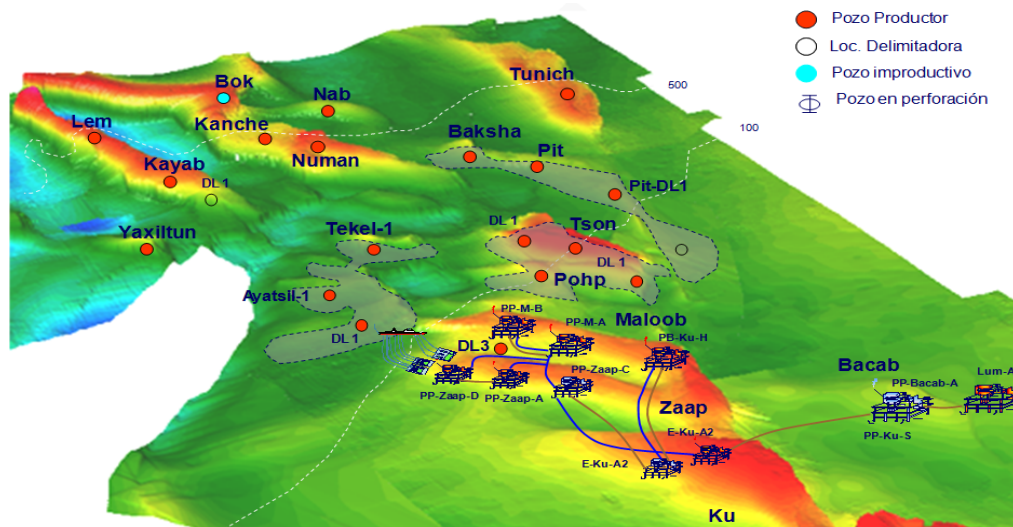


Fig. 6.2 Ubicación de campos de Campeche Oriente

6.3 Alternativas de Producción de Crudo pesado del campo Baksha

Las alternativas que se analizarán en este trabajo para el desarrollo de los campos extra pesados del Proyecto Campeche Oriente, son dos:

- **Desarrollo Convencional:** plataformas fijas
- **Desarrollo Submarino:** árboles mojados, cabezal submarino, bombeo submarino, sin plataformas.

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA

Las alternativas anteriores pueden combinarse con métodos artificiales de producción, tales como:

- Producción de pozos utilizando métodos artificiales de producción; bombeo de cavidades progresivas (PCP).
- Producción de pozos utilizando métodos artificiales de producción; bombeo electrocentrífugo (BEC).
- Producción por medio de inyección de vapor.
- Utilización de BEC en pozos y bombeo multifásico en el lecho marino.
- Inyección de gas de bombeo neumático con condensados para los pozos e instalación de separador con BEC en el lecho marino para enviar el crudo a distancias remotas.

Aplicabilidad de los métodos propuestos.

Es factible la utilización de bombas PCP, sin embargo debido a fallas frecuentes del elastómero, bajos gastos, operan en pozos verticales, no es recomendable para pozos costa fuera, mucho menos para desarrollos submarino, ya que éstos sistemas deben ser diseñados para un mínimo de cinco años sin mantenimiento.

El comportamiento de las bombas centrifugas es afectado cuando se manejan líquidos viscosos. Se tiene un incremento en el Hp y una reducción de la carga, por lo que se requieren mejoradores de flujo.

Producción por medio de inyección de vapor, es un proceso que incrementa el costo de producción, además se tiene que instalar una planta de generación de vapor y sistemas de inyección del mismo. Por otro lado se requiere bombeo para la transportación del crudo hasta una plataforma de producción.

En este trabajo se realiza un análisis empleando el desarrollo submarino en combinación con la utilización del equipo de bombeo electrocentrífugo.

6.4 Desarrollo submarino para el campo Baksha

Ventajas

- Evitar la dependencia de estructuras fijas para la incorporación de producción y la espera por construcción e instalación de las mismas.
- Minimizar costos de producción al no utilizar estructuras fijas.
- Reducir el costo y tiempo por desincorporación de activos.
- Generar experiencia así como habilidades para su aplicación en aguas profundas.
- Beneficio en la producción al reducir la contrapresión en los pozos
- Recomendable para campos pequeños

Desventajas

- Reparación costosa por la dificultad de acceso a los árboles submarinos

Como ejemplo de aplicación del sistema propuesto en el capítulo 5 se elige el campo Baksha por las siguientes razones:

- Es un campo aún no desarrollado
- Se tienen datos del yacimiento y fluidos de pozo exploratorio confiables
- Se tiene tirante de agua de 125 m

Campo	Tirante de agua (m)	Temperatura calculada (°C)	API	RGA (m ³ /m ³)	Pb (psia)	Pyac (psia)	Vol. Original (MMbls)
Baksha-1	125	13	9.6	18.2	595	4488	842.3

Tabla 6.2 Propiedades de pozo exploratorio del campo Baksha

	Baksha
Presión de burbuja	595 psia
Presión del yacimiento	4488 psia
Temperatura del yacimiento	82 °C
Índice de productividad	9.97 bpd/psi

Tabla 6.3 Datos de yacimiento de Baksha

<i>Frecuencia</i> <i>Hz</i>	<i>P_{th}</i> <i>psia</i>	<i>T_{th}</i> <i>°C</i>	<i>Q_o</i> <i>bpd</i>
40	438	62	1,500
45	457	68	1,900
50	476	68	2,150

Tabla 6.4 Prueba de producción con BEC portátil

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA

Se realiza análisis considerando inyección de gas en el pozo⁽²⁰⁾, además la instalación del BEC en el lecho marino para reducir la contrapresión en la cabeza del pozo.

Las premisas son:

- Inyección de gas con la finalidad de reducir la densidad de la columna de líquido desde una mayor profundidad.
- Inyectar condensado para diluir el crudo y reducir la viscosidad
- Instalar separador con equipo BEC para reducir la contrapresión en la cabeza de los pozos

Se considerará un esquema de producción de flujo multifásico, en donde se tienen 5 pozos con terminaciones submarinas, las propiedades se muestran en la tabla 6.2 y el flujo total es enviado por medio de un oleogasoducto de 20 pulg de diámetro, la mezcla entra al separador, el gas es liberado y enviado por medio de un gasoducto de 24" de diámetro, mientras que el aceite es enviado hacia la plataforma por medio de BEC a través de un oleoducto de 24 pulg. ver fig. 6.5

	RGA (ft3/bl)	% agua	T (°F)	°API	Diám. TP (pulg)	TVD (m)	MD (m)	Diám. estrang. (pulg)	Diám. línea de descarga (pulg)	Long. Línea de descarga (m)	Elevación
Baksha-1	112	3	180	9.6	5.5	2950	2950	3	8	26	0
Baksha-2	112	4	180	9.6	5.5	2900	2900	3	8	25	0
Baksha-3	112	4	180	9.6	5.5	2920	2920	3	8	21	0
Baksha-4	112	3	180	9.6	5.5	2930	2930	3	8	20	0
Baksha-5	112	4	180	9.6	5.5	2930	2930	3	8	20	0

Tabla 6.5 Datos utilizados para los pozos del campo Baksha

Datos adicionales

Longitud riser 135 m

Tirante de agua 125 m

Longitud Oleoducto 12000 m

Longitud Gasoducto 12000 m

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE
EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA

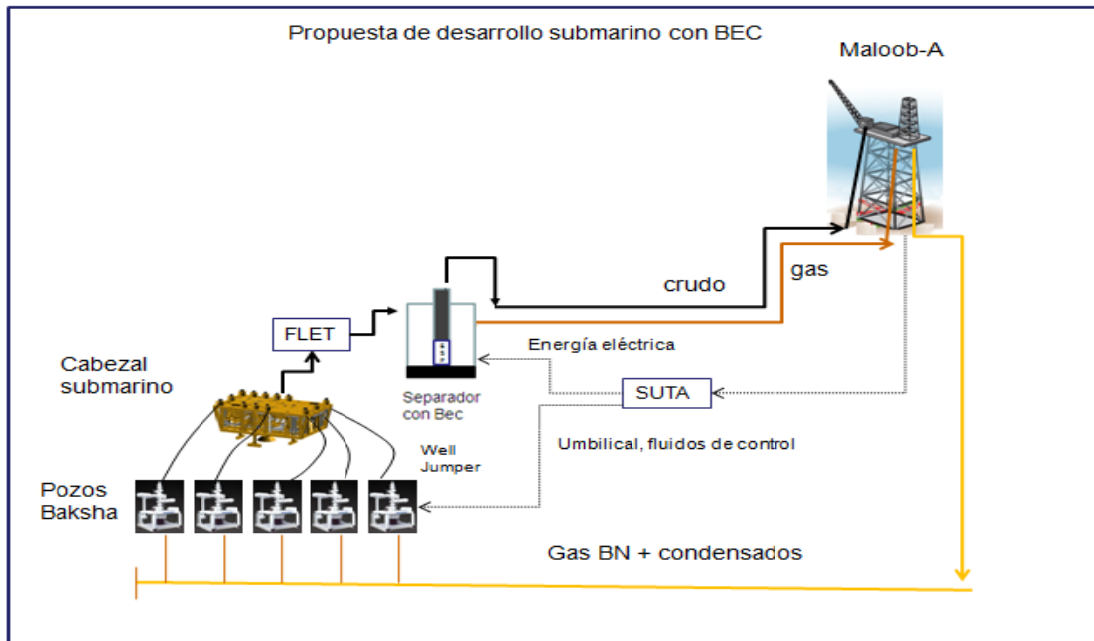


Fig. 6.3 Manejo de producción submarino con separador

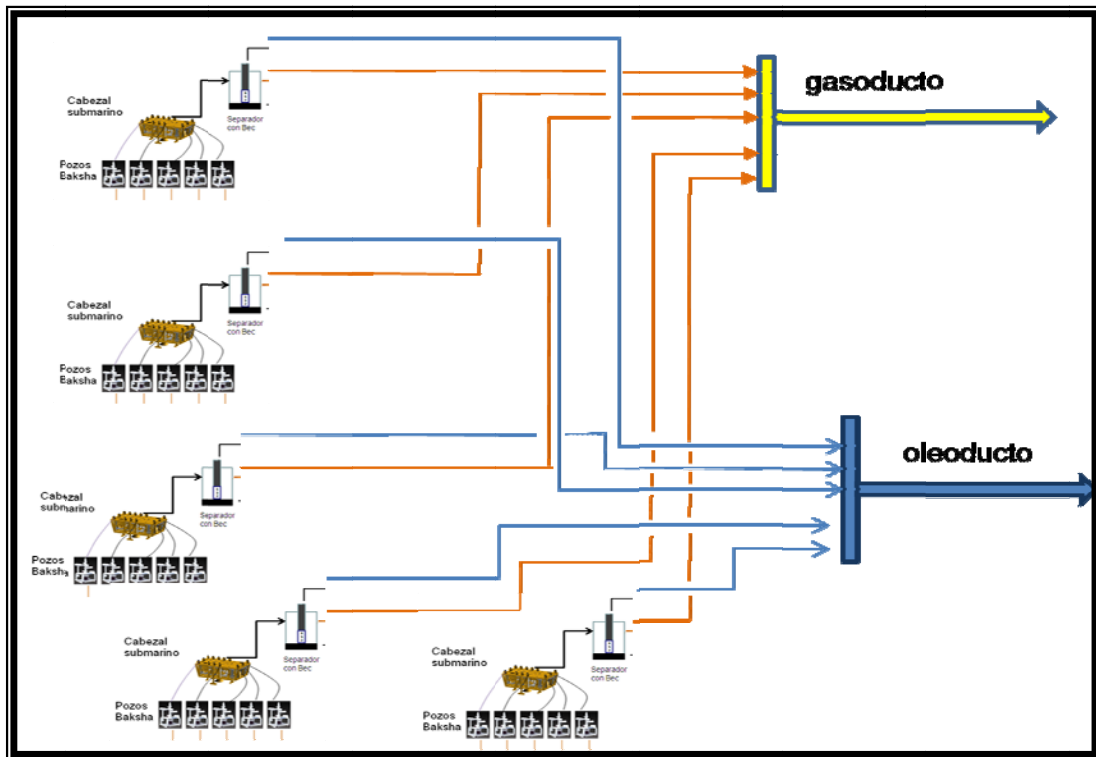
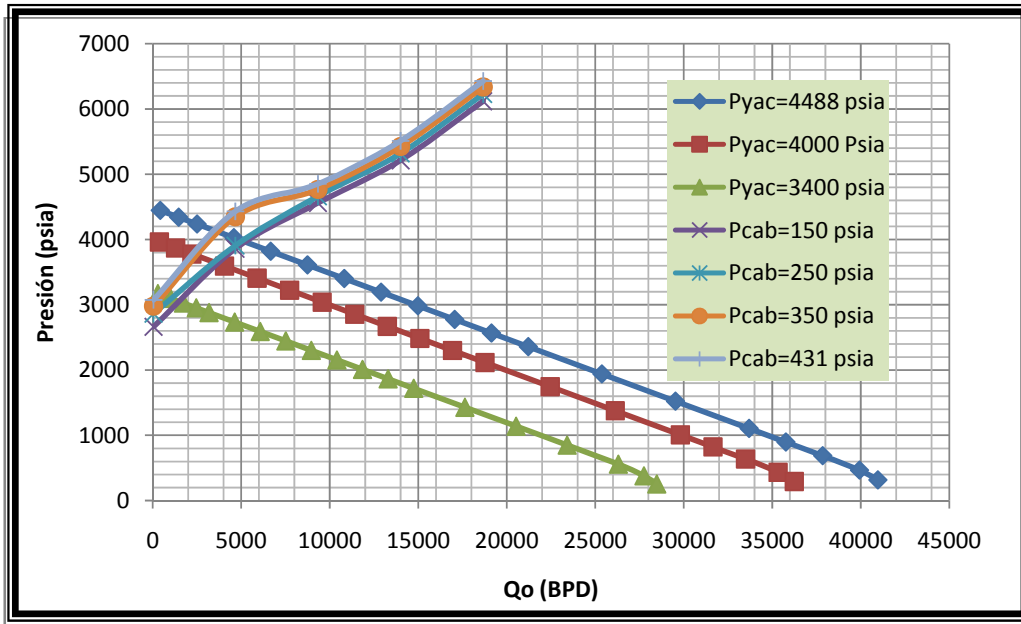


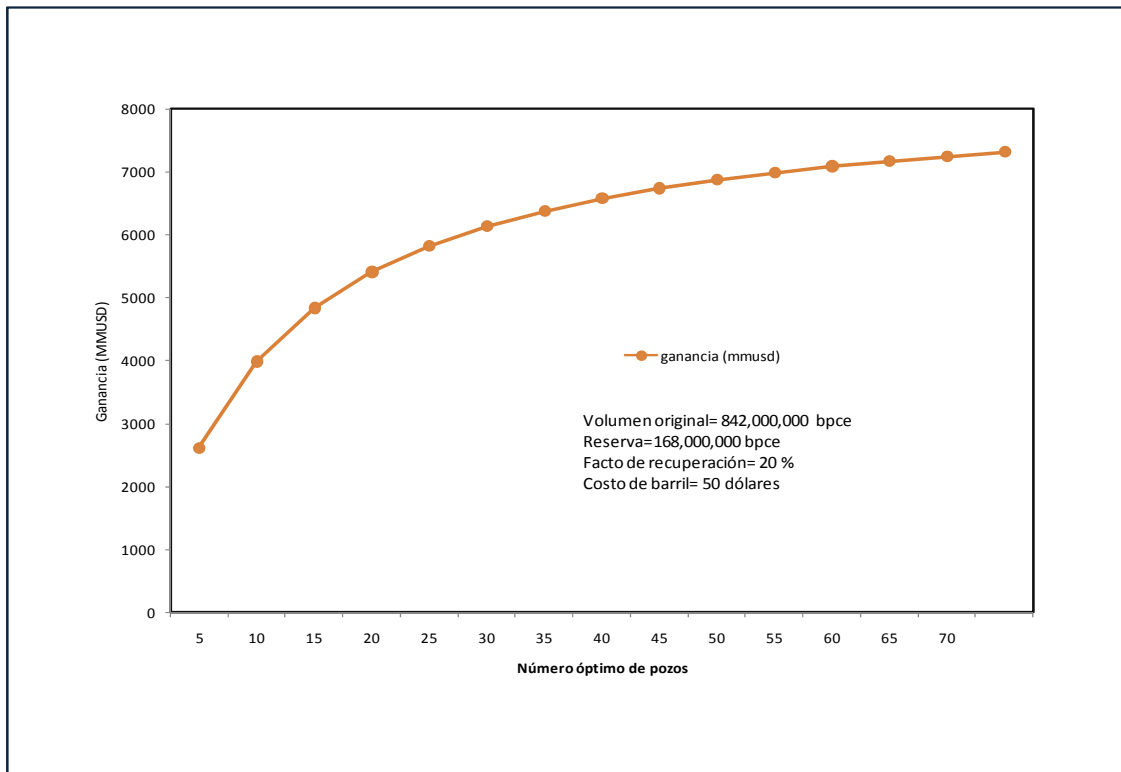
Fig. 6.4 Manejo de producción del campo Baksha

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE
EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA



6.5 Análisis nodal campo Baksha

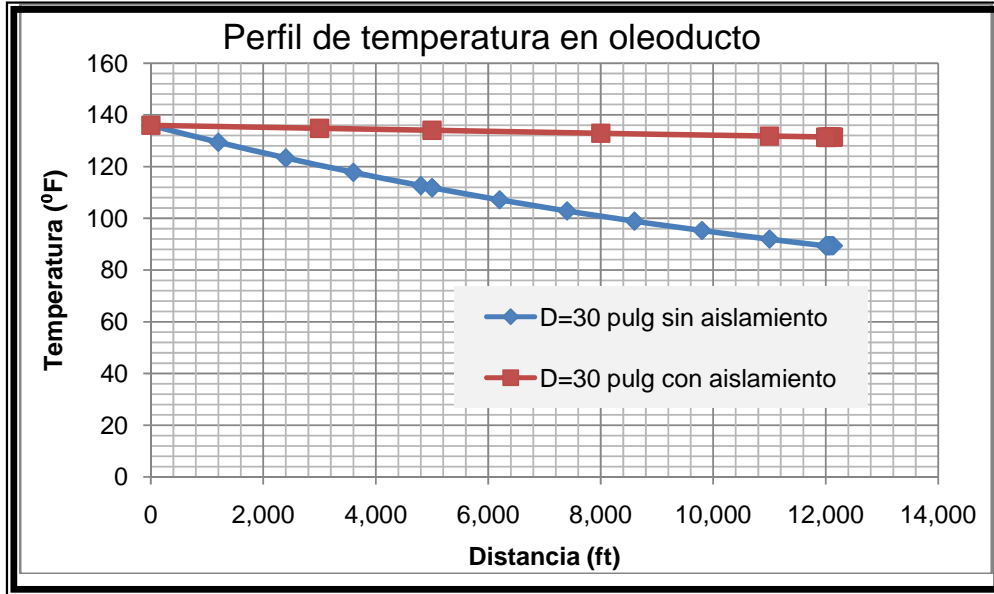
De acuerdo a los datos del yacimiento y tomando en cuenta factores de recuperación, precio del crudo y costos, se obtiene el número óptimo de pozos.⁽³¹⁾



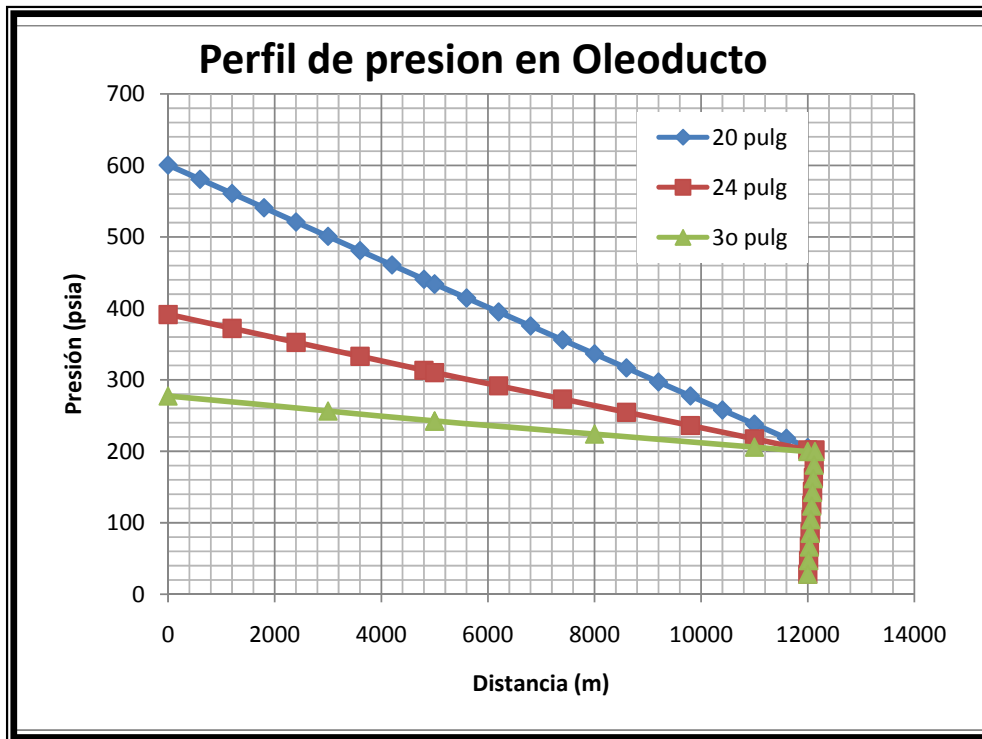
6.6 Cálculo del número óptimo de pozos

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE
EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA

Se determina el perfil de temperatura y presión, considerando 5 pozos por BEC.



6.7 Perfil de temperatura en el oleoducto



6.8 Perfil de presión en oleoducto

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE
EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA

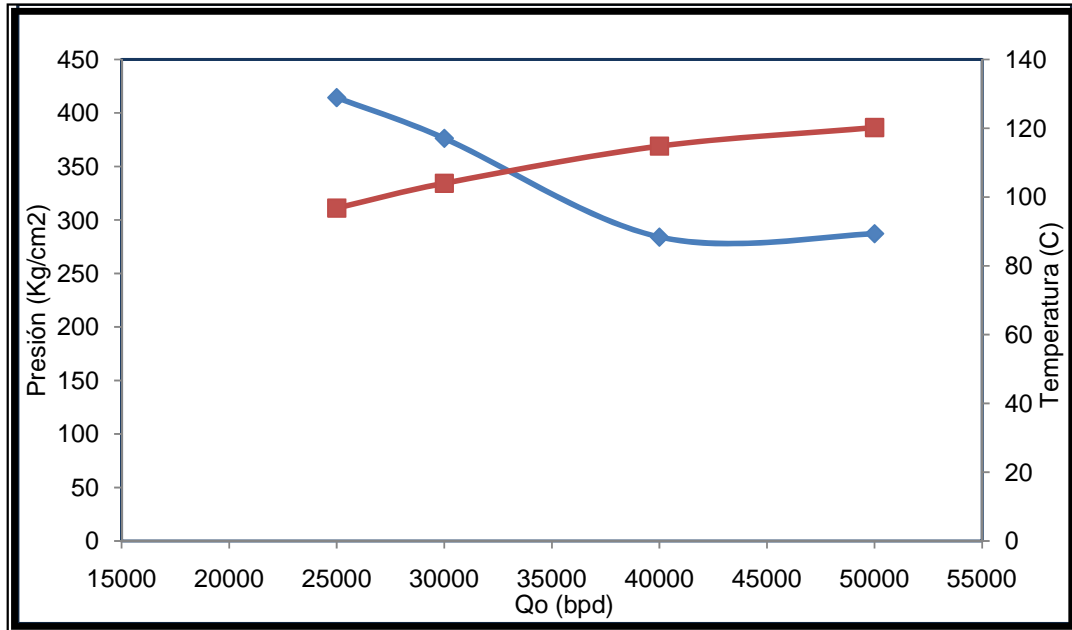
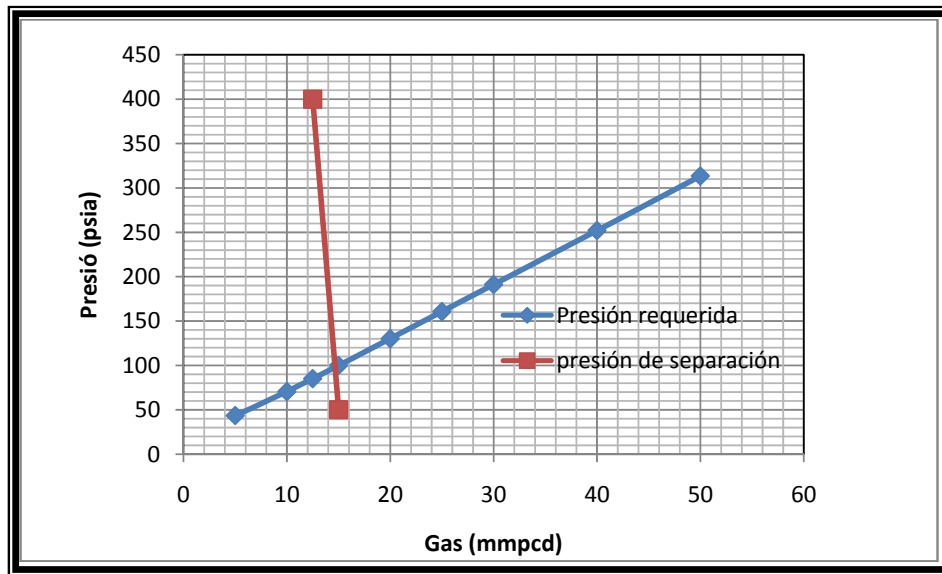


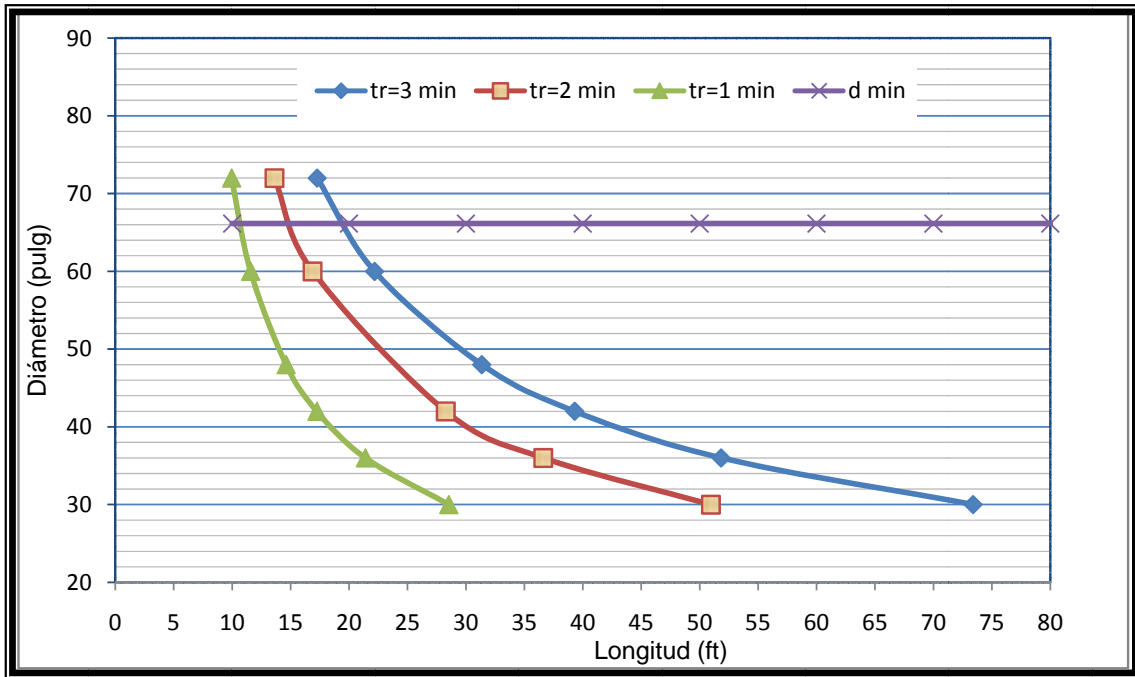
Fig. 6.9 Presión requerida considerando oleoducto de 24 pulgadas de diámetro



6.10 Cálculo presión de separación

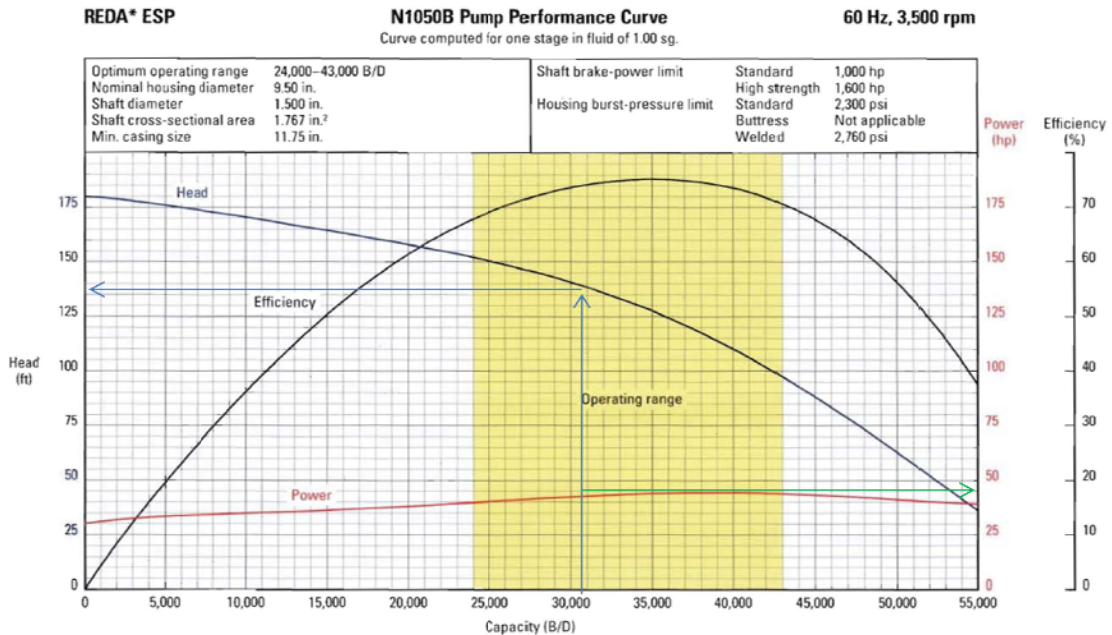
Con los gastos de gas y aceite producidos por pozo, obtenidos mediante análisis nodal se determinan las dimensiones del separador.

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE
EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA



6.11 Dimensiones del separador vertical

La bomba que cumple con las características del gasto para cinco pozos: Es la serie N1050B, capaz de manejar un gasto de 43,000 bpd, se requieren 6 etapas y una potencia de 195 hp para la presión requerida.



6.12 Curva característica bomba REDA N1050B

APLICACIÓN DEL SEPARADOR CON BEC PARA CAMPOS DE ACEITE
EXTRAPESADO DE LA ZONA MARINA

N1050 Pump

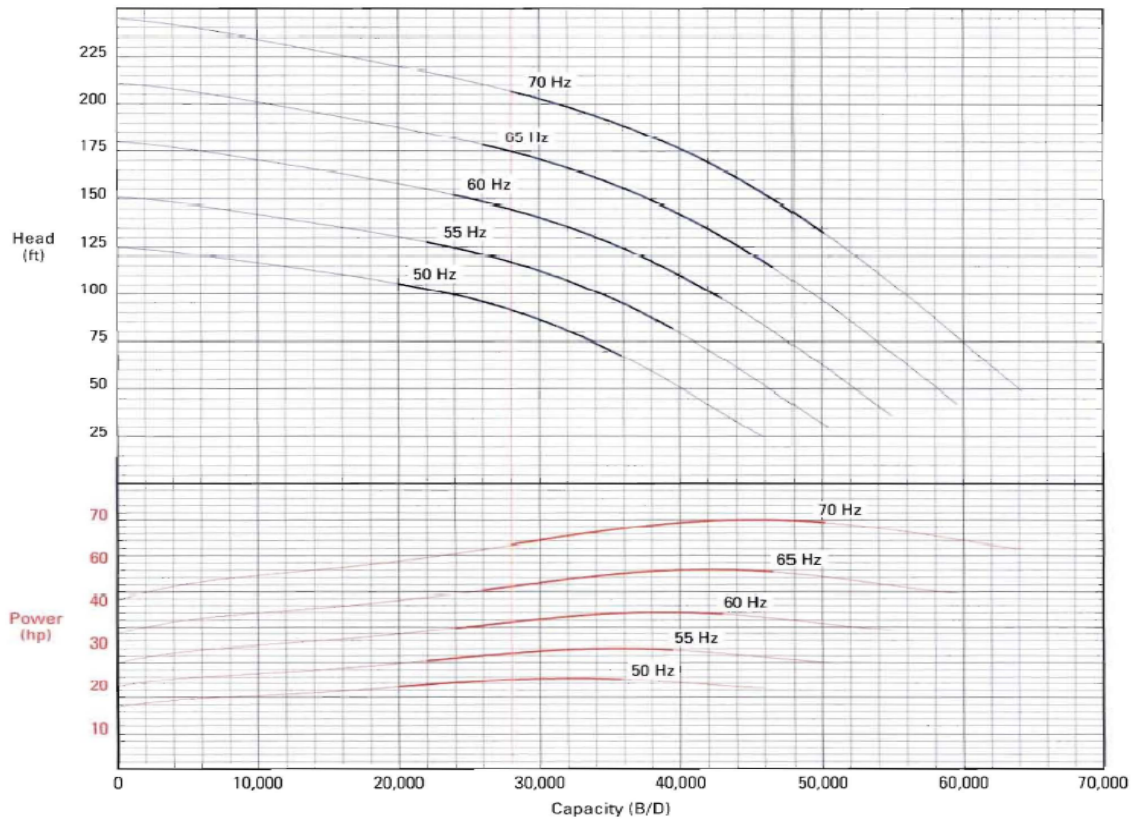
350 Series, Min. Casing Size 11 $\frac{1}{2}$ -in. [298.5-mm] OD

Housing	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Max. Stages	ARZ Carbon Steel G GT ARZ		ARZ Carbon Steel G GT ARZ	
				'A' Cut ¹ Part Number	'A' Cut ² Part Number	'B' Cut ¹ Part Number	'B' Cut ² Part Number
1N	3.1 [1.0]	326 [148]	1	tba ⁵	tba	tba	tba
2N	3.7 [1.1]	402 [183]	2	tba	tba	tba	tba
3N	4.3 [1.3]	477 [217]	3	tba	1199470	tba	tba
4N	4.9 [1.5]	554 [252]	4	tba	1199488	tba	tba
5N	5.4 [1.7]	627 [285]	5	tba	1199496	tba	2003595
6N	6.0 [1.8]	703 [319]	6	tba	1199504	tba	tba
7N	6.6 [2.0]	779 [354]	7	tba	1199512	tba	tba
8N	7.2 [2.2]	854 [388]	8	tba	1199520	tba	tba
9N	7.8 [2.4]	930 [422]	9	tba	tba	tba	tba
10N	8.4 [2.6]	1,003 [455]	10	tba	tba	tba	tba
11N	8.9 [2.7]	1,079 [490]	11	tba	tba	tba	tba
12N	9.5 [2.9]	1,155 [524]	12	tba	tba	tba	tba
13N	10.1 [3.1]	1,231 [559]	13	tba	tba	tba	tba
14N	10.7 [3.3]	1,307 [593]	14	tba	tba	tba	tba
15N	11.3 [3.5]	1,382 [627]	15	tba	tba	tba	tba
16N	11.9 [3.6]	1,458 [662]	16	tba	tba	tba	tba
17N	12.4 [3.8]	1,534 [696]	17	tba	tba	tba	tba
18N	13.0 [4.0]	1,611 [731]	18	tba	tba	tba	tba
19N	13.6 [4.2]	1,687 [766]	19	tba	tba	tba	tba
20N	14.2 [4.3]	1,763 [800]	20	tba	tba	tba	tba

6.13 Especificaciones para la bomba N1050, REDA

REDA* Pump N1050B Performance Curve

Curve computed for one stage in fluid of 1.00 sg.



6.14 Comportamiento N1050B al variar la frecuencia, REDA

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico de las alternativas consiste en la determinación de las utilidades netas (VPN), La tasa interna de retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión (TRI) y el índice de utilidad de inversión (VPN/VPI)

En este capítulo se presentan las evaluaciones económicas de las dos propuestas de desarrollo del Campo Baksha.

Valor presente neto

Para determinar las utilidades netas o valor presente neto (VPN) de la alternativa evaluada, se utiliza la siguiente expresión.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{\Delta F_t}{(1+i)^t} - VPI$$

ΔF_t diferencia de flujo de efectivo
 i interés anual

Índice de Utilidad de Inversión

El índice de utilidad de inversión (IUI) indica la ganancia que será obtenida para cada unidad monitoreada que sea invertida en el proyecto, determinándose por medio del cociente de utilidades netas (VPN) entre el valor presente de la inversión (VPI).

$$IUI = \frac{VPN}{VPI}$$

El valor presente neto se presenta como una distribución de probabilidad, ya que los factores que afectan este índice fueron calculados usando distribuciones y considerando precio promedio de crudo de 50 USD/b y una paridad de 11 pesos por dólar.

7.1 Escenarios de desarrollo del campo

Se consideran dos escenarios de producción:

- Desarrollo submarino
- Desarrollo con plataformas fijas

Consideraciones

El desarrollo submarino

Instalación de bombeo electrocentrífugo en el lecho marino así como el separador vertical.

8 sistemas de separación y bombeo con cinco pozos submarinos por cada unidad de separación

La producción de pozos es por sistema de gas de bombeo neumático

Cada 4 meses entran en operación 4 pozos

Desarrollo con Plataformas fijas

Instalación de cuatro plataformas de perforación y una de producción con separación y bombeo

Producción de pozos con sistema artificial con bombeo neumático.

Cada 4 meses entran en operación 4 pozos

Ambos escenarios consideran perforación de 45 pozos, determinados con base en el factor de recuperación del 20% del volumen original, paridad del dólar: 11 pesos M.N/dólar. La evaluación económica fue realizada en Excel.

	Desarrollo Submarino	Plataformas
Plazo para amortizar instalaciones, meses	24	36
Tasa de interés anual%	12	12
Precio de venta de crudo, USD/b	50	50
Precio de venta de gas, USD/mpcd	3	3
Factor de Conversión de gas a líquido, pc/b	5000	5000
Rga (ft ³ /b)	113	113
Costo Unitario de Operación y Mantenimiento, USD/bpce	3	3

Tabla 7.1 Datos utilizados para la evaluación económica

7.2 Desarrollo submarino

	\$ (M.N)	\$ USD	Cantidad	Total (\$ USD)
Perforación	190,000,000	17,272,727	45	777,272,727
Terminación	25,000,000	2,272,727	45	102,272,727
Árbol submarino	35,431,000	3,221,000	45	144,945,000
Separador	198,000,000	18,000,000	8	144,000,000
BEC	44,000,000	4,000,000	8	32,000,000
Oleoducto de 24 pulg	340,000,000	30,909,091	1	30,909,091
Gasoducto de 24 pulg	310,000,000	28,181,818	1	28,181,818
Gasoducto de 20 pulg	400,000,000	36,363,636	1	36,363,636

Tabla 7.2 Costos utilizados, desarrollo submarino

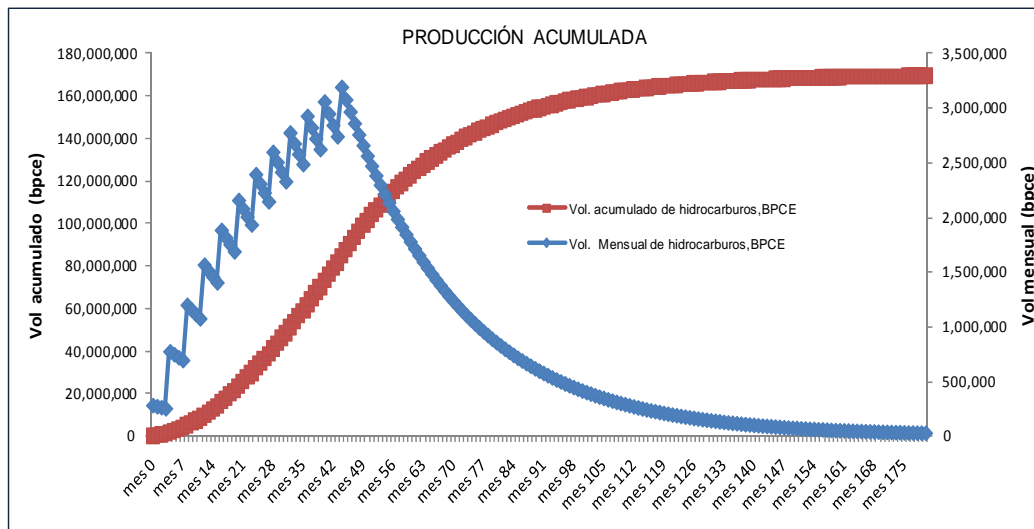


Fig. 7.1 Producción mensual y acumulada, desarrollo submarino⁽³¹⁾

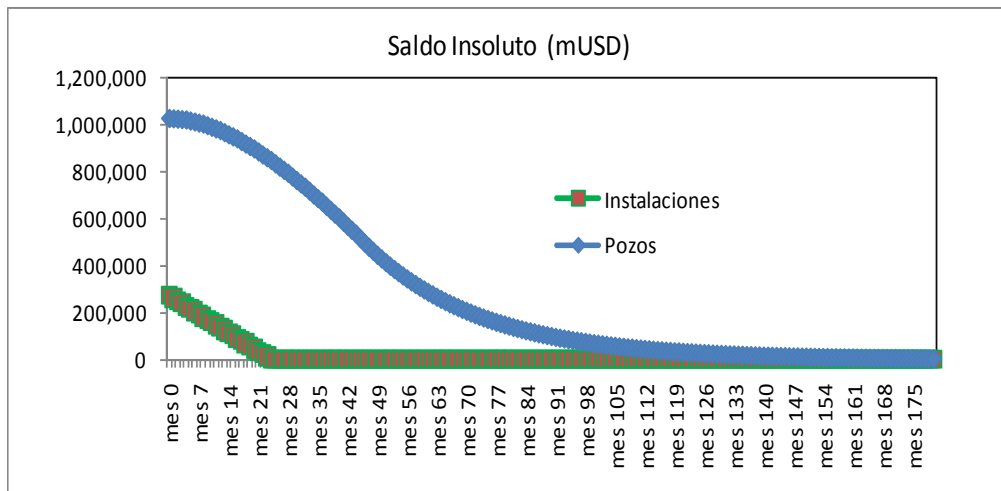


Fig. 7.2 Evolución del saldo insoluto, desarrollo submarino

7.3 Desarrollo del Campo con plataformas

	\$ (M.N)	\$ USD	Cantidad	Total (USD)
Perforación	190,000,000	17,272,727	45	777,272,727
Terminación	25,000,000	2,272,727	45	102,272,727
Oleoducto de 24 pulg	340,000,000	30,909,091	1	30,909,091
Gasoducto de 24 pulg	310,000,000	28,181,818	1	28,181,818
Plataforma de producción	1,100,000,000	100,000,000	1	100,000,000
Plataforma de perforación	385,000,000	35,000,000	4	140,000,000
Gasoducto de 20 pulg	400,000,000	36,363,636	1	36,363,636

Tabla 7.3 Costos utilizados, desarrollo con plataformas

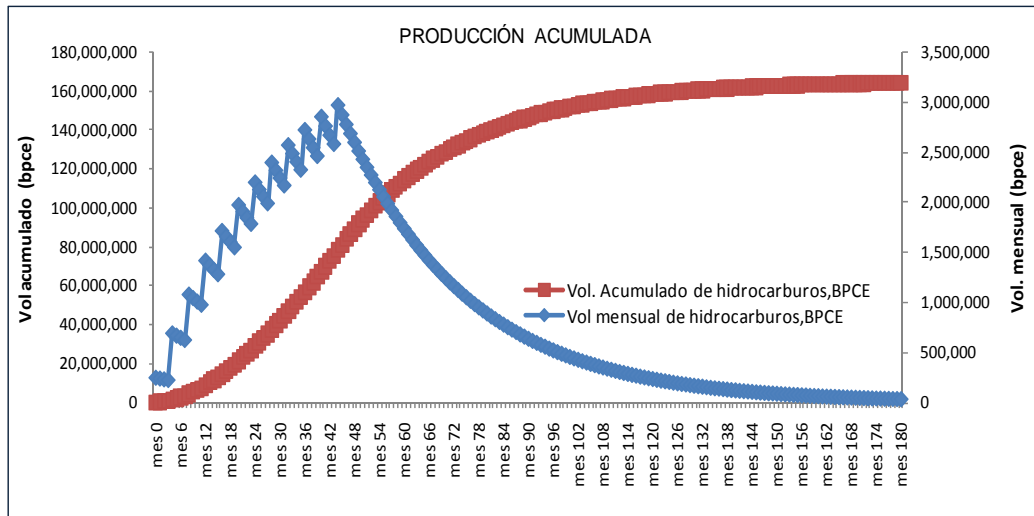


Fig. 7.3 Producción mensual considerando desarrollo con plataformas

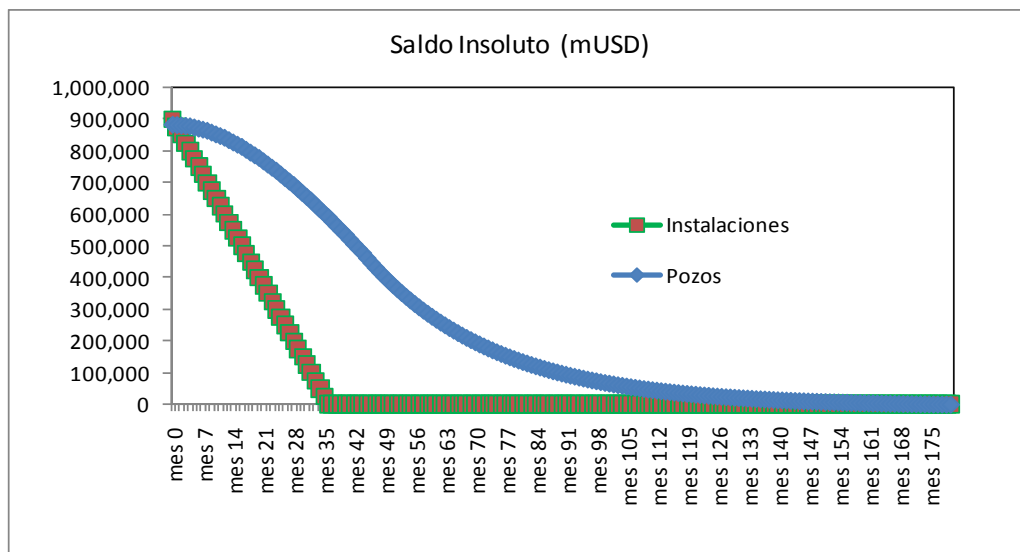


Fig. 7.4 Evolución del saldo insoluto, desarrollo con plataformas

VPN Calculado

	Considerando Plataformas MMUSD	Desarrollo Submarino MMUSD
VPN (\$ MM USD)	2921.122925	3639.743985

Utilidad de Operación

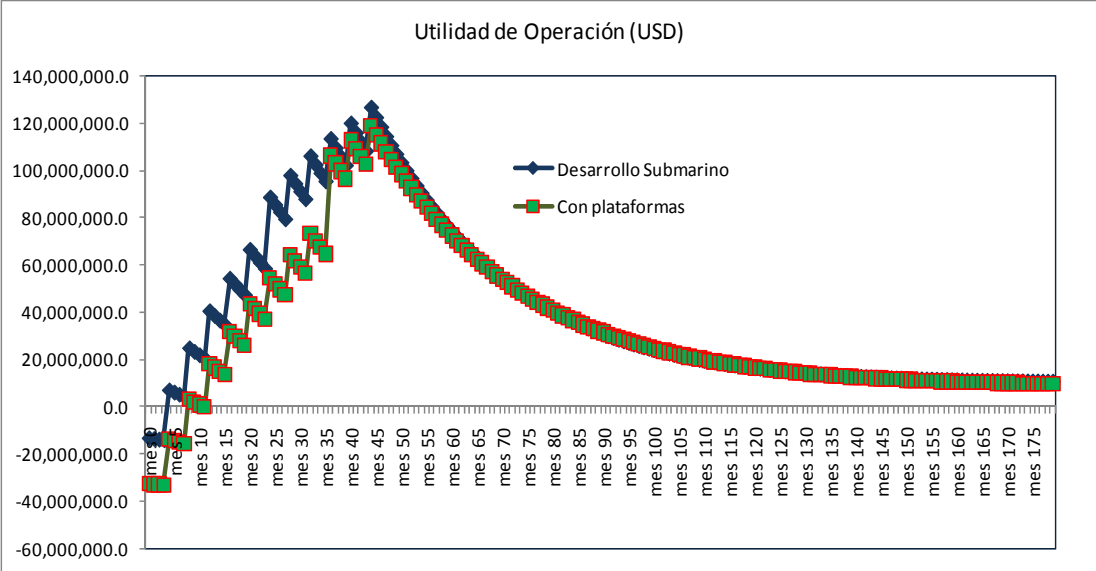


Fig. 7.5 Evolución de la utilidad de Operación

VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se vieron las tecnologías básicas así como la problemática en que se presentan en la explotación de hidrocarburos en agua profundas, se propuso un procedimiento matemático para el cálculo del separador vertical con equipo de bombeo electro centrífugo en el interior, se utilizó el Campo Baksha como ejemplo de aplicación de un sistema de producción submarino. Como resultado de este estudio, se hacen las siguientes conclusiones y recomendaciones.

8.1 CONCLUSIONES

- 1) Debido a la declinación de los yacimientos terrestres, la producción de hidrocarburos está enfocada a áreas marinas y cada vez a mayor profundidad.
- 2) De acuerdo a los estudios realizados en el Golfo de México, se estiman recursos prospectivos del país del orden de 54 mil millones de barriles de crudo equivalente, 29,500 millones de bpce se localizan en la cuenca del Golfo de México Profundo. Por lo que es necesario iniciar con el proceso de conceptualización y diseño de la infraestructura en agua profundas.
- 3) La selección de las tecnologías a utilizar en un desarrollo submarino así como la arquitectura y configuraciones dependen de las características del campo a desarrollar, de la infraestructura existente así como del desarrollo futuro. Esto con la finalidad de desarrollar configuraciones flexibles y con el menor costo posible. Se debe de evaluar económicamente diferentes escenarios, tomando en cuenta los riesgos asociados.
- 4) Para el diseño de la infraestructura submarina se debe de tomar en cuenta el aseguramiento de flujo con la finalidad de evitar problemas de flujo durante la etapa de explotación, es necesario realizar estudios y simulaciones de flujo mediante el conocimiento y caracterización de las propiedades del fluido a producir.
- 5) En este trabajo se propone un procedimiento matemático para el diseño del separador vertical con el equipo de bombeo electro centrífugo sumergido para ser instalado en el lecho marino. Es un sistema para envío de líquidos a grandes distancias.
- 6) El desarrollo submarino es una opción para campos pequeños y localizados en áreas remotas. Con este tipo de desarrollo se tendrá mínimo costo de desincorporación al no contar con estructuras fijas.

-
- 7) Económicamente es factible la utilización de este tipo de arquitectura para la explotación del campo Baksha de la RMNE, ya que el VPN calculado es mayor comparado con el desarrollo de plataformas.
 - 8) La viscosidad alta del aceite disminuye la eficiencia del equipo de bombeo electro centrífugo, por lo que para la explotación de este tipo de aceites se debe de utilizar un mejorador de flujo y/o mezcla del crudo con condensados.
 - 9) Los desarrollos submarinos deben diseñarse para un mínimo mantenimiento, ya que los costos de mantenimiento y reparación son altos.
 - 10) La temperatura es un factor importante para los aceites viscosos, a medida que ésta disminuye, hay mayor caída de presión, por lo que se debe considerar tecnologías de conservación de la temperatura, tales como aislamiento de líneas.

8.2 RECOMENDACIONES

Es necesario profundizar en las ecuaciones para el diseño del separador, con la finalidad de incrementar su eficiencia de separación aceite-gas.

También es necesario mejorar en el modelado de las propiedades de los aceites pesados con la finalidad de simular las condiciones más realistas del comportamiento del flujo.

Una vez que se tenga un desarrollo submarino en México, se tendrán datos de costos más precisos, por lo que habrán de mejorar las evaluaciones económicas para un determinado proyecto con instalaciones submarinas.

Para el diseño de los sistemas submarinos es importante tomar en cuenta los costos de los elementos submarinos (cabezales, Flets, Suta, Umbilicales, etc.) así como la flexibilidad operativa para facilitar las intervenciones de reparación y desarrollos futuros.

ANEXO A

Correlaciones para Aceite pesado y Extrapesado

Aceite extrapesado < 10 °API
Aceite pesado 10 < °API > 22.3

Presión de burbuja

Aceite pesado, correlación de Standing modificado

$$P_b = 15.7286 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.7885} \frac{10^{0.0020 T}}{10^{0.0142 API}} \right]$$

Donde:

R_s relación de solubilidad aceite-gas ft³/bl

γ_g densidad relativa del gas

T temperatura en °F

Relación de solubilidad, R_s

Aceite extrapesado, correlación de Standing modificado

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{P_b}{10.7025} 10^{(0.0169 API - 0.00156 T)} \right]^{1.1128}$$

γ_g densidad relativa del gas

T temperatura en °F

P_b Presión de burbuja, psia

Aceite pesado, correlación modificada de Vázquez y Beggs

$$R_s = \frac{\gamma_{gcorr} P_b^{1.2057}}{56.434} \frac{10^{10.9267 \frac{API}{(T+460)}}}{10^{0.0142 API}}$$

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sep} \left[1 + 0.5912 API P_{sep} \text{Log} \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] 10^{-4}$$

P_{sep} Presión de separación, psia

Viscosidad del Aceite muerto

Aceite extrapesado, Correlación modificada de Egbogah-Jack

$$\log.\log(\mu_{od} + 1) = 1.90296 - 0.012619 API - 0.61748.\log(T)$$

μ_{od} viscosidad del aceite muerto, cp

Aceite pesado, Correlación modificada de Egbogah-Jack

$$\log.\log(\mu_{od} + 1) = 2.06492 - 0.0179 API - 0.70226 \text{Log}(T)$$

Viscosidad del aceite saturado

Aceite extrapesado, Correlación Kartoatmodjo

$$\mu_{ol} = 2.3945 + 0.8927 F + 0.001567 F^2$$

Donde

$$F = (-0.0335 + 1.0785 \cdot 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^{(0.5798 + 0.3432 y)}$$

$$y = 10^{-0.00081 R_s}$$

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sep} \left[1 + 0.1595 API^{0.4078} (T_{sep})^{-0.2466} \text{Log} \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

Aceite pesado, Correlación Kartoatmodjo

$$\mu_{ol} = -0.6311 + 1.078 F - 0.003653 F^2$$

Donde:

$$F = (0.2478 + 0.6114 \cdot 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^{(0.4731 + 0.5158 y)}$$

$$y = 10^{-0.00081 R_s}$$

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sep} \left[1 + 0.1595 API^{0.4078} (T_{sep})^{-0.2466} \text{Log} \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

μ_{ol} Viscosidad del aceite saturado, cp

T_{sep} Temperatura del separador en °F

Viscosidad del aceite Bajosaturado

Aceite extrapesado, correlación Labedi

$$\mu_o = \mu_{ol} - \left[\left(1 - \frac{P}{P_b} \right) \left(\frac{10^{-2.19} \mu_{od}^{1.055} P_b^{0.3132}}{10^{0.0099 API}} \right) \right]$$

Aceite pesado, correlación modificado de Kartoatmodjo

$$\mu_o = 0.9886 \mu_{ol} + 0.002763(P - P_b)(-0.01153 \mu_{ol}^{1.7933} + 0.0316 \mu_{ol}^{1.5939})$$

Donde:

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sep} \left[1 + 0.1595 API^{0.4078} (T_{sep})^{-0.2466} \text{Log} \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

μ_o Viscosidad del aceite bajosaturado

ANEXO B

Cálculo para el diseño del separador con BEC

Z	0.94
viscosidad del aceite, cp	309.5149
viscosidad del gas, cp	0.011257
Presión, psia	130
Temperatura, F	140
Diámetro de la gota, micras	140
densidad relativa del gas	0.88
Qg, mmpcd	22
Ql, bpd	27000
API	13

$$\rho_l = \frac{141.5}{131.5 + 13} = 0.98$$

$$\rho_g = 2.7 \frac{120 * 0.88}{0.84 * (140 + 460)} = 0.57$$

Si CD=0.34

$$V_t = 0.0119 \left[\frac{0.98 - 0.61 \left(\frac{140}{0.34} \right)}{0.61} \right]^{1/2} \dots\dots\dots 5.1.7$$

El Número de Reynolds viene dado por:

$$Re = 0.0049 * \frac{\rho_g d_m V}{\mu} \dots\dots\dots 5.1.8$$

CD	0.34					
VT	2.483771					
RE	82.89386	RE	49.3768	43.19815	41.586	41.1276475
CD	0.95903	CD	1.25299	1.3520246	1.3823	1.391342707
VT	1.479491	VT	1.29436	1.2460519	1.2323	1.228319552

Cálculo de la velocidad de gas

$$d^2 = 5042 \frac{TZQ_g}{P \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2}} + d_1^2 + d_2^2 \dots\dots\dots 5.1.15$$

Considerando $d_2=0$, porque la línea no llega al fondo del separador

$$d^2 = 5042 \frac{(140 + 460) * (0.84) * 13}{120 \left[\left(\frac{58.57 - 0.55}{0.55} \right) \frac{120}{1.6789} \right]^{1/2}} + 8^2.$$

$$d = 68.7 \text{ pu lg.}$$

$$\left[(d^2 - d_1^2) * h_1 + (d^2 * h) \right] = \frac{trQ_i}{0.12} \dots\dots\dots 5.1.20$$

T	d	h1	htotal	lss	12LSS/D
3	24	1277.859375	1313.859375	115.821615	57.91081
3	30	768.6602871	804.6602871	73.3883573	29.35534
3	36	510.0194805	546.0194805	51.8349567	17.27832
3	42	359.7035294	395.7035294	39.3086275	11.23104
3	48	264.3107143	300.3107143	31.3592262	7.839807
3	60	154.2420814	190.2420814	22.1868401	4.437368
3	72	95.3859375	131.3859375	17.2821615	2.88036
2	24	838.40625	874.40625	79.2005208	39.60026
2	30	499.5215311	535.5215311	50.9601276	20.38405
2	36	327.3896104	363.3896104	36.6158009	12.20527
2	42	227.3505882	263.3505882	28.2792157	8.079776
2	48	163.8642857	199.8642857	22.9886905	5.747173
2	60	90.61085973	126.6108597	16.8842383	3.376848
2	72	51.440625	87.440625	13.6200521	2.270009
1	24	398.953125	434.953125	42.5794271	21.28971
1	30	230.3827751	266.3827751	28.5318979	11.41276
1	36	144.7597403	180.7597403	21.396645	7.132215
1	42	94.99764706	130.9976471	17.2498039	4.928515
1	48	63.41785714	99.41785714	14.6181548	3.654539
1	60	26.97963801	62.97963801	11.5816365	2.316327
1	72	7.4953125	43.4953125	9.95794271	1.659657

Cálculo del BEC

	PSI	ft
Presion de sep	130	319.80
sumergencia		90.00
presion de succion		409.80
prof colocacion bomba		120.00
Presion req envio	414	1018.44
por friccion	120	2.46
presión de descarga		1050.90

	psi						
presion de descarga	427						
presión de succión	166						
incremento total de presión	261	presiones	166	231.25	296.5	361.75	427
n	4	Z	0.98	0.97	0.96	0.96	0.95
pi	65.25	BG	0.1001371	0.0711487	0.05491912	0.04501319	0.03773747
		bw	1.0154472	1.0152299	1.01501266	1.01479537	1.01457809
		rs	48.828303	62.09381	74.3912619	86.4629039	98.8255843
		Bo	1.0556841	1.0612993	1.06655221	1.07175132	1.07711795
		Qt	31109.349	30579.946	30358.8612	30276.8321	30264.512
qt	28000	Qmt	9609991	9609991	9609990.95	9609990.95	9609990.95
% agua	1	dens fluid	55.015149	55.967576	56.3751541	56.5278914	56.5509028
qw	280	SGF	0.8822186	0.8974916	0.90402749	0.90647677	0.90684578
qo	27720	Grad	0.3820006	0.3886139	0.3914439	0.39250444	0.39266422
		grad prom	0.3853072	0.3900289	0.39197417	0.39258433	0.39266422
bombas		carga prom	169.34537	167.2953	166.46505	166.206327	166.172511
H, pie/etapa	Hp	gasto prom	30844.648	30469.404	30317.8466	30270.672	30264.512
137	44	presion/etapa	52.787093	53.433957	53.7004615	53.7840535	53.7949985
137	44	NE	1.2360976	1.2211336	1.21507336	1.21318487	

ANEXO C

Cálculo del número óptimo de pozos

$$b = \frac{q N_{POZOS}}{R_{es}}$$

b declinación continua, fracción mensual

q gasto de aceite bpd

N_{POZOS} número de pozos

R_{es} reserva, bpce

$$G = \frac{u q N_{pozos}}{b + i} - (C + D) N_{pozos} + F$$

G ganancia en USD

u precio del crudo por barril

q gasto del crudo en bpd

i interés anual

C costo de perforación de pozos, USD

D costo de instalaciones, USD

F costos fijos, USD

Precio crudo (USD)	50
i (%)	12
Reserva (bpce)	168000000
b	0.05431548
q (bpd)	5000

No de pozos	b	BEC-SEP	qo (bpd)	costo pozos (mmusd)	ganancia (mmusd)
5	0.054315476	1	25000	282.9231818	2617.380629
10	0.108630952	2	50000	686.7554545	3991.147452
15	0.162946429	3	75000	1270.587727	4837.486896
20	0.217261905	4	100000	2034.42	5411.222816
25	0.271577381	5	125000	2978.252273	5825.793176
30	0.325892857	6	150000	4102.084545	6139.363139
35	0.380208333	7	175000	5405.916818	6384.834244
40	0.43452381	8	200000	6889.749091	6582.217241
45	0.488839286	9	225000	8553.581364	6744.38212
50	0.543154762	10	250000	10397.41364	6879.982422
55	0.597470238	11	275000	12421.24591	6995.051253
60	0.651785714	12	300000	14625.07818	7093.923367
65	0.70610119	13	325000	17008.91045	7179.793489
70	0.760416667	14	350000	19572.74273	7255.06798
75	0.814732143	15	375000	22316.575	7321.593884

ANEXO D

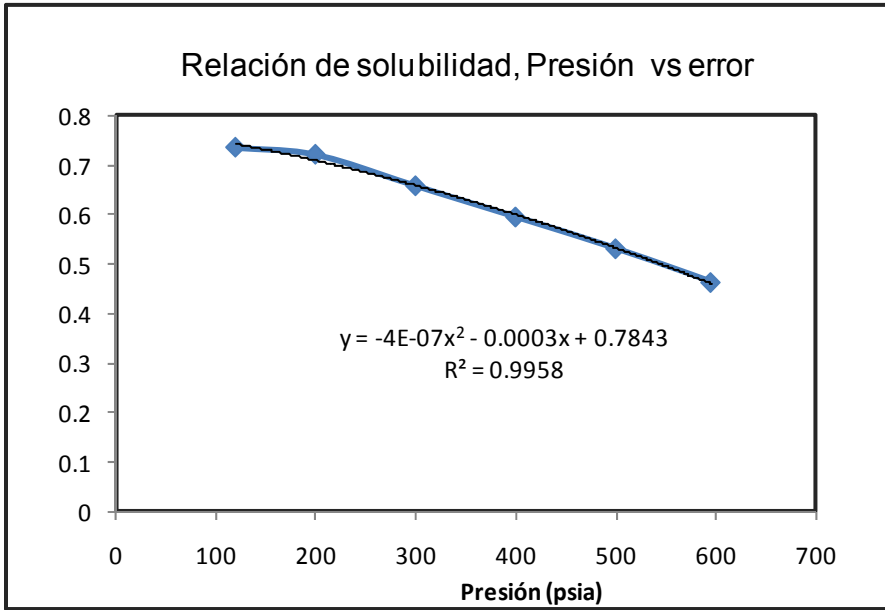
Propiedades de fluidos del Campo Baksha

FECHA	HORA	% Aceite	% AGUA	% Solidos	° API	TEMP °C	H2S PPM	Salinidad del agua PPM
27-07-04	07:30	96.600	3.40	TRZ	9.3	57	130	4,500
27-07-04	09:30	96.800	3.20	TRZ	9.2	78	129	4,500
27-07-04	11:30	96.000	4.00	TRZ	9.2	71	92	4,200
27-07-04	13:30	96.200	3.8	TRZ	9.3	76	129	4,500

Tabla PVT, liberación diferencial a 82 °C, propiedades del aceite

Muestra: 1.01

	Presión (psia)	Factor Volumen B_o (bbl/stb)	Gas en Solución R_s (scf/stb)	Densidad del Líquido (g/cm ³)
p_i	4488	1.090	112	0.940
	4100	1.092	112	0.938
	3800	1.094	112	0.937
	3400	1.096	112	0.934
	3000	1.099	112	0.932
	2600	1.102	112	0.930
	2200	1.104	112	0.928
	1800	1.107	112	0.926
	1400	1.110	112	0.923
	1000	1.114	112	0.920
p_b	595	1.117	112	0.917
	600	1.118	113	0.917
	500	1.114	104	0.918
	500	1.114	104	0.918
	400	1.111	92	0.921
	400	1.111	92	0.921
	300	1.108	77	0.926
	200	1.104	58	0.932
	200	1.104	58	0.932
	102	1.095	33	0.941
	15	1.066	0	0.964



REFERENCIAS

- 1.- G.A Peixoto, SPE, G.A.S Ribeiro, P.R.A Barros y M.A Meira, Petrobras y T.M Barbosa "VASPS in Marimba Field –Workover and Re-start," UENF/LENEP, SPE 95039, junio 2005.
- 2.- A.C Baker, BJA-Mentor, Productions Systems Ltd and D.C Lucas Clement "Application of Subsea separation and pumping to Marginal and Deep Water Field Developments" , SPE 20698, september 1990.
- 3.- Haakon J. Grimstad, Framo Engineering AS "Subsea Multiphase Boosting-Maturing Technology Applied for Santos Ltd's Mutineer and Exeter Field", 88562-MS, October 2004.
- 4.- S.J. Harrall, D. Nevelsteen, Shell UK Exploration & Production "Gannet E Subsea ESP: The Application of Technology in Practice", 50596-MS.
- 5.- Lloyd D Brown, Conoco, INC "Flow Assurance: a PI³ Discipline", SPE 14010, may 2003.
- 6.- N.D. McMullen, BP América Inc "Flow Assurance Field Solution (Keynote)", OTC 18381, may 2006.
- 7.- A.L. Ballard, BP America Inc "Flow Assurance Lessons, The Mica Tie Back", OTC-18384, may 2003.
- 8.- Erlend Fjosne, FMC Energy System, FMC Kongsberg Subsea "Subsea Processing- Maximising Value In Areas With Infrastructure", OTC 14008.
- 9.- J. Tengesdal,SPE and Leslie Thompson, SPE " A design Approach for a self lifting method to eliminate severe slugging in offshore Production Systems", SPE 84227, February 2004.
- 10.- Ken Arnold and Maurice Stewart "Surface, Production Operations", volume 1, second print march 1991.
- 11.- Luis F Bensimon, Oil & Gas corporation, Houston Texas, Janardhan Davalath, FMC Technologies, Inc. "High Pressure, Ultra-Long Subsea Tie Back Design Overcoming Challenges in Deep Water Gulf of Mexico", Houston Texas, 2002.
- 12.- J.C Villes, Paragon Engineering Services Inc. "Predicting liquid Re-entrainment Horizontal Separators", SPE 25474.
- 13.- Wim MGT Van de Broek, "Comparison of plate separator, Centrifuge and Hydrocyclone", SPE 48870, 1998.

-
- 14.- Giambattista De Ghetto, "Pressure Volume Temperature Correlations for Heavy and ExtraHeavy oils", SPE 30316.
 - 15.- Jorge Mancilla Castillo, "Planeación de la perforación en aguas profundas: Caso Noxal México", Congreso de Veracruz 2007.
 - 16.- Ing. José Ochoa Zúñiga "Algunas reflexiones sobre Desarrollo de Infraestructura Submarina en México", Congreso de Veracruz 2007.
 - 17.- Ron Bates and Charlie Cosad Abingdon, Inglaterra "Examinando los pozos productores: supervisión de los sistemas ESP", Oilfield Review, autumn 2004.
 - 18.- Paul Rowllings, Wood Mackenzie "Deepwater statistical report", Oilfield Review 2007.
 - 19.- David Michael Cohen and Perry Fischer "Production Systems hit the seafloor running", World oil, enero 2008.
 - 20.- Juan de la Cruz Clavel López, "Proyecto F-30676: Formulación de emulsiones de crudo extra pesado en agua de los campos del Proyecto de Explotación Campeche Oriente para el mejoramiento en su transporte y comercialización", IMP año 2006.
 - 21.- Goodfellow Associates Ltd "Applications of Subsea Systems", Pennwell publishing company 1990.
 - 22.- Pemex Exploración y Producción, "Las reservas de hidrocarburos de México" evaluación al 01 de enero de 2009.
 - 23.- Secretaría de Energía, "Diagnóstico: Situación de Pemex", año 2007.
 - 24.- Ing. Héctor Díaz Zertuche, "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido", CIPM enero de 2003.
 - 25.-F. Rodrigues, K. Miura and J.S. Daher "Formation Damage History in the Mature Fields of Campos Basin Offshore Brazil", SPE 106389-MS, 2007.
 - 26.- C.A. Pedroso, E.M. Sánchez, Oliveira, Petrobras, and I.J. Mickelburgh, SPE, and C.R Guimaraes, SPE "Sand Control Completions for the Development of Albacora Leste Field", 112491-MS, SPE.
 - 27.- N.V. Humphreys, SPE, and L.G. Myers, SPE, Mobil Equatorial "Using Interference Tests During Field Startup To Solve Critical Reservoir Management Issues at the Zafiro Field, Offshore Equatorial Guinea", SPE 39173-PA,1997.
 - 28.- Pemex Exploración y Producción "Reservas de hidrocarburos" al 01 de enero de 2010.

29.- Lesley Nixon, Nancy K. Shepard “Deepwater Gulf of Mexico 2009”, US MMS 2009-16, 2009.

30.- Energy Information Administration “Angola Energy Data, Statistics and Analysis”, January 2010.

31.- Juan Alfredo Ríos Jiménez, Presentación “Perforación y Terminación de aguas profundas”, Octubre de 2009.

31.- Luzbel Napoleón Solórzano, “Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras” primera edición 1996.

32.- Organization of the Petroleum Exporting Countries “ Monthly Oil Market Report”, june 2010, Web site: www.opec.org

33.- Carlos A. Morales Gil “ Deep Water Exploration Estrategy, OTC, 7 de mayo de 2009. Sitio web: www.pemex.com/files/content/deepwater_0905071.pdf

34.- International Energy Agency “ World Energy outlook” , año 2009, sitio web:www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2009/WEO2009_es_english.pdf

Nomenclatura

F_D fuerza de arrastre, lb
 C_D coeficiente de arrastre
 A área sección transversal de la gota, ft^2
 ρ densidad de la fase continua, lb/ft^3
 V_t velocidad de asentamiento de la gota, ft/s
 g constante de aceleración gravitacional, $32.2 \text{ ft}/\text{s}^2$
 ρ_l Densidad del líquido en lbm/ft^3
 ρ_g densidad del gas en lbm/ft^3
 γ densidad relativa del fluido
 D diámetro de la gota en ft
 Re , número de Reynolds
 t tiempo en s
 V volumen en ft^3
 μ viscosidad en cp
 d_m diámetro de la partícula en micras
 μ viscosidad en cp
 d_m diámetro de la partícula en micras
 ρ_g densidad del gas en lbm/ft^3
 Z factor de compresibilidad
 T temperatura en F
 P presión en psi
 q gasto bpd
 HP_h potencia hidráulica en hp
 T_c : temperatura del conductor corregida en °F
 I corriente, Amperes
 T_{sep} temperatura ambiente en el separador, °F
 C_t factor de corrección por temperatura
 L_c longitud del cable
Km kilómetros
ft pies
m metros
b barril
mpcd miles de pies cúbicos diarios
pc pies cúbicos
 R_s relación gas disuelto-aceite, ft^3/b
bpd, barriles por día
bpce barriles de petróleo crudo equivalente
RGA relación gas-aceite disuelto, ft^3/b