



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO PARA
EL CONTROL DE INCRUSTACIONES SEVERAS EN
REGIONES MARINAS A TRAVÉS DE CONSORCIOS EN
ASEGURAMIENTO DE FLUJO.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

ABRAHAM MATLA BÁEZ



**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA.
MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA.
NOVIEMBRE 2014**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Introducción.....	4
Resumen.....	7
Abstract.....	7
Capítulo 1.Generalidades.....	8
1.1. Conceptos básicos.....	8
1.1.2. Instalaciones de producción submarina.....	9
1.1.3. Proceso de producción submarina.....	11
1.1.4. Consideraciones para el diseño y selección del sistema de producción submarina.....	12
1.1.5. Estructuras de superficie.....	17
1.1.6. Sistemas flotantes de producción.....	22
1.1.7. Arquitectura submarina.....	29
1.2. Concepto de aseguramiento de flujo.....	40
Capítulo 2. Aseguramiento de flujo en regiones marinas.....	43
2.1 Metodología de análisis.....	48
2.2 Caracterización de fluidos.....	51
2.2.1. Toma de muestras de fluido.....	53
2.2.2 Análisis PVT.....	53
2.2.3. Análisis específicos aplicados al aseguramiento de flujo.....	54
2.2.4. Caracterización de fluidos.....	54
2.2.5. Problemas inherentes al aseguramiento de flujo.....	55
2.2.6. Formación de hidratos.....	57
2.2.7. Estrategias para la prevención y solución de problemas con hidratos.....	58
2.2.8. Incrustaciones orgánicas.....	60
2.2.8.1. Asfaltenos.....	60
2.2.8.2. Parafinas.....	61
2.2.9. Incrustaciones inorgánicas.....	64
2.2.9.1 Origen y formación de las incrustaciones.....	66
2.2.9.2. Impacto del agua de formación en la depositación de incrustaciones inorgánicas.....	72
2.2.9.3. Principales incrustaciones inorgánicas.....	74
2.2.9.4 Factores que afectan la precipitación de incrustaciones.....	76
2.2.9.5. Identificación de las incrustaciones.....	78
2.2.9.6. Detección de las incrustaciones.....	82
2.2.9.7. Escenarios más comunes.....	83
2.2.9.8. Eliminación de las incrustaciones.....	86
2.2.9.9. ¿Cómo evitar la formación de incrustaciones?.....	95
2.3. Vigilancia del flujo.....	99
Capítulo 3. Consorcio de investigación y desarrollo tecnológico.....	100
3.1. ¿Qué es tecnología?.....	100
3.2. Proceso tecnológico.....	102
3.3. Etapas de madurez de la tecnología.....	105

3.4. Estrategias tecnológicas.....	108
3.5. Innovación tecnológica.....	108
3.6. El valor económico y social de la ciencia y la tecnología.	111
3.6.1. La investigación científica ¿"Función sustantiva " de las universidades mexicanas?.....	112
3.6.2. La competitividad del país y su posición relativa en la OCDE.....	117
3.6.3. El papel de las sociedades científicas y tecnológicas.	117
3.6.4. Descripción de los componentes y dinámica del sistema de ciencia y tecnología.....	118
3.7. Consorcios de investigación y desarrollo tecnológico.....	119
Capítulo 4. Pruebas tecnológicas con productos inhibidores.	126
4.1. Caso histórico 1: Noruega.....	126
4.1.1. Historia del campo y su desarrollo.....	126
4.1.2. Química del agua y tipos de incrustaciones.....	127
4.1.3. Ciclo de vida del control de incrustaciones del caso Noruega.....	133
4.1.4. Conclusiones del caso Noruega.....	134
4.2. Caso histórico 2: "Na Kika".....	135
4.2.1. Descripción del campo.....	135
4.2.2. Descripción del sistema de producción.....	137
4.2.3. Aplicación del aseguramiento de flujo en el campo Na Kika.....	138
4.2.4. Tecnologías en la aplicación del aseguramiento de flujo en el campo Na Kika.....	143
4.3. Caso histórico 3: "The King".....	147
4.3.1. Descripción del campo.....	147
4.3.2. Descripción del sistema de producción.....	148
4.3.3. Aplicación del aseguramiento de flujo en el campo "The King".....	149
4.3.4. Estrategias para el aseguramiento de flujo en el campo "The King".....	152
4.3.5. Tecnologías en la aplicación del aseguramiento de flujo en el campo "The King".....	152
4.4. Aplicación de soluciones en aseguramiento de flujo en Catarell.....	154
4.4.1. Caso 4. Campo Sihill.....	155
Conclusiones.....	161
Recomendaciones.....	164
Bibliografía.....	166
Lista de figuras y tablas.....	169

Introducción.

La industria petrolera en México ha sido, es y será un motor de desarrollo para la economía nacional, proveedora de cantidades enormes de fuentes de trabajo y sustento de millones de personas en el país. A continuación se describen brevemente los capítulos que conforman este trabajo titulado “Investigación y desarrollo tecnológico para el control de incrustaciones severas en regiones marinas a través de consorcios en aseguramiento de flujo”; Se persigue como objetivo principal el conocimiento de principios básicos de ingeniería de producción submarina, haciendo énfasis en regiones productivas en aguas profundas. Tema central de este trabajo es igualmente la solución para el control de incrustaciones severas en regiones marinas mediante la comprensión de conceptos tecnológicos, además de la inclusión del quehacer diario de los consorcios de investigación y desarrollo tecnológico y su beneficio para la industria petrolera.

La actualidad de la industria petrolera internacional hace necesario conocer y enfrentar nuevos retos en la industria petrolera nacional, retos que nos resultaban desconocidos o no se consideraban necesarios de afrontar, sin embargo, en el actual entorno globalizado, es imperativo competir y desarrollar al máximo las capacidades técnicas del personal con la finalidad de obtener mejores dividendos en la industria petrolera nacional.

Encarando y complementando los nuevos tiempos en los que se encuentra nuestro país, es de suma importancia empezar a diversificar nuestra visión y forma de producir hidrocarburos, es decir, siendo más explícitos es momento de conocer y explotar los campos en aguas profundas con los que cuenta el territorio nacional.

Uno de los puntos neurálgicos y vitales en este trabajo es el concepto de desarrollo tecnológico por parte de consorcios internacionales, es decir, a través de instituciones ajenas al estado y a las paraestatales que generen tecnología útil y aplicable a la mejora de los procesos productivos de nuestra industria petrolera; Para diversificar y mejorar las formas en las que producimos hidrocarburos es fundamental el desarrollo de tecnología, en este trabajo se liga el desarrollo de tecnología y su aplicación en la ingeniería de producción, en específico, en la ingeniería de producción en regiones de aguas profundas.

Para dar comienzo con la descripción de cada capítulo del presente trabajo, se empiezan describiendo los conceptos fundamentales de la ingeniería de producción submarina en el capítulo titulado “Generalidades”(capítulo I) y se tratan diferentes tópicos que definen a la disciplina de aseguramiento de flujo, estos son fundamentales para establecer premisas y bases para el correcto desarrollo y comprensión del presente trabajo.

La disciplina de aseguramiento del flujo es uno de los temas centrales en la definición de la arquitectura e ingeniería de transporte y proceso de los sistemas de producción petrolera. La expresión “Aseguramiento del Flujo” fue originalmente usada por ingenieros en Brasil hacia la década de los 90's como 'garantía de flujo', lo cual se traduce en forma literal como: “garantizar el flujo”.

En ese entonces, básicamente significaba, el cubrir los aspectos de termo-hidráulica y fisicoquímica de los sistemas de producción, que les permitiera hacer producir yacimientos de aceite pesado en aguas profundas.

La especialidad o disciplina de aseguramiento de flujo ha madurado y actualmente implica una mayor definición de actividades, las cuales incluyen la planeación, desarrollo, implantación, mantenimiento y operación de tecnologías y estrategias para asegurar que el fluido sea producido efectivamente, transportado y procesado en los sistemas petroleros en forma segura y dentro de normas y estándares ambientales.

De esta forma el concepto llevado a disciplina de aseguramiento de flujo conlleva a la realización de una serie de actividades con la finalidad de mantener un flujo constante así como garantizar la producción de hidrocarburos en superficie.

Existen diferentes dificultades técnicas y operativas para la obtención del objetivo en el aseguramiento de flujo, las circunstancias técnicas y operativas de los yacimientos y campos que se encuentran en México hacen cada vez más complicado el quehacer diario de la ingeniería de producción, es por esto que en el presente trabajo se expondrán algunas soluciones con la finalidad de conseguir una producción ininterrumpida.

Posteriormente se da paso y se adentra totalmente en conceptos aplicados al aseguramiento de flujo y la prevención y solución de uno de sus principales riesgos, la formación de incrustaciones (capítulo 2).

Es importante mencionar que la inhibición de incrustaciones inorgánicas (acumulación de sedimentos minerales) constituye uno de los retos más importantes que afrontan los ingenieros de producción.

Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, revestidores, tuberías de producción, válvulas, bombas y equipos de terminación de pozos, de manera que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos.

Se continua explicando el planteamiento de ideas innovadoras que se trabajan en un consorcio de investigación y desarrollo tecnológico, cuyo objetivo es constituir un recurso para dar solución a problemas específicos en la ingeniería petrolera. Se presenta un caso en este trabajo de un consorcio de investigación y desarrollo tecnológico que tiene como finalidad el estudio de los fenómenos asociados al aseguramiento de flujo y la restricción de precipitados al fondo del pozo (capítulo 3).

Para finalizar (capítulo 4) se describen casos reales de uso de técnicas inhibitoras de incrustaciones, además de soluciones tecnológicas con la aplicación de la disciplina de aseguramiento de flujo y se ejemplifica como las incrustaciones afectan de manera directa a la ingeniería de producción, se describe un caso real en una de las mayores áreas de importancia petrolera (mar del norte), dos ejemplos en aguas profundas del Golfo de México y se cierra con un ejemplo real (campo Sihill) que hace uso de la aplicación de recursos tecnológicos propuestos por el consorcio de investigación y desarrollo tecnológico tratado en el capítulo 3.

Resumen.

Dado el futuro agotamiento de las reservas petroleras probadas mexicanas, la reclasificación de reservas probables y la necesidad de incrementar las reservas energéticas nacionales, se hace prioritario realizar trabajos de exploración petrolera y aplicar las nuevas tecnologías en el desarrollo de campos petroleros donde se debe considerar a la disciplina de aseguramiento de flujo como un factor importante. En el trabajo que se presenta a continuación se define una alternativa factible en el contexto nacional para el aseguramiento de la producción de hidrocarburos en campos mexicanos localizados sobre la región marina de México y campos en aguas profundas del Golfo de México, haciendo uso de la tecnología y soluciones desarrolladas por consorcios de investigación y desarrollo tecnológico como una alternativa técnica y económicamente viable, cuyo objetivo es el estudio de los fenómenos asociados al aseguramiento de flujo.

Abstract.

In Mexico, the future proved reserves depletion, the probable reserves disqualification and the need for increasing the national energy reserves are relevant themes. It becomes mandatory to use a method that can guarantee the inflow of oil and gas to the surface, to face these issues new technology is being developed by consortiums based at different universities around the world, the main objective of the consortium explained in this case is the flow assurance and the inhibition of scales that can be a problem for the entire production system in the marine region of México.

Capítulo 1. Generalidades.

El contexto de la industria petrolera actual exige afrontar nuevos retos, retos desde el punto de vista técnicos más avanzados, yacimientos con una complejidad totalmente diferente a la usual, donde las técnicas tradicionales de perforación y producción no tienen más vigencia, es por esto que se rompen paradigmas y se piensa en desarrollar más y mejor tecnología con la finalidad de desarrollar y explotar nuevos campos petroleros. Más allá de ser una limitante los yacimientos en aguas profundas de las regiones marinas de México constituyen un reto para la ingeniería actual, la ingeniería de producción tiene la finalidad de asegurar una producción ininterrumpida incluso en este tipo de campos, en la actualidad se han realizado una gran cantidad de estudios con el fin de desarrollar el vasto potencial de México en aguas profundas, se definen a continuación de manera clara y precisa los conceptos que forman parte de la disciplina de aseguramiento de flujo, que bien aplicada, puede garantizar la producción de hidrocarburos en cualquier parte del mundo y en cualquier yacimiento explotado, en este trabajo se enfocará y delimitará a la región en aguas profundas del Golfo de México, sus principales campos y los principales problemas que estos enfrentan tomando como objetivo principal la producción ininterrumpida de hidrocarburos.

Antes de comenzar a definir a la disciplina de aseguramiento de flujo es conveniente conocer conceptos básicos de la ingeniería de producción y por supuesto con la ingeniería de producción submarina, con la finalidad de tener un acervo en producción más amplio, entender las causas y posteriormente proponer soluciones adecuadas y eficaces a cualquier problema en la ingeniería de producción, así como facilitar el entendimiento de la disciplina de aseguramiento de flujo en su totalidad.

1.1. Conceptos básicos.

Se explican a continuación diferentes conceptos para facilitar la comprensión del trabajo presente.

- Sistema integral de producción. Un sistema integral de producción es el conjunto de elementos que transportan los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, enviándoles a las instalaciones de almacenamiento y comercialización. (Garaicochea, P.F, 1985).

- Componentes básicos del sistema integral de producción.
- ✓ Yacimiento: Porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema conectado hidráulicamente.
- ✓ Pozo: Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento y en el cual se instalan tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados desde el yacimiento hasta la superficie.
- ✓ Tubería de descarga: Conducto de acero cuya finalidad es transportar la mezcla de hidrocarburos y agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación.
- ✓ Estrangulador: Aditamento instalado en pozos productores para establecer una restricción al flujo de fluidos y así obtener el gasto deseado.
- ✓ Separadores: Son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite, gas y agua que proviene del pozo; pueden ser verticales, horizontales o esféricos.
- ✓ Tanques de almacenamiento: Son recipientes metálicos de gran capacidad para almacenar la producción de hidrocarburos; pueden ser instalados en tierra firme o pueden ser buque-tanques, ambos con capacidades de 100 mil a 500 mil barriles. (Gómez Cabrera José Ángel, 2009).

1.1.2. Instalaciones de producción submarina.

Una instalación de producción submarina se puede definir como el conjunto de elementos que permite conducir los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie. (Lindsey Curran, 2004.)

Los sistemas de producción submarina han sufrido a través de los años cambios importantes que mejoran la eficiencia y permiten la producción segura y rentable de un campo en tirantes de agua mayores a los 500 metros.

La selección e instalación del sistema de producción submarina requiere cuidados especiales ya que el costo que representa una intervención o reparación de estos componentes puede afectar la rentabilidad del proyecto.

Todos los equipos después de su diseño son sometidos a pruebas que confirmen su buen funcionamiento, deben soportar la más alta presión de operación o de prueba para determinar su confiabilidad en operación, las nuevas tecnologías son esenciales para lograr disminuir los riesgos operacionales a lo largo de la vida de un pozo, debido a los cambios que experimentan los elementos del sistema de producción suelen efectuarse operaciones de acondicionamiento, las cuales

deben minimizarse.

Los problemas pueden provocar daños en la formación, pérdidas de producción de hidrocarburos y riesgos relacionados con el medio ambiente.

En el caso de las regiones marinas el sistema integral de producción consta básicamente de los mismos elementos que en las instalaciones en tierra, sin embargo, a continuación se describen algunas partes que conforman el SIP (sistema integral de producción) costa afuera que varían con las instalaciones en tierra. La tecnología clave de explotación o infraestructura de producción puede clasificarse en sistemas de producción en función del tirante de agua.

Se detalla más acerca de las instalaciones de producción submarina y el proceso de producción en aguas profundas.

Cada sistema de explotación depende de diferentes componentes clave de producción tecnológicamente avanzados; siendo cuatro los de mayor relevancia.

- ✓ Cabezas de pozos submarinos: Equipo conectado a la cabeza de un pozo submarino, utilizado para aislar o controlar la producción y proveer acceso para reacondicionamiento y tratamiento del pozo.
- ✓ Múltiples submarinos. Elemento que permite la recolección y transporte de hidrocarburos; así como la medición y supervisión de presiones y temperaturas.
- ✓ Sistemas de control submarinos. Se conforman de elementos de seguridad como válvulas, actuadores, unidades de energía hidráulica o eléctrica; así como de umbilicales, los cuales permiten realizar paros y arranques de la producción.
- ✓ Ductos, líneas de flujo y tuberías de conexión submarinas. Este rubro lo constituyen el conjunto de tuberías (oleoductos, gasoductos y tuberías de producción ascendentes) que permite el transporte de hidrocarburos en una o varias fases de la cabeza del pozo hacia la instalación marina y finalmente al punto de venta.

1.1.3. Proceso de producción submarina.

El proceso inicia al dirigir los fluidos producidos en el yacimiento hacia el cabezal del pozo, en la etapa de diseño puede considerarse la opción de instalar bombas electrocentrifugas sumergibles por si el pozo requiere de un sistema que suministre energía adicional a los fluidos producidos (en el caso de instalarse se realiza en la etapa de terminación del pozo), ya que estos deben llegar al árbol de producción submarino, en el cual se realiza el control de la presión y administra la inyección de químicos que suelen ocuparse para tratar los fluidos del yacimiento o para el mantenimiento de los equipos submarinos que componen el sistema a través de válvulas.

Después a través de líneas de flujo se transporta los fluidos producidos del árbol de producción a un equipo nombrado manifold conocido también como colector o múltiple, que recibe y distribuye tanto los fluidos producidos como los fluidos que se inyectan para mejorar las condiciones del flujo, el manifold juega un papel clave en el proceso para llevar los hidrocarburos a la superficie.

La producción de cada pozo es procesada a través de un medidor de flujo multifásico instalado en el manifold, también en esta etapa del proceso si la presión no es suficiente para seguir transportando los fluidos puede requerirse el uso de una bomba submarina localizada a la salida del manifold que impulse los fluidos del yacimiento a los risers.

El riser es el medio por el cual existe comunicación entre las instalaciones superficiales y las submarinas, a través de ellos la producción logra llegar a superficie para ser almacenada.

En el sistema de producción submarino (figura 1.1) se requiere el uso de líneas umbilicales que permiten conectar la plataforma con cada cabezal de pozo y al manifold a través de ramificaciones, son importantes ya que a través de ellas se suministra la energía eléctrica e hidráulica para realizar las funciones de control de producción de cada pozo y proveen los productos químicos que son utilizados para inhibir la formación de obstrucciones en la corriente de producción, estas líneas transmiten la comunicación bidireccional e instrucciones de control entre la plataforma, el cabezal de producción y los dispositivo del fondo de pozo. (Petrobras/CENPES, 2009).

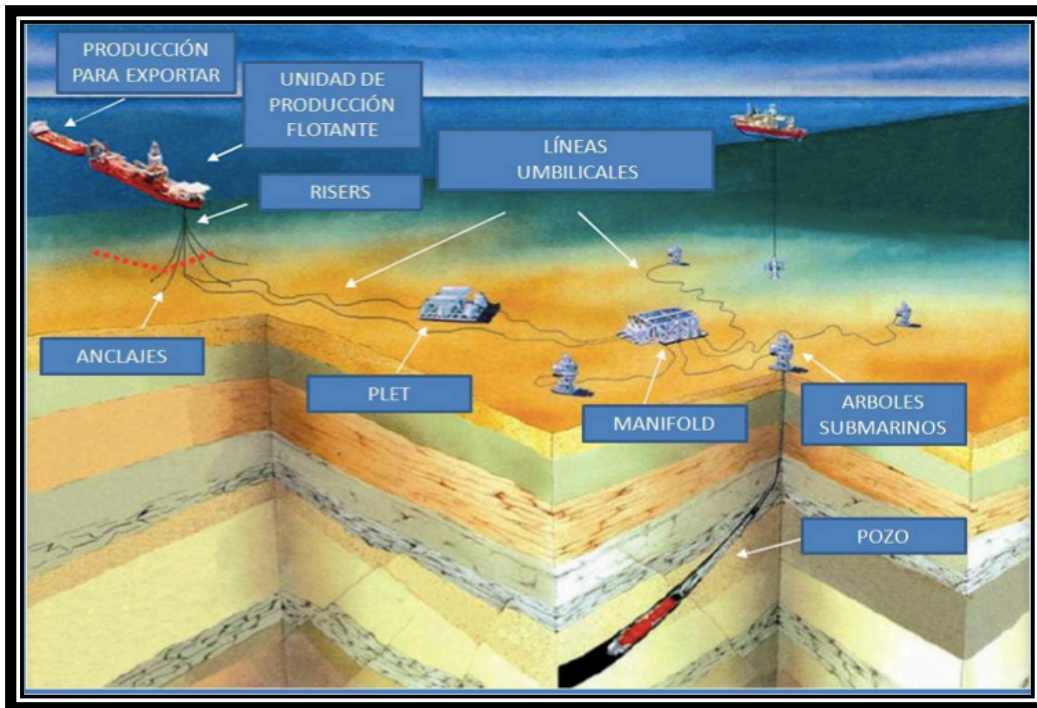


Figura 1.1. Instalación de producción submarina en aguas profundas.
(Modificada de: Petrobras/CENPES, 2009.)

1.1.4. Consideraciones para el diseño y selección del sistema de producción submarina.

La selección del sistema de producción submarino debe considerar ciertos factores que son importantes para determinar si es el más adecuado (Cortés, A; 2005) algunos de estos factores son:

- ✓ Condiciones físico ambientales como son la presión, temperatura, viento, corrientes marítimas, oleaje y mareas.
- ✓ El tirante de agua.
- ✓ La localización del yacimiento, sus límites y condiciones del suelo marino.
- ✓ Infraestructura con la que se cuenta.
- ✓ Los costos que implica el diseño, fabricación y mantenimiento del sistema.
- ✓ Tipo de estructura que tiene el yacimiento, densidad del aceite, si se manejan gases, cantidad de agua y sólidos.
- ✓ Espacio en el fondo marino y batimetría.
- ✓ Tiempo que se requiere para el diseño, fabricación e instalación del sistema.
- ✓ Control del mantenimiento que requiere el sistema de producción.

- ✓ Volumen de fluidos que se va a producir y a que gasto.
 - ✓ Número de pozos a producir, el tipo de pozos, la ubicación y vida productiva que se estima de estos.
 - ✓ Arreglo de los pozos.
 - ✓ La conducción de los fluidos que se van a transportar.
 - ✓ Arquitectura del campo.
 - ✓ Materiales con los que se dispone para fabricar los equipos.
- Consideraciones físico-ambientales.

Los factores que afectan a las instalaciones son:

- ✓ El viento: es el desplazamiento del aire que se genera en zonas de alta presión a zonas de baja presión, el viento es importante ya que puede formar huracanes a través de los denominados vientos alisios. El viento se mide a través de registradores llamados anemómetros que disponen de dos sensores, uno para medir la velocidad y otro mide la dirección del viento, las mediciones se registran en anemógrafos.
- ✓ Corrientes marinas: Las corrientes marinas son movimientos de transferencia de masa de agua continuos o permanentes dependiendo de la zona, se originan por la diferencia de densidad del agua. Una corriente marina puede afectar las operaciones de producción, desconectar los sistemas de anclaje, colapso en risers, daños a líneas umbilicales y tensionar las líneas de flujo.
- ✓ Presión: La presión es otro factor muy importante ya que en el diseño del sistema de producción submarino debe considerarse los efectos que pueden causar al ser sometidos a presiones elevadas, en el medio marino la presión aumenta 14.696 [psi] por cada 10 metros de profundidad, la presión además interfiere en los factores de temperatura y salinidad.
- ✓ Temperatura: La temperatura es uno de los factores fundamentales que se estudia, repercute directamente en el funcionamiento del sistema de producción, en especial la temperatura es analizada para el aseguramiento de flujo. La temperatura promedio en aguas de superficie de océanos es de aproximadamente 62 [°F], mientras en las profundidades de los océanos la temperatura oscila entre los 32 y 39[°F], las mediciones de las temperaturas se llevan a cabo mediante termómetros que se colocan en boyas, estas se deben hundir hasta los 2,000 metros por debajo de la superficie y se mantienen durante un tiempo aproximado de 10 días, para luego llevarlas de vuelta hacia la superficie con lo que continuamente puede medirse la temperatura y salinidad.

- ✓ La información se envía a un satélite para que los especialistas dispongan de esta información en tiempo real. Para profundidades mayores a los 2,000 metros se utilizan instrumentos que se sumergen desde un barco o plataforma.
 - ✓ Densidad: La densidad en las masas de agua de océanos está en función de; profundidad, salinidad y temperatura, los cambios de la densidad resultan a partir de procesos como la evaporación o calentamiento que ocurre en la superficie del mar.
 - ✓ Mareas y oleaje: un sistema de producción en aguas profundas debe lograr posicionarse adecuadamente, para evitar movimientos ascendentes, descendentes y bogeo que sean causados por las mareas y el oleaje. Las condiciones extremas de oleaje y mareas pueden poner en peligro la integridad del sistema, la pérdida de alguna línea de anclaje y causar que el posicionamiento del sistema falle.
- Consideraciones de condiciones geográficas.

El ambiente en aguas profundas presenta condiciones topográficas y consistencia del suelo marino que a veces por muy duro o por muy blando, dificulta la construcción de cimientos o realizar el anclaje (Uribe, José; 2004).

Las condiciones geográficas del terreno, permiten en ocasiones anclar o fijar plataformas en lugares donde el tirante de agua es menor y así planear la configuración de los pozos de tal manera que resulte más accesible la instalación del equipo (Ver figura 1.2).

Se realizan innumerables estudios geofísicos y geológicos para conocer la estructura sobre la cual se va a realizar el anclaje de la plataforma o unidad de producción flotante, el sistema integral de producción submarino depende de este, ya que el área puede presentar obstáculos para determinar si el espacio no es adecuado para su instalación.

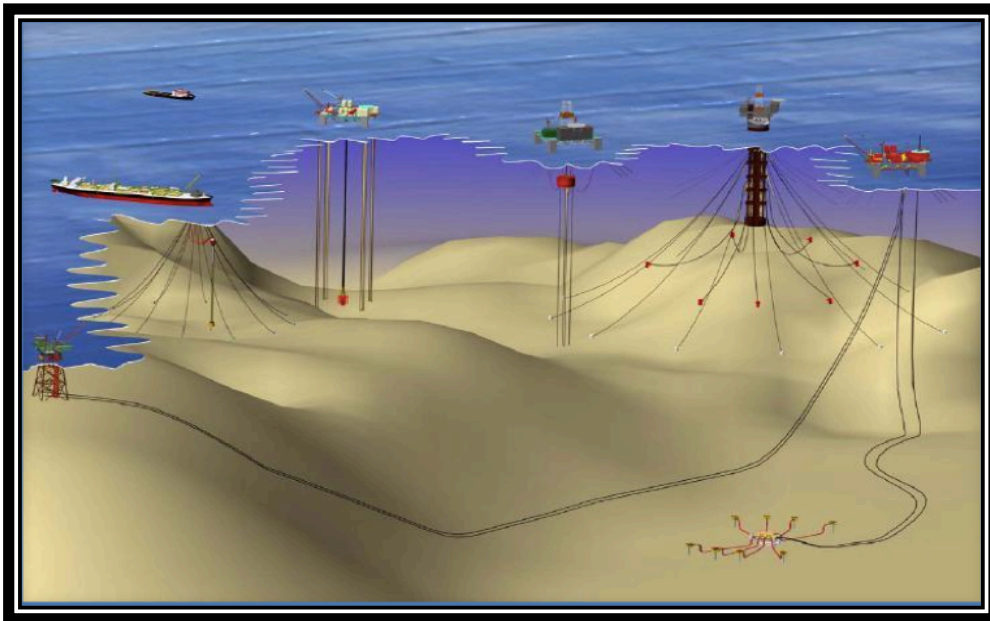


Figura 1.2. Anclajes de acuerdo a las condiciones topográficas y del suelo marino. (Lindsey-Curran, 2004).

- Consideraciones por tirante de agua.

El tirante de agua representa el mayor desafío para la producción submarina, para explotar yacimientos en aguas profundas los operadores deben perforar y terminar los pozos en tirantes de agua que oscilan entre 500 y 1500 metros.

Debido a las condiciones en estos campos el desafío y el costo que implica perforar en áreas de aguas profundas a menudo dictamina la cantidad mínima de pozos para el desarrollo de un yacimiento, los tirantes de agua también determinarán que la mayor parte de los pozos sean terminados como pozos submarinos con los cabezales y el equipo de control de la producción instalada en el lecho marino (ver figura 1.3).

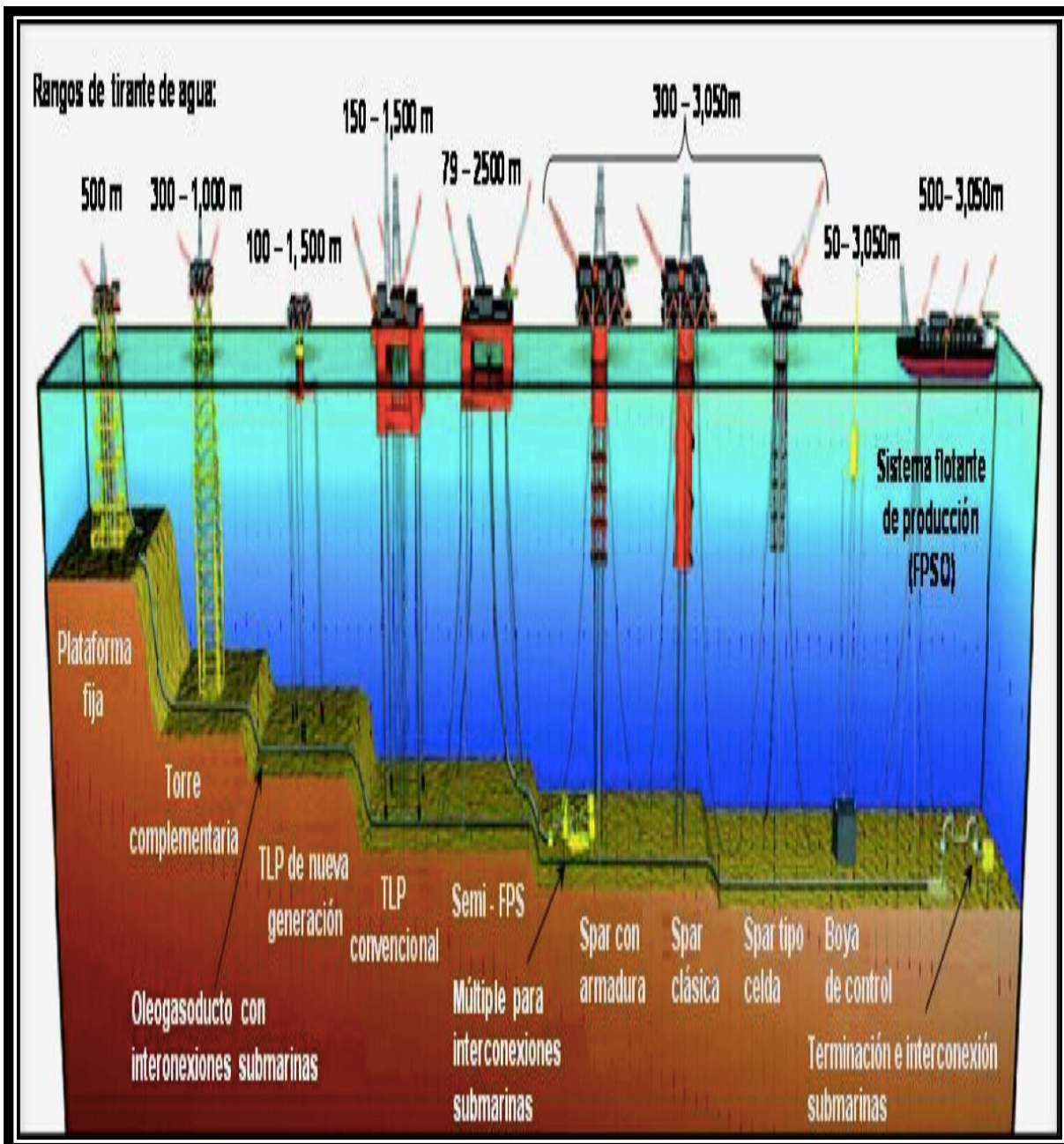


Figura 1.3. Diferentes tipos de sistemas de producción para explotación de hidrocarburos en diferentes tirantes de agua. (Modificada de Offshore Magazine Maps, 2005).

1.1.5. Estructuras de superficie.

Las estructuras de superficie permiten procesar y almacenar el hidrocarburo ya que en la superficie es donde se instala una planta de procesamiento para separar y tratar los fluidos producidos por los pozos y el aceite almacenarse en tanques para su transporte. (Rodríguez, J; 2008).

Suelen ocuparse las siguientes estructuras (ver figura 1.4): plataformas de cables tensados, embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO por sus siglas en inglés), spars, plataformas semisumergibles, o incluso instalaciones de procesamiento con base en tierra.

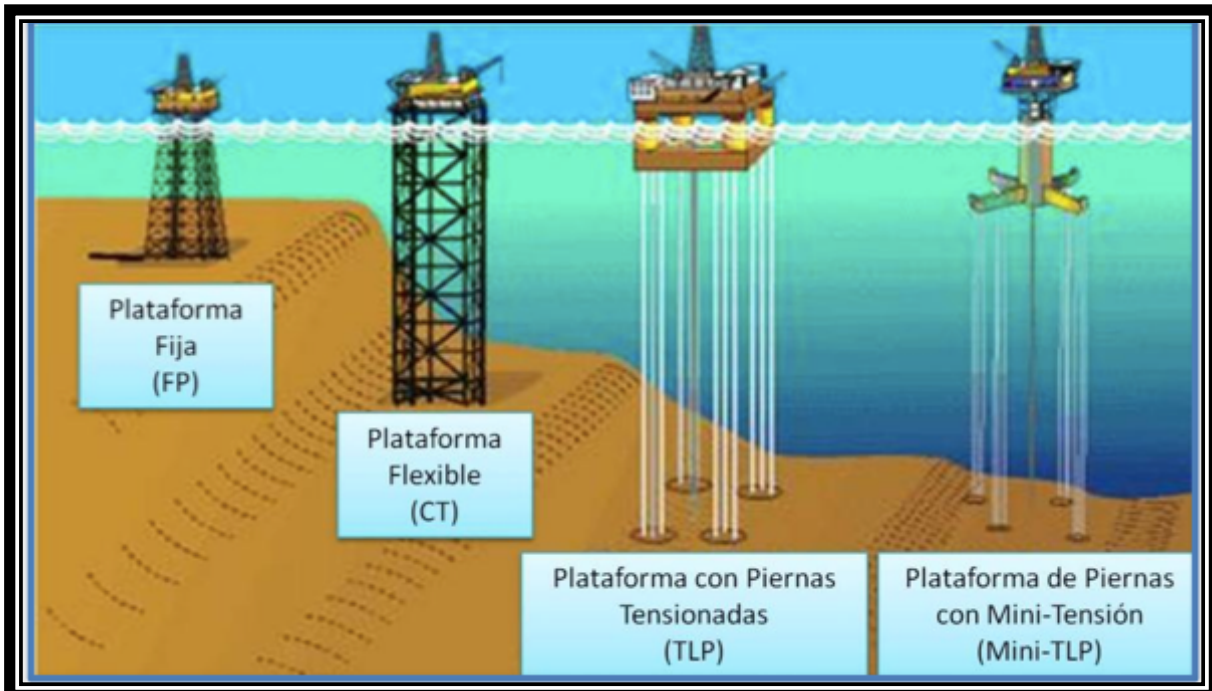


Figura 1.4. Estructuras apoyadas o ancladas verticalmente en el lecho marino. (Rodríguez, J; 2008).

A continuación se describen las principales estructuras utilizadas.

✓ Plataforma fija.

Este tipo de plataformas se utilizan frecuentemente en explotación de campos en aguas someras con tirantes de agua hasta de 200 metros. Las plataformas fijas se componen de un jacket, la cubierta, los pilotes y los conductores o risers. (Petrobras, 2009.)

Una plataforma fija (ver figura 1.5) permite alojar en su cubierta el equipo de perforación y producción así como es económicamente factible para la instalación de tirantes de hasta 500 metros.

Dentro de los elementos superficiales se encuentran, las instalaciones para los trabajadores, la torre de perforación, talleres y los generadores de energía.

Los soportes son estructuras tubulares que como su nombre lo dice dan soporte a la plataforma.

Los pilotes son tubos de acero especiales que sirven para fijar la plataforma en el fondo marino.

Entre las plataformas fijas se encuentran: plataformas de concreto y plataformas con torre completa, que pueden ser fijadas a tirantes de agua hasta los 500 metros pero son más costosas y por ello no se instalan comúnmente.

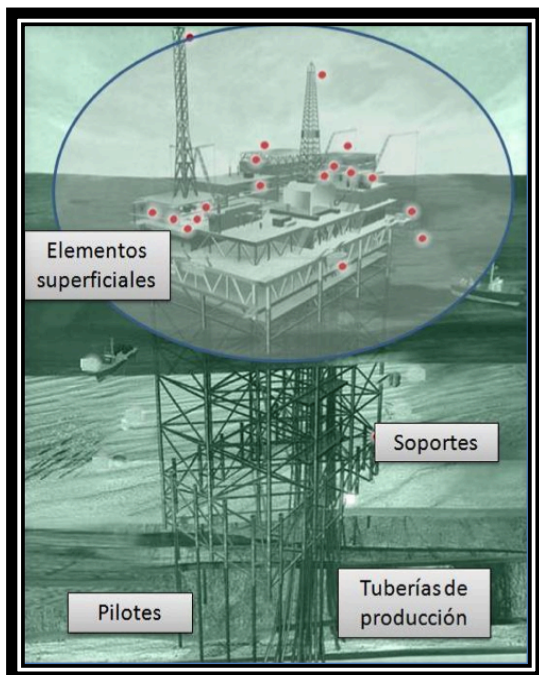


Figura 1.5. Elementos de una plataforma fija. (Petrobras, 2009).

✓ Plataforma flexible.

Este tipo de plataforma también es denominada como plataforma fija, consta de una estructura flexible y una base de apoyo, su cubierta permite contar con el equipo de perforación y producción (Ver figura 1.6).

La plataforma cuenta con un diseño para soportar importantes desviaciones laterales causadas por la fuerza del oleaje, se utilizan en tirantes de agua que van desde los 450 y 900 metros.

El sistema con el que cuenta una plataforma flexible permite absorber la presión ejercida por el viento y el mar, es lo suficientemente fuerte para resistir condiciones ambientales provocadas por huracanes.

Otra definición de plataforma flexible (Compilant tower- CT) consiste de una flecha o eje, una torre flexible y una estructura fundida en la que se apoya una cubierta convencional para las operaciones de perforación y de producción. Similar a la plataforma fija, la torre flexible soporta grandes fuerzas cambiantes debido a las corrientes oceánicas, y se utiliza generalmente en profundidades de agua desde los 450 metros. (SENER, 2006).

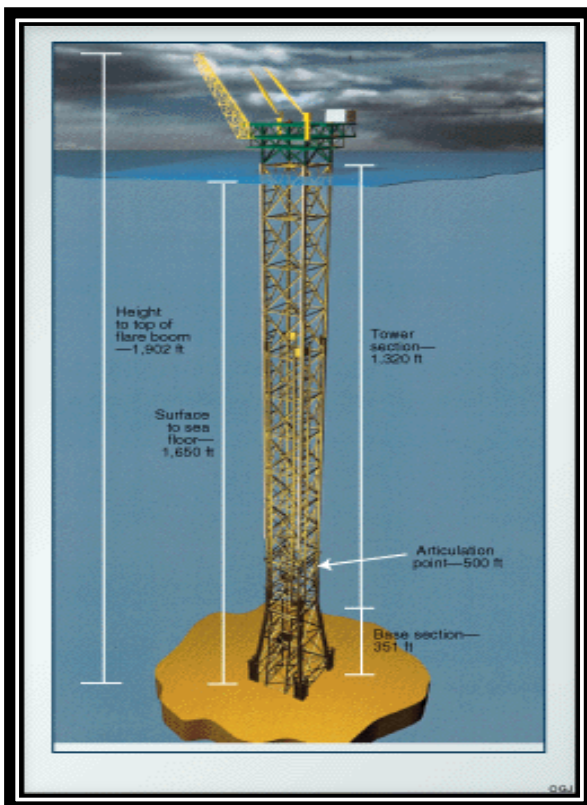


Figura 1.6. Plataforma Flexible.

Elementos:

-Tower section (sección de torre).

-Articulation point (punto de articulación).

-Base section (sección de la base).

-Height to top of flare boom (distancia desde la sección de la base hasta el punto más alto de la plataforma).

-Surface to sea floor (distancia desde el suelo marino hasta la superficie marina).

(Modificada de: OGJ.com; 2010).

✓ Plataforma con piernas tensionadas.

Una plataforma de piernas tensadas mejor conocida como TLP por sus siglas en ingles, es una estructura flotante sujeta a tensores verticales, que se encuentran conectados y cimentados a una base en el lecho marino a través de pilotes (Ver figura 1.7).

Los tensores prevén una amplia gama de movimientos, soportan el peso de la plataforma y los movimientos laterales provocados por el oleaje y corrientes marítimas, estos tensores son un grupo de tendones conocidos como pierna tensora.

Este tipo de equipo es requerido en actividades de perforación y explotación de campos con tirantes de aguas profundas, la TLP más grande que ha resultado exitosa se instalo en un tirante de agua de 1,400 metros en el Golfo de México para el campo Magnolia. (Rodríguez, N.J; 2008).



Figura 1.7. Plataforma con piernas tensionadas. (Rodríguez, N.J; 2009).

✓ Plataforma de piernas con mini tensión.

Este tipo de plataformas trabajan bajo el mismo sistema que una TLP solo que es considerada como una plataforma de bajo costo y se utiliza en zonas con tirantes de agua menores. La mini-TLP puede ser instalada en profundidades hasta de 1,400 metros y ser usada como una plataforma satélite o plataforma temprana de producción para campos que han sido descubiertos en tirantes de agua más profundos. (Ver figura 1.8)

Como se menciona antes este tipo de plataformas acepta desplazamientos provocados por condiciones físico ambientales, solo que los desplazamientos verticales afectan en mayor medida el equipo submarino como son las conexiones o válvulas que sufren consecuencias más graves con estos movimientos y pueden ser extraídas del equipo. (Rodríguez, N.J; 2008).

La primera mini-TLP en el mundo fue instalada en el Golfo de México en 1998.

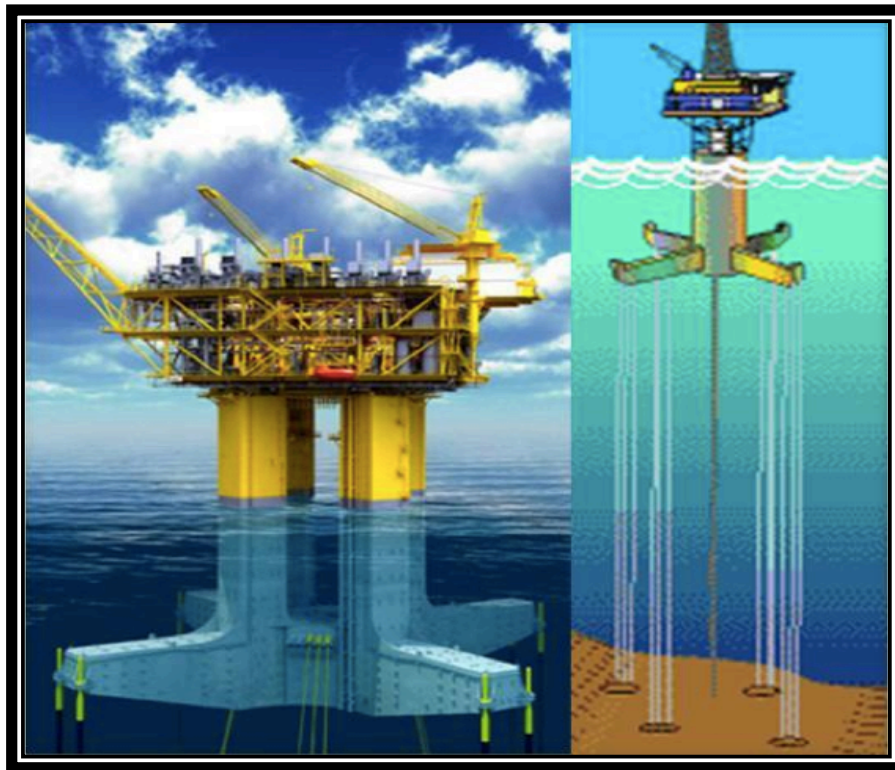


Figura 1.8. Plataforma de piernas tensionadas TLP.
(Rodríguez, N.J; 2008).

1.1.6. Sistemas flotantes de producción.

Un sistema flotante de producción consiste en una unidad semisumergible que permite alojar el equipo de perforación y producción. Se ancla con el sistema convencional por medio de cadenas suspendidas en sus extremos y pueden ser colocados usando flotadores que rotan. (Rodríguez, N.J; 2008).

Este sistema cuenta con estructuras capaces de mantener estabilidad en ambientes costa afuera y soporta un amplio rango de cargas que pueden requerirse en superficie. Una FPS conocida así por sus siglas en ingles se puede utilizar en tirantes de agua a partir de 450 a 1800 metros. (Ver figura 1.9).

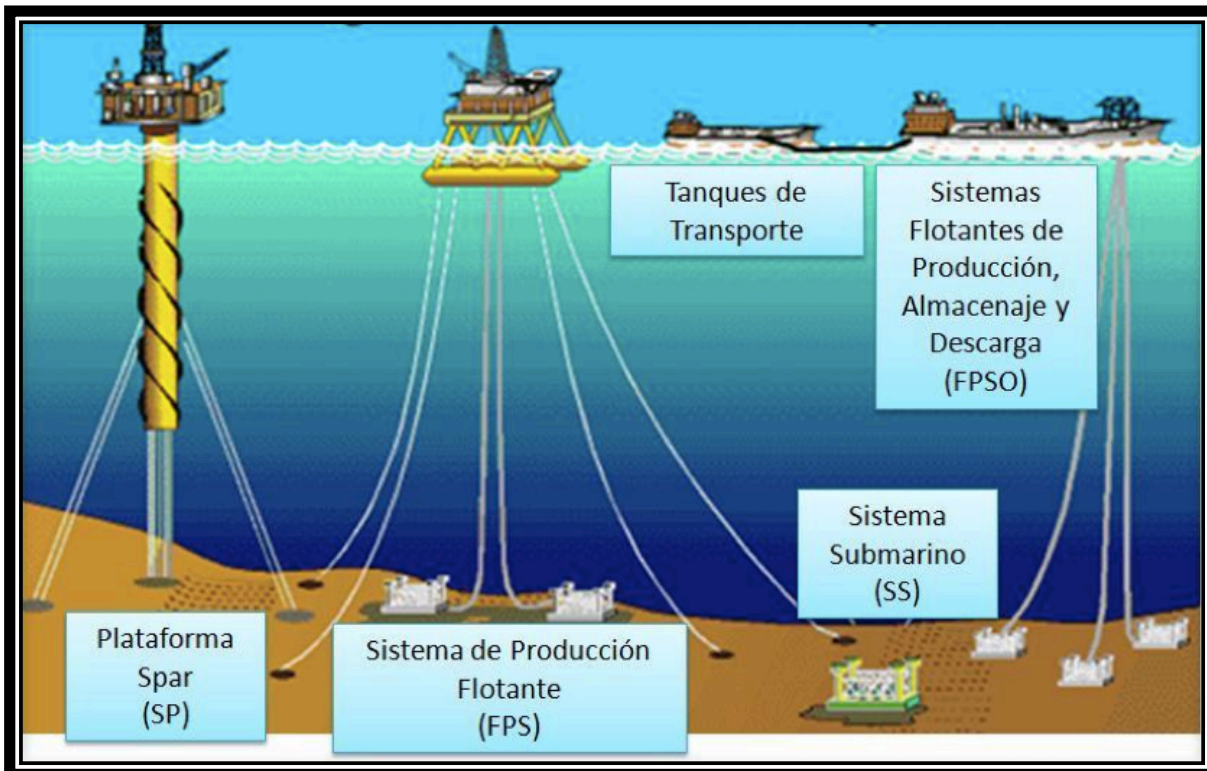


Figura 1.9. Sistemas flotantes de producción. (Rodríguez, N.J; 2008).

A continuación se describen los principales sistemas flotantes de producción.

- Plataforma Spar.

Una plataforma spar está constituida por un solo cilindro vertical de diámetro muy grande que permite apoyar una cubierta superficial donde se instala el equipo de perforación y producción. El sistema de anclaje de esta plataforma cuenta con líneas de tensión aproximadamente entre 6 y 20 líneas que están sujetas al fondo marino.

La plataforma spar se utiliza en tirantes de agua hasta de 900 metros aunque se ha desarrollado nueva tecnología que permite a estas plataformas llegar hasta los 3,000 metros para ser instaladas en campos de aguas ultraprofundas.

Cuenta con un mecanismo de control de movimiento y un centro de gravedad positivo para asegurar su estabilidad, este centro de gravedad incluso permite que si el sistema no está anclado la estructura no pueda voltearse.

El tipo de estructura está diseñado para soportar los movimientos de oleaje mitigando así los impactos que se ejercen sobre el sistema de amarre y el riser.

Existen tres tipos de plataformas spar (ver figura 1.10):

- Spar clásica: está constituida como se explicó previamente por un cilindro vertical.
- Truss spar: esta plataforma se desarrolló para instalarse en tirantes de agua mayores a los 900 metros, en el nuevo diseño de esta estructura se reemplazó la porción inferior cilíndrica con una estructura de amarres cuadrangulares abiertos reduciendo de esta manera el tamaño y el costo de la estructura.
- Cell spar: la tercera generación de estos sistemas flotantes de producción, ofrece una mayor facilidad y flexibilidad para su construcción haciendo que el diseño tenga mayor eficiencia y menores costos. Este tipo de spar está conformada por siete tubos huecos, cada uno con un diámetro aproximado de 8.22 metros para proporcionar estabilidad.

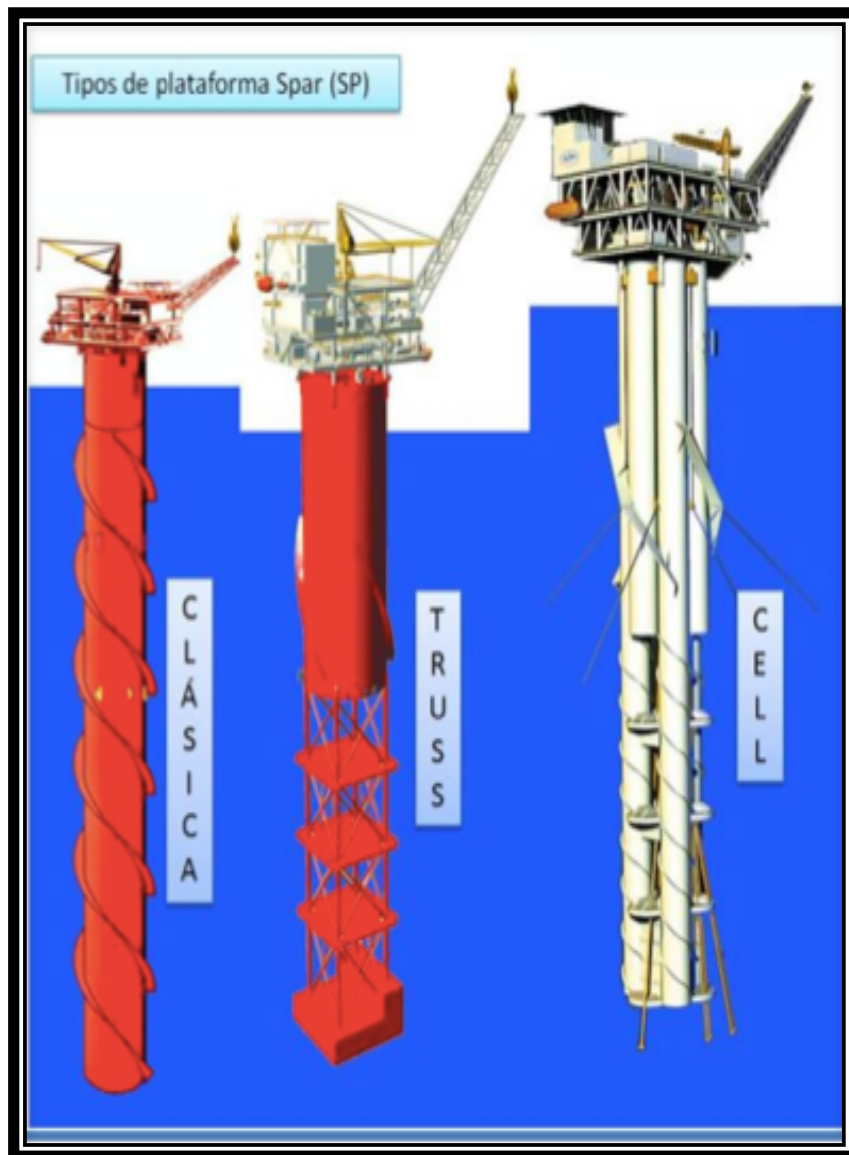


Figura 1.10. Tipos de plataformas SPAR. (Modificada de: globalsecurity.org; 2010)

- Sistemas flotantes de producción, almacenaje y descarga.

Las zonas para explotar campos en tirantes de aguas profundas no cuentan con la infraestructura para almacenar y transportar el aceite y gas, para este tipo de problemas se diseñaron los sistemas flotantes conocidos como FPSO (ver figura 1.11) , este tipo de sistemas permiten un ahorro ya que no se requieren instalar grandes distancias de tuberías.

El sistema con el que cuenta este equipo funciona como un tanque flotante usado para la recolección y el procesamiento de los fluidos extraídos del yacimiento, se encuentra anclada al lecho marino por medio de cables tensores que permiten su posicionamiento, se utiliza en tirantes de agua hasta de 2,400 metros y es considerado como el mejor sistema que proporciona la mayor capacidad de manejo de un campo en tirantes de aguas profundas.

Cuenta con 5 componentes principalmente:

- ✓ Estructura flotante.
- ✓ Sistema de anclaje.
- ✓ Sistema de producción.
- ✓ Sistema de almacenamiento.
- ✓ Sistema de exportación e importación.



Figura 1.11. FPSO Yúum Kák Náab “Señor del mar”. (PEMEX, 2010)

- Riser.

El riser es la estructura que permite la comunicación entre las instalaciones superficiales y las submarinas, este sistema permite transportar los fluidos hasta la superficie.

Para la selección del riser se estudian los siguientes factores:

- ✓ Ambiente.
- ✓ Fluidos producidos.
- ✓ Condiciones de presión y temperatura.
- ✓ Características del yacimiento.
- ✓ Sistema del pozo.
- ✓ Instalación en superficie.
- ✓ Mantenimiento de la instalación.
- ✓ Sistema de exportación.

El riser debe ser diseñado específicamente con análisis de cálculo de cargas, así como se considera la vida de este y las operaciones de mantenimiento que suelen realizarse en el sistema.

Los risers pueden diseñarse de distintas formas, las principales son:

- ✓ Riser flexible: Estos risers se elaboran de alambres de acero y polímeros, son la solución más común para sistemas de producción flotantes y operan bajo condiciones ambientales severas, este tipo de riser son comunes en instalaciones de tirantes de aguas profundas debido a que soportan las condiciones, se elaboran en una serie de capas que son fabricadas una por una pero diseñadas para trabajar en conjunto. (ver figura 1.12)



Figura 1.12. Riser flexible.
(bunessanprojectengineering.com; 2010)

- ✓ Riser rígido: este tipo de riser fueron utilizados en las primeras instalaciones de producción y resultan muy pesados y costosos. (ver figura 1.13)

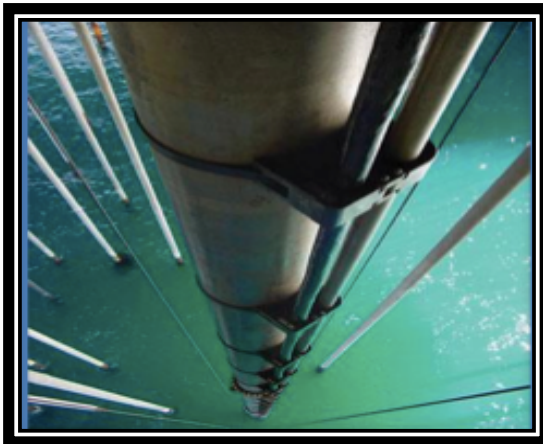


Figura 1.13. Riser rígido.
(compositesworld.com/articles/ct ; 2010)

- ✓ Riser híbrido: está formado por un conjunto de tuberías de acero verticales soportadas mediante flotadores externos y se utilizan principalmente en ambientes donde el movimiento de levantamiento es muy severo. (ver figura 1.14).



Figura 1.14. Riser Híbrido. (intecsea.com; 2010)

- ✓ Riser en forma de catenaria: este sistema es el más simple y su estructura está conformado por una tubería de acero que es colgado en forma de catenaria, el riser está conectado a una unidad flotante mediante una junta flexible de tensión de acero o de titanio para absorber el movimiento angular generado por la plataforma. (ver figura 1.15).

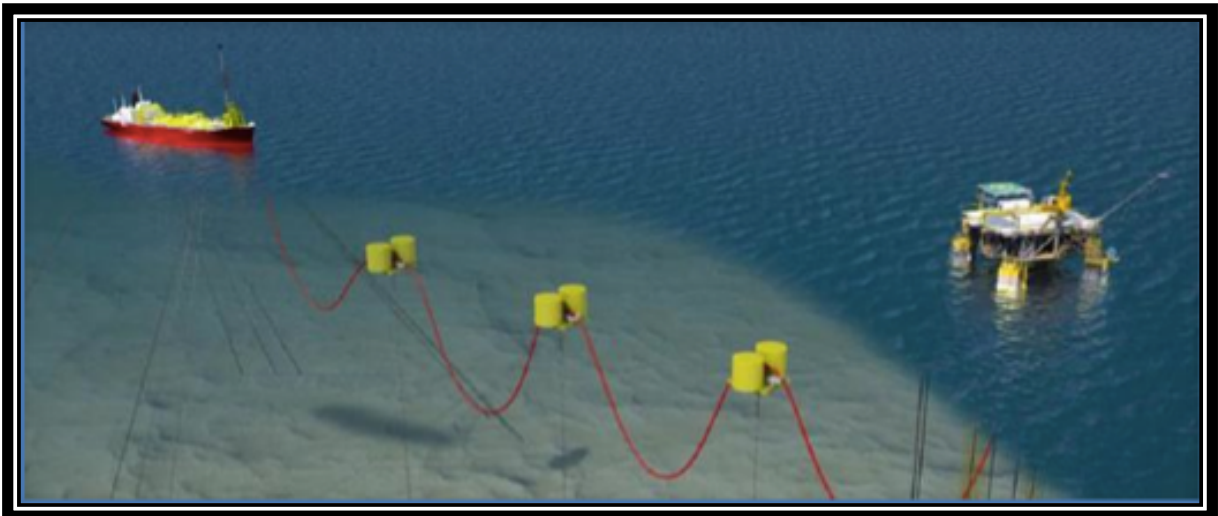


Figura 1.15. Riser en forma de catenaria.

1.1.7. Arquitectura submarina.

- Cabezal submarino.

El cabezal permite soportar a la tubería de producción y de revestimiento para la producción de hidrocarburos en un pozo, esta herramienta permite crear una interface entre el árbol submarino de producción y el pozo. (ver figura 1.16).

El sistema del cabezal de pozo submarino debe ser fiable para que la operación tenga éxito.

Sus principales funciones son:

- Mantener el control de la presión del yacimiento.
- Sirve como sello y soporte al árbol de producción submarino.
- Proporciona soporte y sello al colgador de tubería.

El cabezal llega a trabajar con un rango de presión entre 5,000 y 15,000 [psi] y es considerado un elemento importante para operaciones de perforación ya que da soporte al equipo de preventores durante la perforación y permitir además que la tubería de revestimiento quede bien sellada.



Figura 1.16. Cabezal submarino (subseaworld.com; 2010)

- Árboles de producción submarinos.

Un árbol de válvulas es un bloque de válvulas, conectores y tuberías que permite controlar la presión, actuar como sello y procesar los fluidos producidos en el yacimiento (ver figura 1.17), así como también controlan la inyección de productos químicos para solucionar problemas de obstrucción en el flujo. (Lindsey-Curran, 2004).

El árbol sirve como interfaz entre el pozo, los jumpers y manifolds para lograr todo el proceso de producción submarina, este elemento también se encarga de obtener información de las condiciones de temperatura y presión para proporcionar un punto de enlace y realizar operaciones de mantenimiento e intervenir el pozo si es necesario.

Su diseño resulta complejo ya que son instalados en tirantes de agua de más de 500 metros y expuestos a temperaturas muy bajas con altos grados de presión.

Sus principales funciones son:

- Aislar y controlar la producción del pozo.
- Aislar el espacio anular de la tubería de revestimiento.
- Conectar al cabezal del pozo submarino.
- Suspender la tubería de terminación.
- Proveer acceso para el reacondicionamiento del pozo.
- Distribuir químicos.
- Distribuir fluido hidráulico.

Factores que intervienen para elegir un árbol submarino:

- Presión, temperatura del pozo y el tirante de agua.
- Caracterización de fluidos para conocer las propiedades de los fluidos.
- Gasto de producción del sistema.
- Diámetro del pozo.
- Materiales del equipo y si se requiere un aislante.
- Tipo de cabezal.
- Ambiente al que será expuesto.
- Conexión a las líneas de descarga.
- Método de instalación.

Existen dos tipos de árboles que pueden ser instalados:

- Árboles horizontales: en un árbol horizontal el colgador de la tubería está diseñado para incorporarse en el cuerpo del mismo árbol, las válvulas se encuentran alojadas fuera del espacio anular y se requiere contar con un tapón que permita sellar el agujero del árbol así como cuenta con un sello secundario de presión para determinar una mayor seguridad.
- Árboles verticales: tienen las válvulas en el espacio anular, su instalación se realiza en el cabezal del pozo o con la ayuda de un adaptador. El diseño con el que cuenta este árbol permite que al ser perforado y terminado el pozo no sea necesario la recuperación del sistema de preventores en la superficie.

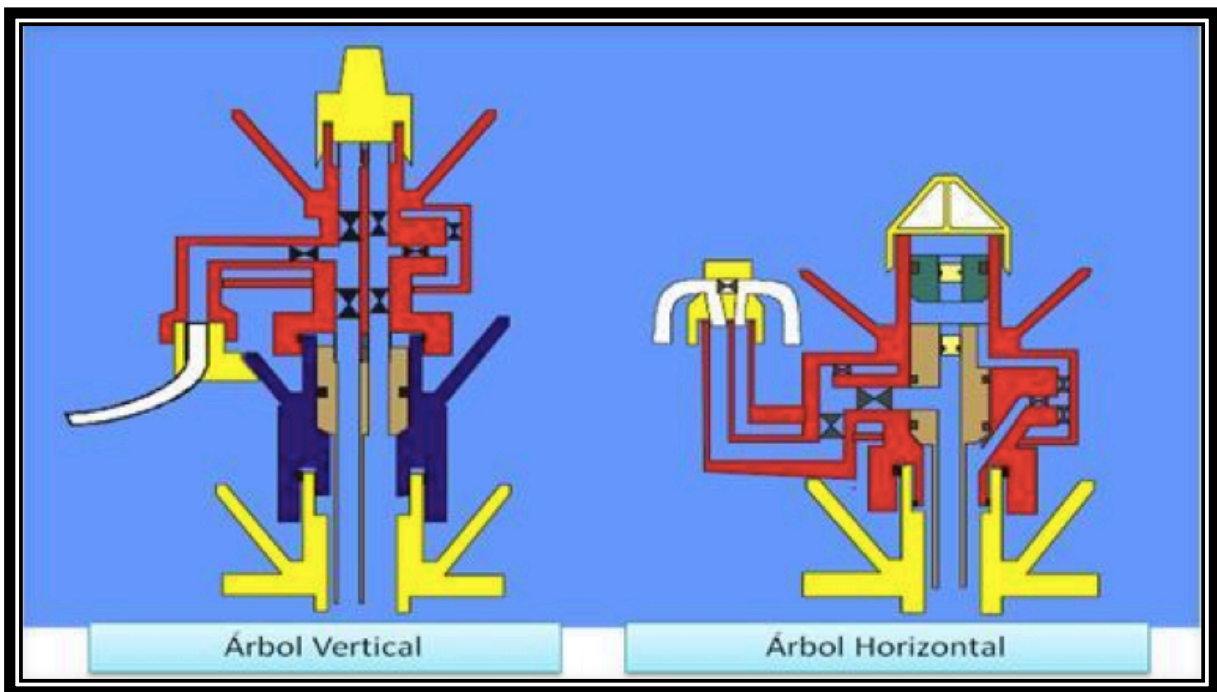


Figura 1.17. Comparación entre árbol de producción vertical y árbol de producción horizontal. (Petrobras/ CENPES, 2009).

Un árbol incluye un subsistema modular que está integrado por:

- Conectores.
 - Cuerpo o estructura de árbol.
 - Válvulas.
 - Tubería de suspensión.
 - Tapones y sellos internos.
 - Estranguladores.
 - Controles.
 - Tapa protectora de desechos.
 - Herramientas de colocación.
- Válvulas de seguridad.

Estos dispositivos están diseñados para cerrar un pozo en caso de una emergencia (Gómez, C. JA; 2009). Se pueden clasificar en dos tipos:

a) Auto controladas.

Este tipo de válvula va colocada entre la válvula lateral y el porta-estrangulador. Se accionan cuando se tienen cambios en la presión, temperatura o velocidad en el sistema de flujo. Se usa para cerrar el pozo automáticamente cuando la presión en la tubería de escurrimiento decrece o se incrementa hasta ciertos límites, por ejemplo; cuando falla la tubería (fuga) o cuando se represiona. El límite superior es comúnmente 10% arriba de la presión normal de flujo, y el límite inferior es de 10 a 15% abajo de dicha presión.

b) Controladas desde la superficie.

Se les da el nombre de “válvulas de tormenta” y se usan generalmente en pozos marinos donde el control es más difícil y en zonas con condiciones climáticas adversas. Este dispositivo se instala en la tubería de producción. La válvula de tormenta se encuentra abierta cuando el pozo está operando normalmente y se cierra cuando existe algún daño en el equipo superficial de producción, cuando el pozo permite un gasto mayor a un cierto valor predeterminado o la presión de la TP cae por debajo de cierto valor.

En la figura 1.18 se observa una válvula controlada desde superficie con la tecnología más reciente.

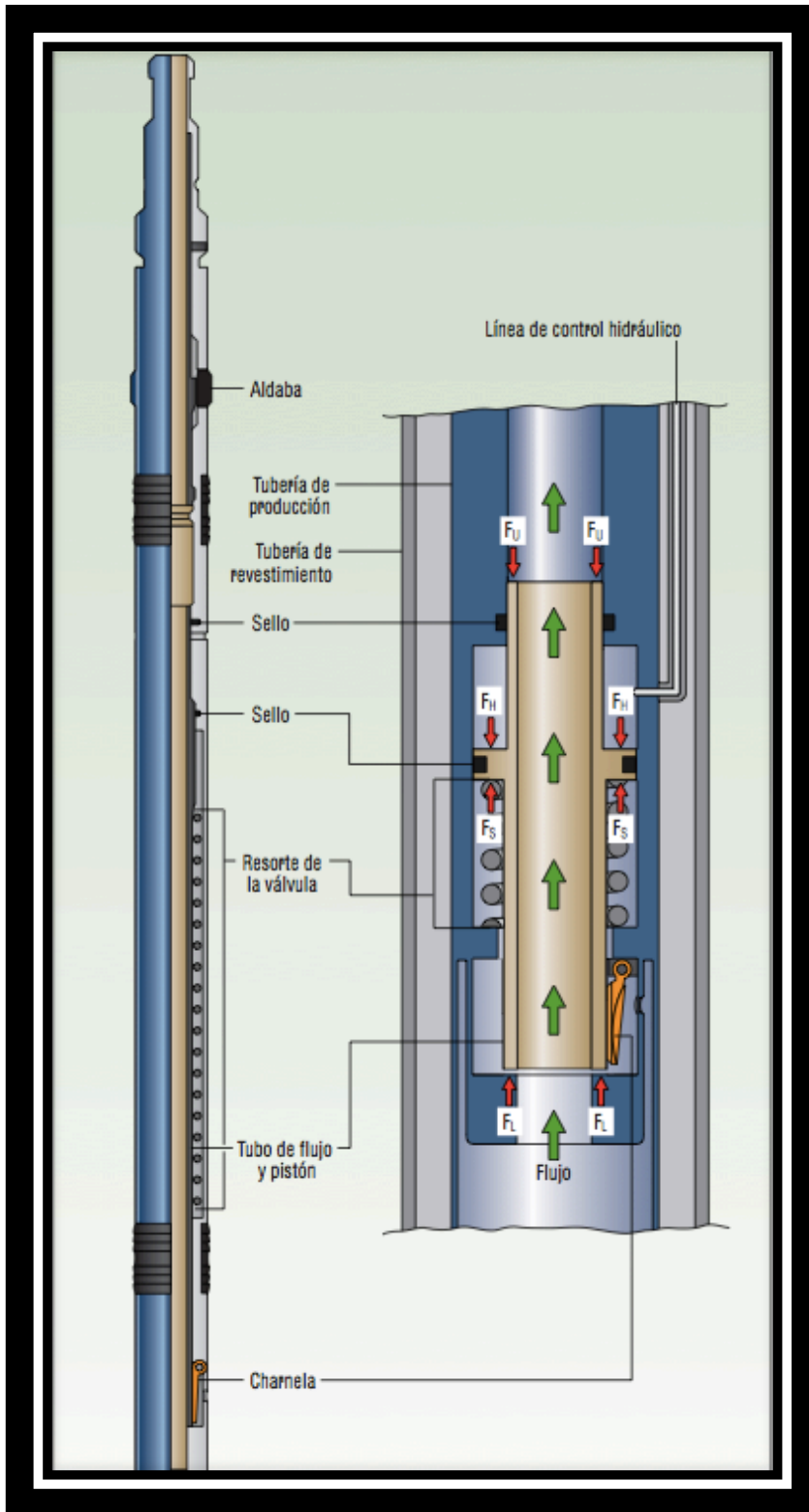


Figura 1.18. Válvula de seguridad de fondo de pozo controlada desde la superficie. (Oilfield review, 2012).

- Jumper.

El jumper está conformado por una sección de tubería que permite enlazar a dos elementos del sistema de producción, los más comunes son los que permiten enlazar el árbol de producción con el manifold, PLEM, PLET o alguna línea de producción. (Lindsey-Curran, 2004).

El uso de un jumper permite alojar sensores y medidores para adquirir datos de la producción, así como brindan aislamiento para prevenir la formación de hidratos.

El jumper es un elemento que garantiza el aseguramiento del flujo y facilita instalarse en lugares con condiciones extremas debido a que se fabrican con diferentes geometrías como son en forma de “M” o de “U invertida”. Los jumpers más sofisticados se fabrican actualmente con tuberías flexibles, son recuperables y su instalación no es complicada

- Manifolds.

Un manifold es un arreglo de tuberías, cabezales y válvulas que se usan para recibir y distribuir los fluidos que se extraen del yacimiento, se conectan a los árboles de producción y es considerado como el sistema de recolección más flexible. (Lindsey-Curran, 2004).

El manifold se controla a través de energía eléctrica e hidráulica y tiene un respaldo para controles mediante un ROV, el sistema logra reunir los fluidos producidos de varios pozos para luego llevarlos a la superficie.

Los fluidos producidos fluyen a través de la tubería de producción en el pozo, y por medio del árbol submarino se controla la producción, los fluidos fluyen del árbol al manifold a través de los jumpers y posteriormente a las líneas de exportación.

El manifold permite aislar pozos existentes mientras se perforan nuevos pozos y se instalan los árboles correspondientes, son de suma importancia en las actividades de pozos y manejo de la producción submarina, también permiten realizar las operaciones de limpieza y monitoreo de las condiciones internas de las líneas de flujo.

Con la finalidad de que los manifolds recolecten los fluidos producidos o distribuyan los fluidos inyectados, éste se debe equipar con los componentes que controlen y monitoreen el flujo y que proporcionen un apoyo estructural.

Estos componentes son:

- Cimentación: este elemento permite el soporte y nivelación entre la estructura del mismo y el lecho marino.
- Conectores: es el elemento que se conecta al hub localizado ya sea en la parte superior o lateral del mismo.
- Marco estructural: tiene como finalidad proteger y soportar la serie de tuberías y válvulas, al mismo tiempo la estructura sirve para transmitir las cargas de las conexiones a la cimentación y proporciona el medio para colocar la protección catódica y en algunos casos la superficie para la instrumentación o equipo de control.
- Hubs: son los puntos de conexión del manifold y sirven para realizar la interconexión con los pozos y líneas de flujo de cada pozo.
- Pigging Loop (Limpieza): un manifold puede estar diseñado con varias opciones para alojar las operaciones de corrida de diablos para realizar la limpieza del sistema.
- Arreglo de tuberías: los diferentes arreglos de tuberías proporcionan los conductos para la producción o inyección de fluidos.
- Aislamiento: para lograr el aseguramiento de la producción algunos elementos del manifold pueden requerir de algún tipo de aislamiento para conservar el calor.
- Válvulas: son componentes que dirigen el flujo. El manifold contiene válvulas que dirigen o aíslan el fluido de o hacia cada pozo, estas también dirigen el flujo hacia adentro o fuera de los diferentes cabezales como se requiera y pueden actuar ya sea manual o hidráulicamente.
- Estranguladores: Dependiendo del proyecto, el diseño puede enfocarse a controlar el volumen de flujo en el manifold en lugar del árbol y se requiere de este elemento para lograr esto.
- Instrumentación para monitoreo de corrosión: Los instrumentos localizados en el manifold proporcionan una fuente de datos al operador a través del sistema de control.
- Medidor de flujo: este elemento realiza una función importante ya que permite determinar el volumen que un campo está produciendo, se pueden colocar en el manifold para realizar pruebas de pozo y medición de distribución.

Consideraciones para diseño del manifold.

- Presión de trabajo.
- Tirante de agua.

- Número de pozos.
- Capacidad de expansión.
- Requisitos para la limpieza.
- Método de instalación.

Existen dos tipos de manifold: agrupados y en patrón como se observa en la figura 1.19.



Figura 1.19. Tipos de manifold. (Lindsey-Curran, 2004).

- PLEM.

El PLEM es una versión reducida del manifold agrupado, cuenta con un diseño relativamente sencillo y consiste de válvulas, tuberías y conectores. Un PLEM permite dirigir fluidos de uno o dos árboles submarinos y se conecta directamente a la línea de flujo submarina, por lo que no se requiere el uso de PLET . (ver figura 1.20).

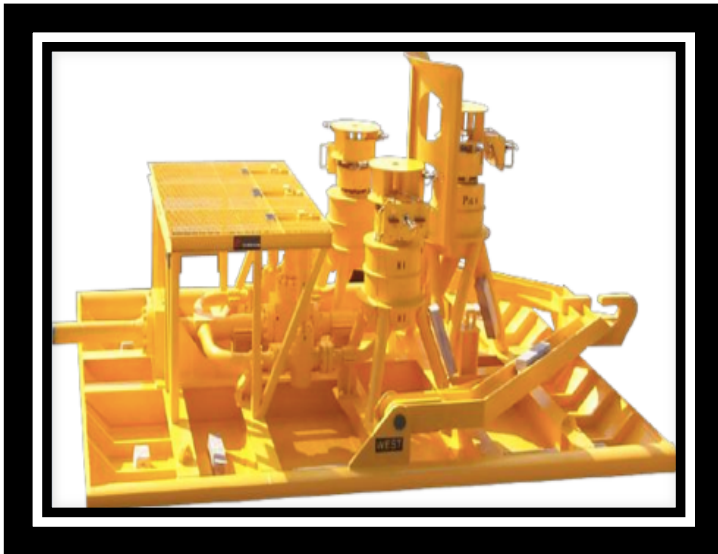


Figura 1.20. PLEM. (Rodríguez, N. J; 2008).

- SDU y UTA.

La SDU es la unidad de distribución submarina, esta unidad separa y redirige los fluidos proporcionados a través del umbilical hacia los diversos pozos y simplifica la instalación de la línea umbilical gracias al tamaño reducido y el UTA es el montaje de la terminación del umbilical.

En la imagen 1.21. se describe la configuración de una línea umbilical con SDU

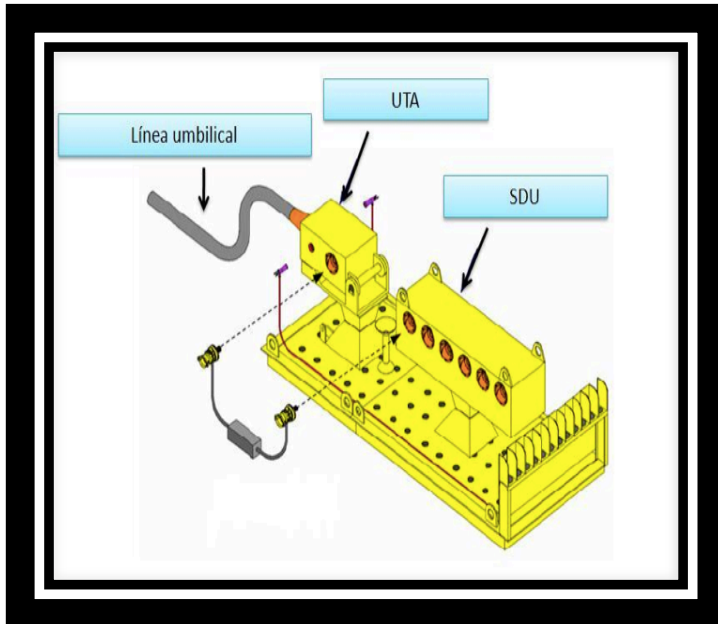


Figura 1.21. Configuración de una conexión de línea umbilical con SDU. (Rodríguez, N. J; 2008).

- Líneas de flujo.

Es importante en el sistema de producción submarino las líneas de flujo ya que permiten la salida de la producción hacia instalaciones de almacenamiento, es común que se confundan en este caso dos términos conocidos como “flowline” (líneas de flujo) y “pipeline” (tuberías), una línea de flujo se define como el medio a través del cual viajan los fluidos producidos en fase multifásica desde un árbol submarino de producción a un manifold y en el caso de una tubería se refiere al medio por el cual se dirigen los fluidos a una terminal de almacenamiento o exportación, las tuberías manejan presiones menores a las líneas de flujo.

En la figura 1.22. Se observan distintas líneas de flujo en un sistema de producción submarino.

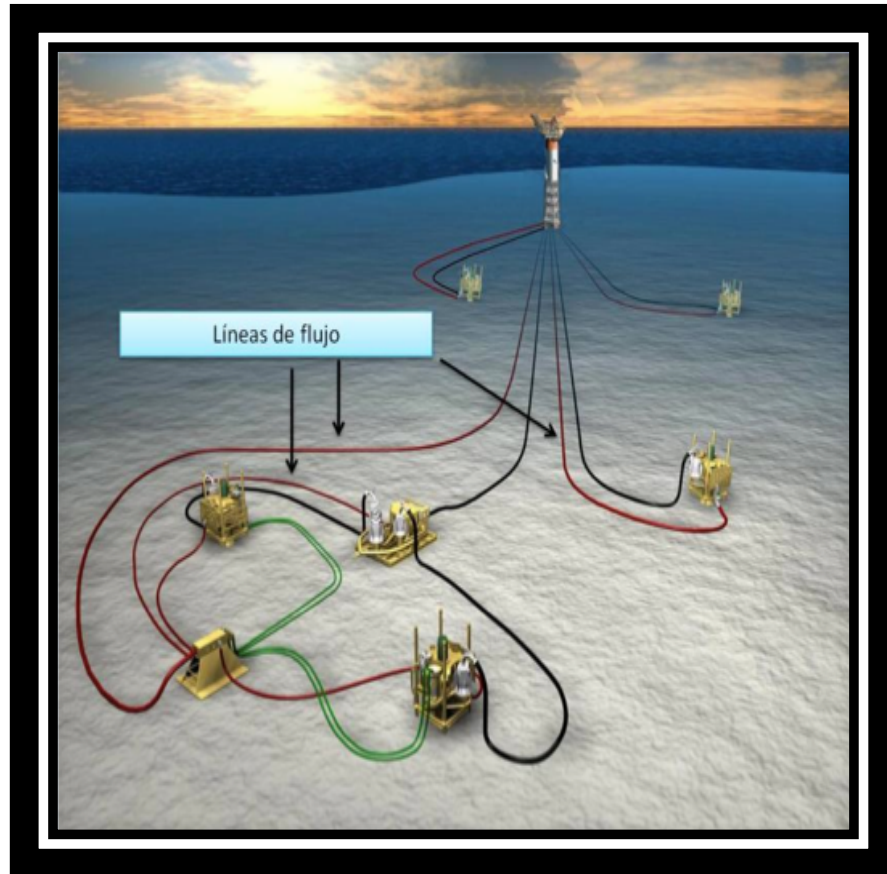


Figura 1.22. Líneas de flujo en un sistema de producción submarino. (oceanica.ufrj.br, 2010).

1.2. Concepto de aseguramiento de flujo.

- Aseguramiento de flujo: En el ámbito internacional, el termino se refiere a la capacidad de producir económicamente hidrocarburos del yacimiento para exportación, durante la vida del campo petrolero en cualquier ambiente.
- Aseguramiento del flujo se define como el proceso de análisis estructurado en el cual se requiere: Un profundo conocimiento de las propiedades de los fluidos producidos, transportados y procesados, un detallado análisis térmico e hidráulico del sistema, el desarrollo de estrategias para el control de sólidos tales como hidratos, parafinas, asfáltenos e incrustaciones.
- Aseguramiento de flujo: El transporte exitoso de los fluidos producidos en el yacimiento desde el pozo hacia las primeras instalaciones de tratamiento, sin taponamientos ni fugas.

(Reyes, Gómez, Martínez; 2005,)

El objetivo principal del aseguramiento del flujo es:

- ✓ Mantener la trayectoria del flujo abierta en todo momento.
- ✓ Mantener el perfil de producción a lo largo de la vida operativa del sistema.
- ✓ Minimizar las salidas de operación por trabajos de remediación o mantenimiento.

En México y dada la naturaleza de los hidrocarburos que principalmente se han encontrado en forma reciente, la fase líquida de alta densidad y viscosidad con poco gas en solución, ha generado que los eventos transitorios (accidentes) sean muy rápidos y por lo tanto capaces de producir perturbaciones o eventos transitorios mayores en el sistema, con graves consecuencias en todas las instalaciones o procesos.

Para evitar o prevenir los probables transitorios o “accidentes” operativos es necesario modelar y simular en forma dinámica, todos y cada uno, de los modos y maneras de operación normal y de contingencia que se puedan generar durante la vida útil de operación de la plataforma y del resto del sistema, incluyendo la evolución o cambios en los componentes del sistema, los incrementos o decrementos en la producción, etcétera. Además de tomar una actitud preventiva y de planeación para evitar taponamientos del flujo.

El término aseguramiento de flujo indicado es muy general, dado que no hace mención al tipo de problemas que deben superarse, ni las capacidades y ámbito de aplicación.

Diversas compañías de servicios petroleros lo consideran como la aplicación de diferentes tecnologías a lo largo de las tuberías que conectan la cabeza de los pozos con las instalaciones de procesamiento marinas, con el fin de asegurar el flujo de hidrocarburos, sin necesidad de realizar paros en la operación debido a restricciones al flujo, formación de hidratos en tuberías, bajas temperaturas del fondo marino, producción con baja temperatura de yacimiento o transporte de petróleos pesados.

La disciplina de aseguramiento del flujo es uno de los tópicos centrales en la definición de la arquitectura e ingeniería de transporte y proceso de los sistemas de producción petrolera. La expresión “aseguramiento del flujo” fue originalmente usada por Ingenieros en Brasil en los 90's como 'garantía de fluxo', lo cual se traduce en forma literal como: 'garantizar el flujo'. (Reyes, Gómez, Martínez; 2005).

En ese entonces, básicamente significaba, el cubrir los aspectos de termo-hidráulica y fisicoquímica de los sistemas de producción, que les permitiera hacer producir sus yacimientos de aceite pesado en aguas profundas.

La especialidad o disciplina de aseguramiento del flujo ha madurado y actualmente implica una mayor definición de actividades, las cuales incluyen la planeación, desarrollo, implantación, mantenimiento y operación de tecnologías y estrategias para asegurar que el fluido sea producido efectivamente, transportado y procesado en los sistemas petroleros en forma segura y dentro de normas y estándares ambientales.

Para el mejor ejercicio de esta especialidad, debe existir una estrecha interacción dinámica entre los laboratorios de producción, para efectuar un eficiente monitoreo de los sistemas y fluidos producidos, y de todas las tareas combinadas de aseguramiento del flujo.

El muestreo frecuente y periódico de los fluidos producidos y su análisis de laboratorio, para seguir su evolución durante la vida del yacimiento, acoplado con el modelado y simulación dinámica de tipo predictivo enlazado a través de sistemas de monitoreo en línea, asegura entre otros beneficios posibles, una operación óptima durante la vida de producción del sistema.

Los avances tecnológicos en la simulación dinámica de flujo multifásico, en las técnicas de laboratorio, en los sistemas de monitoreo en-línea así como en los computacionales, han hecho posible la integración de todas estas tecnologías, estrategias y tareas.

Para disminuir los problemas de aseguramiento del flujo asociados con la producción es necesario analizar desde las etapas tempranas de producción, o aún antes de iniciar la producción, con la finalidad de minimizar fases de fluidos alternas que se podrían llegar a formar desde el yacimiento, a través del pozo y líneas superficiales, así como en el equipo de proceso.

Es importante hacer mención que el concepto de aseguramiento de flujo nace con la finalidad de crear una disciplina que diera solución a los problemas de ingeniería de producción relacionadas con yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas, estos conllevan a desarrollar tecnologías novedosas para su desarrollo y posterior explotación, estos recursos han cobrado vital importancia puesto que representan el futuro de la producción de hidrocarburos y por lo tanto el futuro de la industria petrolera, por esta razón la industria alrededor del mundo ha sumado esfuerzos para desarrollar tecnología que sea capaz de explotar eficientemente los recursos prospectados en este tipo de yacimientos

Capítulo 2. Aseguramiento de flujo en regiones marinas.

Dentro de la ingeniería petrolera podemos hablar de una disciplina denominada “aseguramiento de la producción” o “aseguramiento de flujo”, este comprende la necesidad de analizar el verdadero desafío que implica trasladar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento en superficie e involucra tres funciones importantes: aseguramiento, refuerzo y vigilancia del flujo.

Estas funciones logran optimizar el diseño, operación, mantenimiento y control del sistema de producción submarino durante el ciclo de vida de un campo en aguas profundas, ya que se requiere entender el comportamiento de los fluidos en el proceso y establecer estrategias para optimizar su producción.

El aseguramiento de la producción requiere de un estudio multidisciplinario de predicciones, modelos de flujo, análisis de fluidos, refuerzo de flujo a través de sistemas artificiales de producción, medición, vigilancia y control para lograr con éxito las actividades de explotación en campos costa afuera.

El desarrollo de campos con dichas condiciones requiere que el proceso del aseguramiento de la producción determine soluciones tecnológicas, para prevenir, controlar y remediar obstrucciones que afecten la estabilidad del flujo en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones. En todos los campos con altos tirantes de agua y campos costa afuera reportan una mayor eficiencia en la etapa de desarrollo y operación gracias a los estudios que se realizan a través del aseguramiento de la producción permitiendo eliminar los problemas relacionados con su función en toda la vida productiva del campo.

El aseguramiento de la producción (ver figura 2.1) es un conjunto de actividades críticas con un gran impacto desde la planeación del desarrollo de los campos, el diseño del sistema de producción y las estrategias de operación que hacen más eficiente la recuperación de hidrocarburos provenientes de yacimientos con condiciones ambientales extremas. (Villegas, G. JG; 2005).

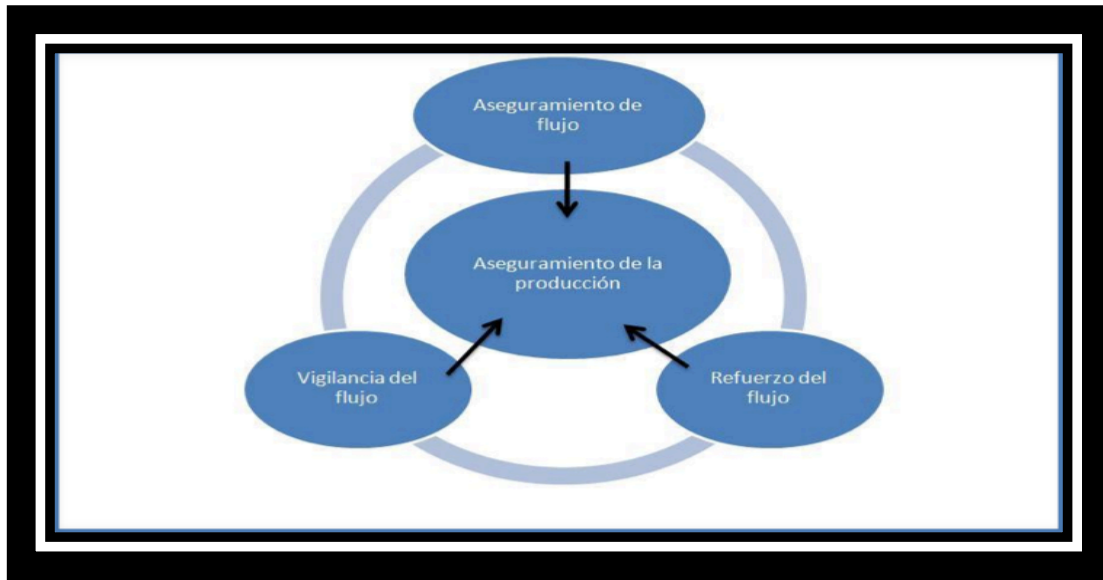


Figura 2.1. Aseguramiento de la producción. (Velazco, I. YC; 2005).

Los daños operativos más fuertes en las tuberías de producción costa afuera son aquellos relacionados con el transporte multifásico de fluidos. Cuando el agua, el aceite y el gas están fluyendo simultáneamente a través de una tubería de producción algunos problemas inherentes al flujo multifásico se pueden presentar. El agua y los hidrocarburos pueden formar hidratos, estos hidratos pueden a su vez bloquear las tuberías de producción, de igual forma, las ceras y los asfaltenos pueden depositarse en las paredes de las tuberías y bloquear con el tiempo las mismas. Si se está produciendo con un alto corte de agua es probable que se de corrosión en las tuberías, con parámetros cambiantes como lo son la presión y la temperatura a través de la tubería también se pueden formar incrustaciones y depositarse igualmente en las paredes de la tuberías causando un problema de restricción en el área de flujo de estas. Todos estos problemas pueden causar serios daños en las tuberías de producción, pueden causar problemas operacionales así como causar daños a instalaciones en superficie. El principal desafío que enfrentan los ingenieros de producción costa afuera se basa en como diseñar los sistemas integrales de producción para asegurar que el flujo multifásico de hidrocarburos sea seguro y sobre todo económicamente redituable.

La disciplina de aseguramiento de flujo cobra una relevancia grande en los sistemas integrales de producción costa afuera. En las regiones costa afuera, las condiciones son distintas, recordar que el nacimiento de la disciplina de aseguramiento de flujo nació a causa de la producción de hidrocarburos en aguas profundas, por lo cual la bibliografía con la que se cuenta en su mayoría hace referencia a la producción de hidrocarburos en este ambiente antes mencionado. Cuando las tuberías de producción se encuentran en aguas profundas es necesario contar con un aislamiento térmico debido a que la temperatura del agua a esos tirantes de profundidad puede hacer que se formen hidratos causando de esta forma un problema de restricción de flujo.

Por otra parte si la temperatura de algunas mezclas de hidrocarburos es más baja que la del agua alrededor de las tuberías de producción entonces se puede comenzar la depositación de ceras en las paredes de las tuberías de producción. Expuestas las anteriores razones el aislamiento térmico y el manejo correcto de la temperatura de los hidrocarburos dentro de las tuberías de producción son parámetros muy relevantes en el diseño de los sistemas integrales de producción y por lo tanto son importantes en la metodología del aseguramiento de flujo. (Walker, McMullen; 2001).

En el caso de aguas profundas, las tuberías de producción son colocadas seguidas de un *riser* (estructura que permite la comunicación entre la instalaciones superficiales y las submarinas, este sistema permite transportar los fluidos hasta la superficie) de producción que a su vez es instalado desde el fondo marino hasta las instalaciones superficiales (*topsides*). Entre más grande sea el tirante de agua entonces el *riser* de producción más grande tendrá que ser. Si la longitud del *riser* es grande entonces la presión de operación de las tuberías de producción se incrementara debido a la presión hidrostática en la cabeza del *riser*. De ocurrir lo descrito en el renglón anterior se darían las condiciones óptimas para formar hidratos. Por otro lado bajo estas condiciones de producción además de la formación de hidratos se pueden llegar a formar baches, entre más largo sea el *riser*, más largos serán los baches formados, es decir, es proporcional el largo del *riser* al del bache. Por lo tanto podríamos tener formación de baches severos y comprometer de gran manera la producción.

La manera de optimizar los sistemas integrales de producciones en regiones costa afuera y en aguas profundas así como aminorar los riesgos y asegurar un flujo de producción óptima significa un reto tecnológico.

Los riesgos que enfrenta la ingeniería de producción a través de la puesta en marcha de la metodología del aseguramiento de flujo pueden ser solucionados de diversas formas, por ejemplo, en la etapa de ingeniería de diseño se puede pensar en aislamientos térmicos, materiales de alta resistencia y otros detalles en el diseño de los sistemas integrales de producción que nos llevarán a incrementar el costo del capital (CAPEX). Por otra parte ya durante la ingeniería de producción es necesario un monitoreo constante de las condiciones de operación de los sistemas integrales de producción encarando los problemas que se presenten sobre la marcha incrementando de esta forma los costos operaciones (OPEX). (Gudimentla, Carroll, Christiansen; 2006).

El balance entre los costos derivados de CAPEX y OPEX marca un parámetro clave en la metodología de aseguramiento de flujo.

En la figura 2.2. se observa un esquema del funcionamiento simple del aseguramiento de flujo.

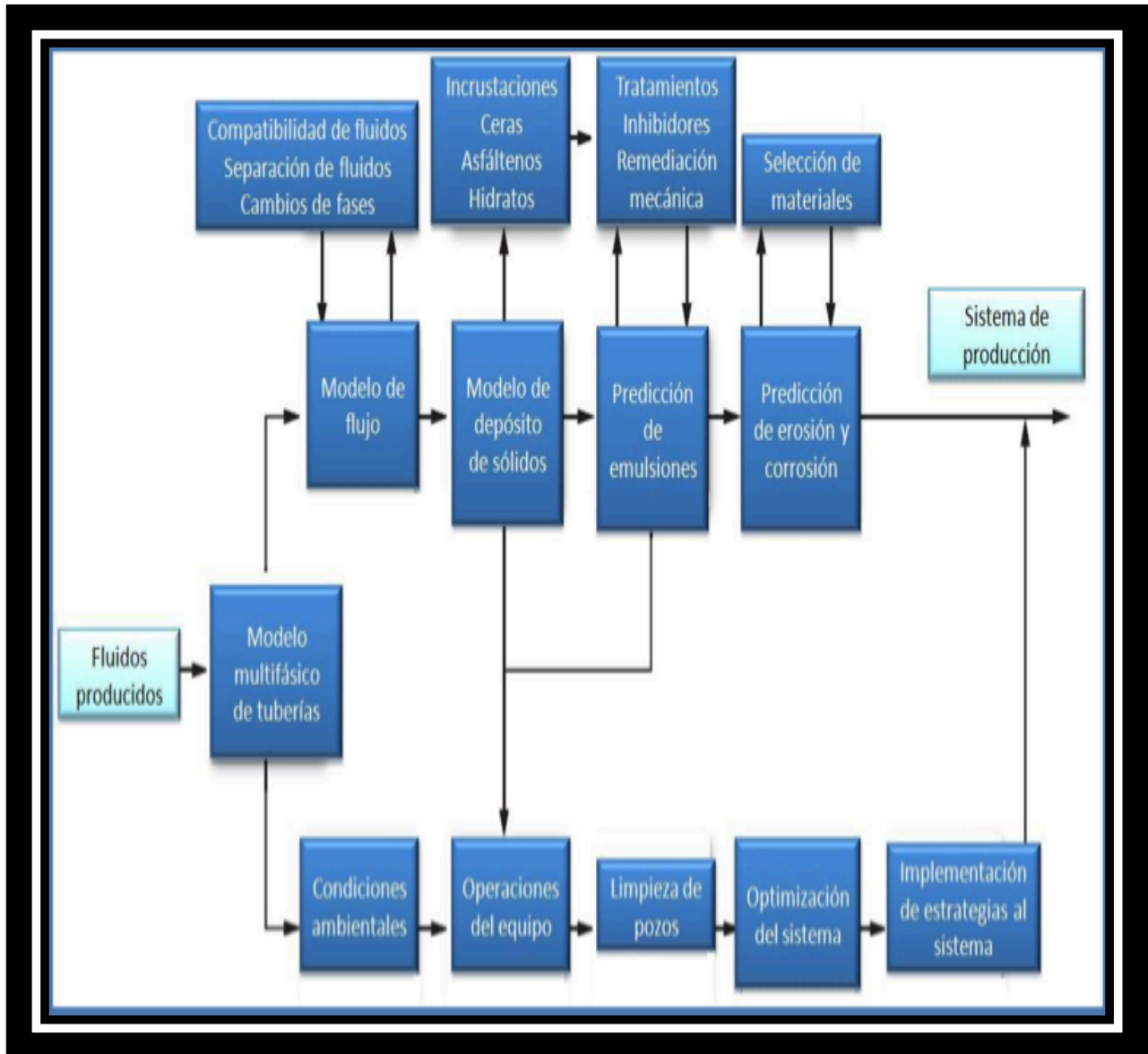


Figura 2. 2. Funcionamiento del aseguramiento de flujo. (Germanischer Lloyd; 2009).

En la figura 2.3. se pueden observar los principales factores que afectan al aseguramiento de flujo en el sistema de producción submarino.

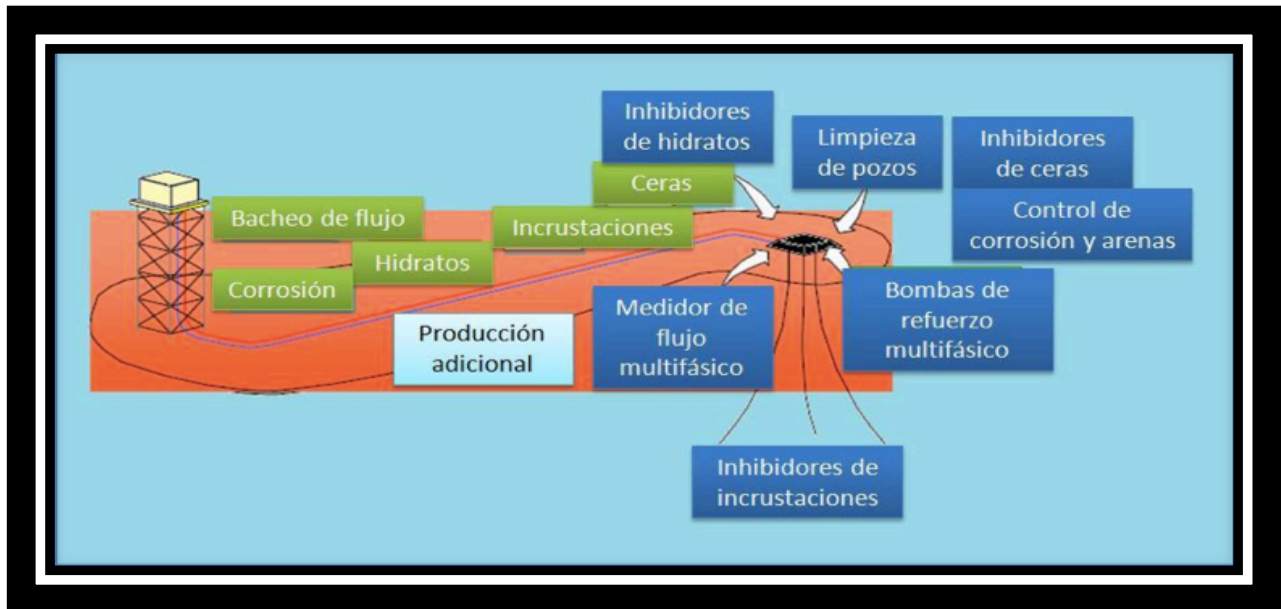


Figura 2.3. Factores que afectan al aseguramiento de flujo en el sistema de producción submarino. (Walker, McMullen; 2001).

2.1 Metodología de análisis.

La disciplina de aseguramiento de flujo es relativamente nueva, existen aún muchos fenómenos presentes en la ingeniería de producción y en la puesta en marcha de la disciplina de aseguramiento de flujo que aun no son bien comprendidos. El aseguramiento del flujo comprende una serie de técnicas y metodologías que utilizan la tecnología más avanzada de transporte de flujo multifásico en régimen dinámico, comportamiento de fase y fisicoquímica de los fluidos producidos para dosificar los químicos necesarios y administrar la posible formación de fases sólidas y la pérdida de calor del fluido en transporte para evitar la formación de tapones que prevengan en flujo de fluidos por los sistemas de producción así como la prevención de procesos y eventos que pongan en riesgo la integridad física de estos sistemas (por ejemplo, golpe de ariete, corrosión, sugerencia de líquidos entre otros).

El aseguramiento de flujo consiste:

La aplicación de tecnologías que comprenden un conjunto de modelos predictivos confiables que nos permitan estimar, planear, diseñar, operar y mantener una buena identificación y estimación de agentes o factores antiflujo en nuestro sistema de producción para la correcta:

- ✓ Administración de formación de sólidos.
- ✓ Administración de pérdidas de calor.
- ✓ Administración y dosificación de químicos.
- ✓ Administración, monitoreo y control del la producción

En la figura 2.4. se muestra un proceso integral de diseño y producción de hidrocarburos en aguas profundas tomando en cuenta la disciplina de aseguramiento de flujo. En específico se habla del diseño conceptual, preliminar y de detalle de los sistemas de producción y perforación en aguas profundas.

Dentro de los principales objetivos para el aseguramiento de flujo se encuentran:

- Mantener una estricta atención y evaluación del rendimiento de todo el sistema de producción submarino.
- Mantener un perfil de producción del ciclo de vida operativo del sistema.
- Conocer los límites de la capacidad del sistema para determinar el potencial de producción del campo.
- Mantener siempre la trayectoria del flujo abierta.
- Minimizar intervenciones y obstrucciones del flujo.
- Lograr detecciones tempranas de anomalías dentro de la operación del sistema de producción submarino.
- Optimización del funcionamiento y parámetros en la producción de hidrocarburos.
- Planificar anticipadamente las posibles intervenciones y cambios que podrían mejorar el proceso productivo en campos en tirantes de aguas profundas.

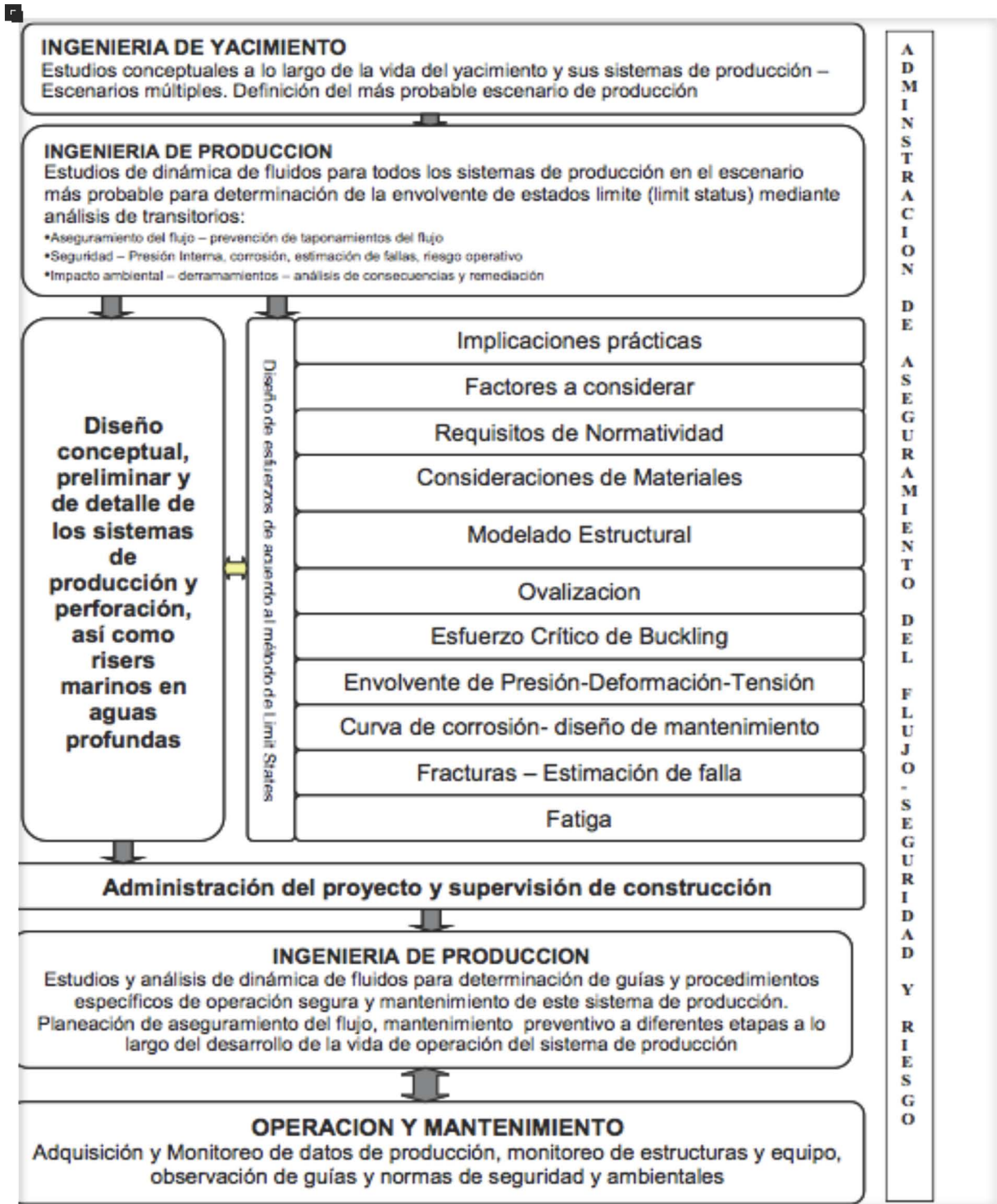


Figura 2.4. Aseguramiento de Flujo en Sistemas de Aceite Pesado en México. (Reyes, Gómez, Martínez; 2005).

2.2 Caracterización de fluidos.

Para el mejor ejercicio de esta especialidad, debe existir una estrecha interacción dinámica entre los laboratorios de producción, para efectuar un eficiente monitoreo de los sistemas y fluidos producidos, y de todas las tareas combinadas de aseguramiento del flujo. El muestreo frecuente y periódico de los fluidos producidos y su análisis de laboratorio, para seguir su evolución durante la vida del yacimiento, acoplado con el modelado y simulación dinámica de tipo predictivo enlazado a través de sistemas de monitoreo en línea, asegura entre otros beneficios posibles, una operación óptima durante la vida de producción del sistema.

Los avances tecnológicos en la simulación dinámica de flujo multifásico, en las técnicas de laboratorio, en los sistemas de monitoreo en-línea así como en los computacionales, han hecho posible la integración de todas estas tecnologías, estrategias y tareas.

La figura 2.5. muestra la importancia central de tener información consistente de las propiedades de fluidos producidos durante la vida operativa de cada uno de los pozos que integren un campo costa afuera o en aguas profundas.

La caracterización y muestra de fluidos es de vital importancia en la disciplina de aseguramiento de flujo, una correcta caracterización de los fluidos nos puede ayudar a tomar decisiones más acertadas en la ingeniería de diseño y por lo tanto disminuir los riesgos durante la ingeniería de producción. Los parámetros que se toman en la muestra del fluido a producirse responden a ciertas preguntas determinantes en la posterior ingeniería de producción, por ejemplo, ¿Cuál es la composición del fluido?, ¿Existe posibilidad de depósito de incrustaciones?, ¿Existe posibilidad de depósito de asfaltenos?, ¿Requerirá el fluido algún tipo de energía externa para ser producido?, ¿Cuánta energía requerirá el fluido para ser producido?, todas estas preguntas surgidas durante la ingeniería de planeación pueden ayudar a reducir riesgos y por lo tanto costos durante la producción de hidrocarburos, sobretodo, cuando se trata de producción de hidrocarburos en regiones costa afuera y en aguas profundas donde los costos se incrementan de manera significativa debido a la complejidad técnica en la explotación de este tipo de yacimientos. Por estas razones es muy importante contar con una muestra y la posterior caracterización de los fluidos que se producirán a través de las tuberías de producción submarinas y *risers*.

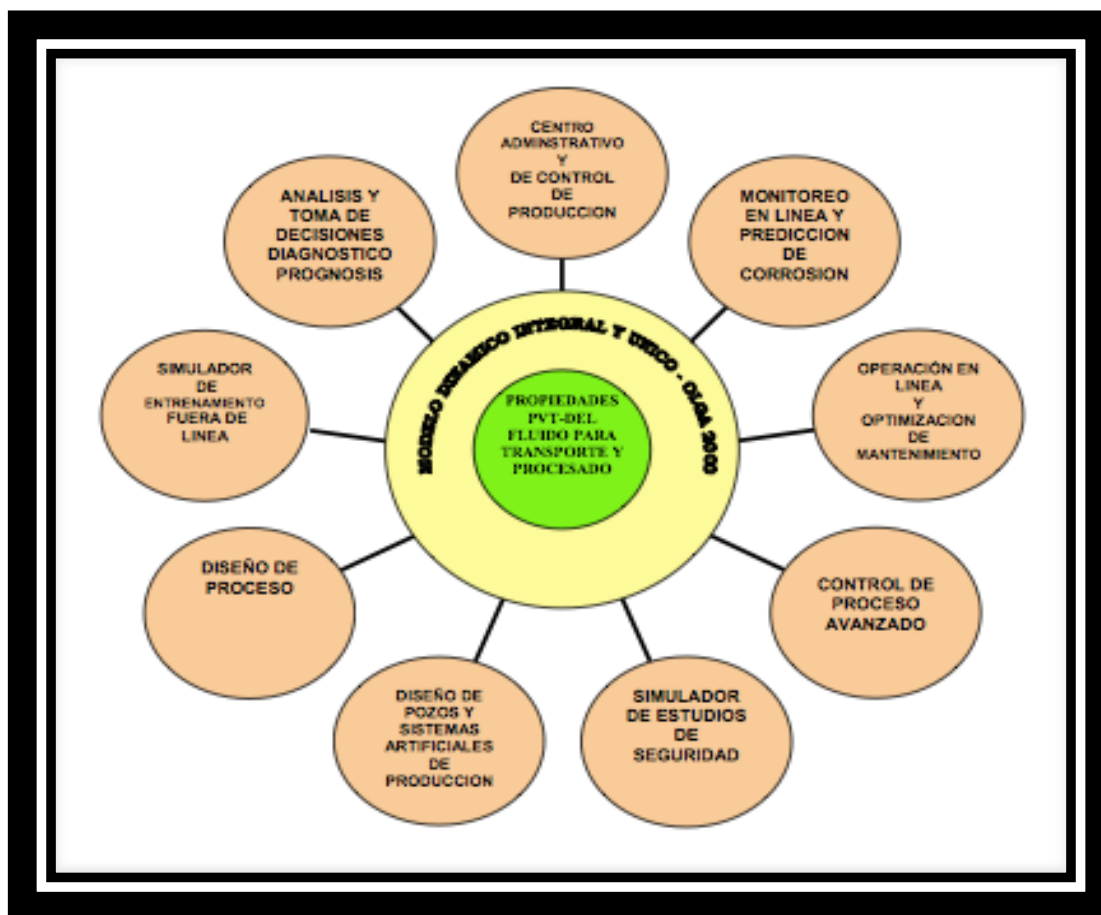


Figura 2.5. Propiedades PVT del Fluido para Transporte y Procesado. (Reyes, Gómez, Martínez; 2005).

Es de suma importancia igualmente tomar muestras y caracterizar el agua de formación presente en los yacimientos que se pondrán en producción.

La caracterización correcta y acertada del agua congénita conlleva a evitar problemas como: corrosión, formación de incrustaciones, formación de hidratos, compatibilidad con otro tipo de agua (agua inyectada o re inyectada de otras zonas de producción), de igual forma la caracterización correcta del agua de formación nos permite diseñar óptimamente los equipos de manejo de agua en superficie. (Reyes, Gómez, Martínez; 2005).

2.2.1. Toma de muestras de fluido.

Existen diversos métodos para recolectar muestras de fluido del yacimiento y su manejo posterior (API RP 44, RP 45, Ostrof 1979, Chancey 1987). Las muestras del fluido pueden ser obtenidas del yacimiento o tomadas desde el separador en superficie. Las muestras que se toman del yacimiento usualmente son usadas para realizar pruebas PVT (presión, volumen, temperatura) y las tomadas desde el separador son muestras menos confiables, sin embargo, pueden bien ser usadas como respaldo. Usualmente se toman dos muestras directamente del yacimiento y tres muestras de un galón cada una desde el separador. Para los fines de la toma de muestra es importante conocer los pros y las contras de las herramientas que se pueden utilizar para la toma de los mismos, por ejemplo, DST (will drillsteam testers), RCI (reservoir characterization instrument) o MDT (modular formation dynamic testers).

La clave para saber que herramienta utilizar se basa en saber con cual de ellos podemos obtener la prueba más representativa y posteriormente transportarla con las menos alteraciones posibles, para alcanzar este objetivo es importante obtener la muestra de la principal zona de producción del yacimiento. (Reyes, Gómez, Martínez; 2005).

2.2.2 Análisis PVT.

Una vez que la muestra de fluidos se encuentra en el laboratorio un gran número de pruebas serán realizadas con la finalidad de medir cualitativamente o cuantitativamente las propiedades del fluido en cuestión. Los análisis composicionales al fluido obtenido del yacimiento llegarán a caracterizar hasta los compuestos más pesados posibles (C36 +). La relación presión-volumen es determinada a condiciones del yacimiento(a temperatura del yacimiento) usando ecuaciones de estado. Estas mediciones nos permiten obtener parámetros y propiedades como las siguientes: compresibilidad, presión de saturación, etc.

En específico para aceites negros los análisis PVT son usados para obtener los siguientes parámetros:

- ✓ Densidad API.
- ✓ Presión de saturación.
- ✓ GOR
- ✓ Compresibilidad.
- ✓ Densidad del fluido a condiciones de saturación.
- ✓ Viscosidad.
- ✓ Gravedad específica.

Por otra parte para gas y condensado los análisis PVT son usados para obtener los siguientes parámetros:

- ✓ Densidad API.
- ✓ Presión de rocío.
- ✓ GOR.
- ✓ Gravedad específica.
- ✓ Factor Z.

2.2.3. Análisis específicos aplicados al aseguramiento de flujo.

Además de utilizar las muestras de fluidos del yacimiento para realizar análisis PVT las muestras de fluidos pueden ser utilizadas para pruebas específicas aplicadas al aseguramiento de flujo. Por ejemplo, para evaluar la depositación de ceras: un análisis composicional de componentes hasta C70+ deberá ser realizado. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

Algunas mediciones como WAT (wax appearance temperature), TAN (total acid number) se realizan normalmente.

De igual forma se realizan estudios para conocer que tan factible es la depositación de asfaltenos en el sistema integral de producción. Para finalizar es deseable realizar estudios químicos al agua de formación con la finalidad de conocer que tan factible es la corrosión en el sistema y que tan propenso es el mismo a tener problemas con incrustaciones.

2.2.4. Caracterización de fluidos.

La aplicación de las ecuaciones de estado y la caracterización de fluidos ha sido tema de investigación a través de las últimas décadas, existen muchos estudios publicados en *papers* que reflejan estos trabajos como referencia ((Katz y Firoozabadi, 1998; Pedersen et al., 1985, 1989, 1992, 2001; Riazi and Daubert, 1980; Huron y Vidal, 1979; Mathias and Copeman, 1983; Peneloux et al., 1982; Peng and Robinson, 1976, 1978; Reid et al., 1977; Soave, 1972; Sorensen et al., 2002; y Tsonopoulos et al., 1986). Sin importar cuantos estudios se realicen los parámetros medidos nunca podrán cubrir todos los rangos de datos que se necesitan para ser aplicados en la ingeniería de producción. Todos los datos que arroje la caracterización de fluidos, los análisis PVT y otros estudios complementarios tienen como objetivo primario y deben ser tomados en cuenta en la ingeniería de diseño, es decir, en el diseño en este caso del sistema integral de producción.

Es necesario aplicar de igual forma ecuaciones que nos permitan modelar el flujo de fluidos para el diseño del sistema integral de producción, la mayoría de estos modelos toman en cuenta todos los rangos de presión y temperatura para permitir así que el sistema tenga condiciones sobradas y no se vea rebasado en algún momento durante la producción de hidrocarburos. Algunos de estos modelos que nos permiten modelar el flujo de fluidos a través de tuberías de producción son los siguientes: SRK (Soave- Redlich-Kwong) (Soave, 1972), PR (Peng-Robinson) (Peng y Robinson, 1976) y su modelo modificado PR (Peng y Robinson, 1978).

2.2.5. Problemas inherentes al aseguramiento de flujo.

Los problemas del aseguramiento de flujo pueden presentarse en casi todos los sistemas de producción de aceite y gas, en los últimos años su impacto ha sido más significativo en la ingeniería de producción en aguas profundas. Esto se debe a la presión hidrostática ejercida por el tirante de agua combinada con la de las formaciones subsecuentes. Se deben tomar en cuenta de igual forma las temperaturas bajas y las altas presiones que se presentan en el lecho marino. Debido a estas variaciones de presión y temperatura aunadas a la composición de los fluidos producidos es muy probable la formación y acumulación de depósitos orgánicos e inorgánicos a lo largo de los diferentes componentes del sistema de producción submarina.

La figura 2.6, se muestra un diagrama de fases con la finalidad de comprender los problemas pertinentes al aseguramiento de flujo e inherentes al transporte de hidrocarburos en aguas profundas.

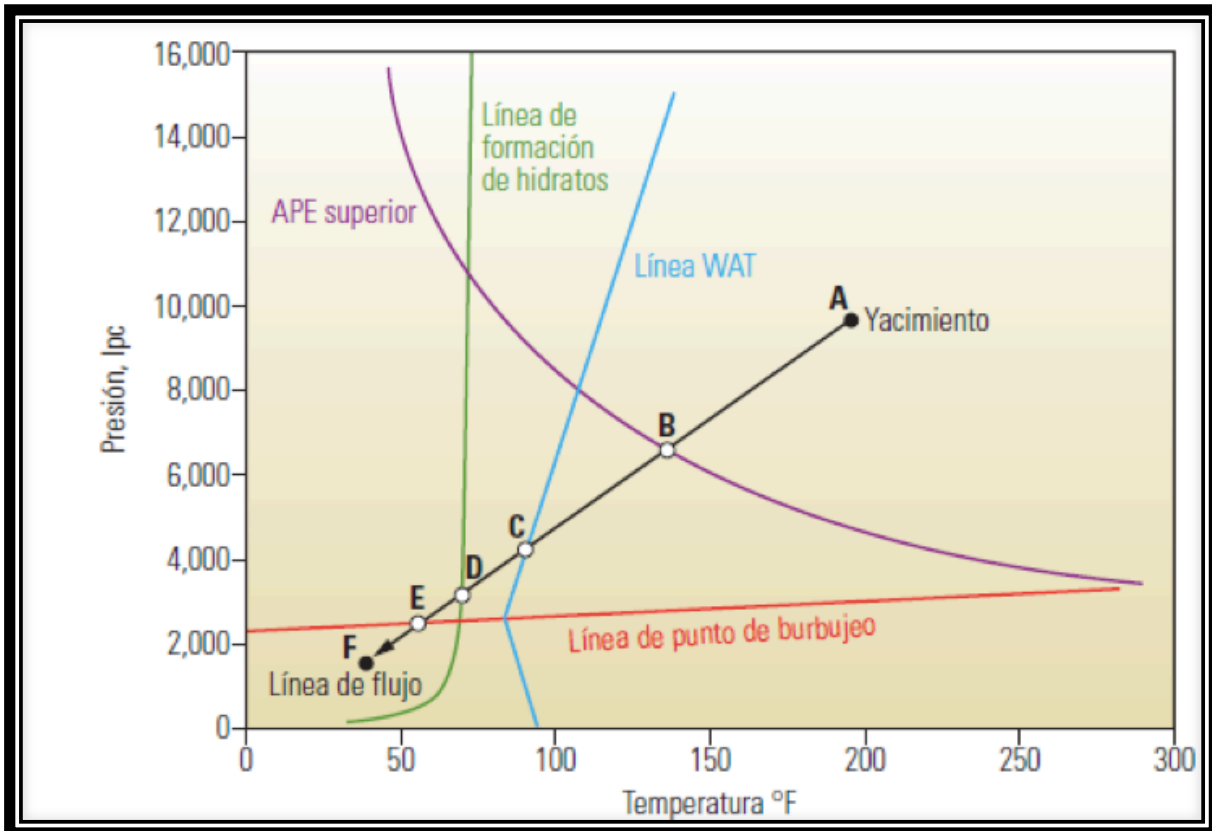


Figura 2.6. Diagrama de fases de un aceite extraído en el Golfo de México. (Oilfield Review; 2007)

Del yacimiento a la línea de flujo, la temperatura y la presión decrecen, por lo que se pueden cruzar varias fronteras ocasionando depósitos indeseables.

Explicándolo más a detalle. El aceite sigue una trayectoria a lo largo de una línea de presión y temperatura que decrece a medida que se desplaza desde el yacimiento (A) hacia la línea de flujo (F), las caídas de presión y temperatura hacen que los asfaltenos se separen de la solución (B), cuando el aceite atraviesa el extremo superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE superior). A continuación comienzan a formarse ceras parafinicas (C) cuando el aceite cruza la línea de formación de ceras (WAT- wax appereance temperature). Posteriormente ingresa en el rango de los hidratos (D), antes de atravesar la línea correspondiente a su punto de burbujeo (E). (Oilfield Review; 2007).

Rebasando este límite, el gas en solución empieza a desprenderse para formar un fluido multifásico antes de que llegue a la línea de flujo (F).

2.2.6. Formación de hidratos.

Por otro lado es conveniente mencionar el proceso de formación de hidratos en presencia de producción de agua de formación. Este proceso se da cuando el gas libre y el agua se mezclan a cierta presión y temperatura, entonces, los hidratos comenzarán a formarse. Los hidratos tienen un aspecto físico parecido al del hielo. En cuanto a las condiciones operacionales en las tuberías de producción para formar hidratos se cumple lo siguiente, cuando la presión en la tubería de producción es lo suficientemente alta y se combina con una baja temperatura del agua de formación entonces los hidratos se formaran. Si los hidratos se forman dentro de la tubería de producción entonces el flujo de fluidos se verá amenazado por la presencia de los hidratos que tienen la capacidad de bloquear las tuberías. Una vez que la tubería esta bloqueada por hidratos puede tomar semanas e incluso meses solucionar este problema, sin duda la formación de hidratos es uno de los principales riesgos en la producción de campos costa afuera y campos en aguas profundas, por lo tanto es un riesgo y un problema tratado y discutido en la metodología de aseguramiento de flujo. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

Como se muestra en la siguiente figura 2.7 no habrá formación de hidratos en condiciones de operación que se encuentren del lado derecho de la curva de formación de hidratos. Sería conveniente poder recorrer la curva un poco a la izquierda entonces la región de la formación de hidratos será menor y por lo tanto se disminuyen los riesgos de formación de hidratos.

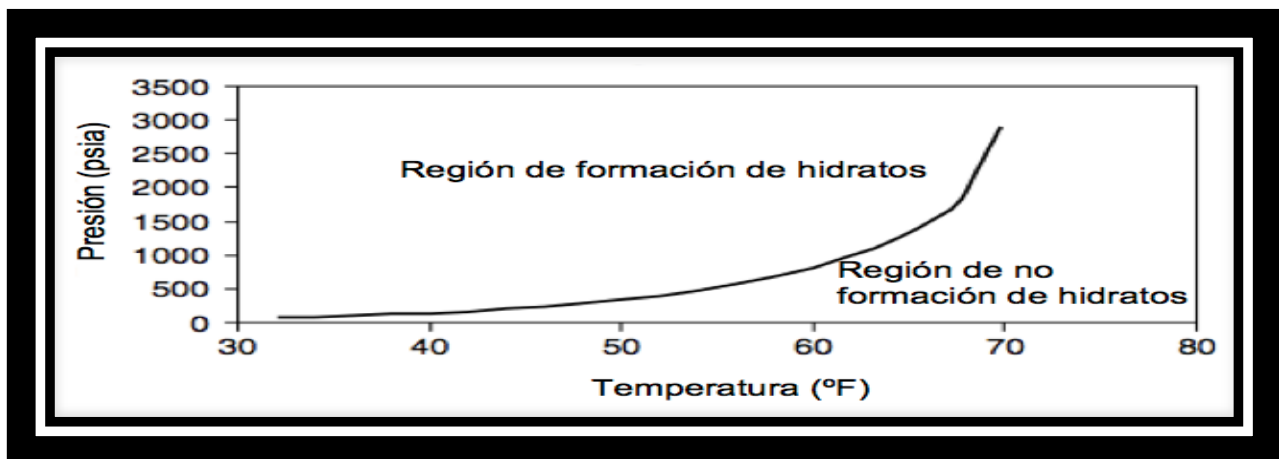


Figura 2.7. Curva de Formación de Hidratos. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

Existen inhibidores de hidratos, entre los que se encuentran los siguientes: inhibidores termodinámicos, inhibidores cinéticos, inhibidores de dosis corta, en el siguiente apartado se mencionará más sobre estos.

2.2.7. Estrategias para la prevención y solución de problemas con hidratos.

La principal estrategia y solución para la formación de hidratos es básica, deshacerse del agua de formación. Es sencillo, si no hay flujo de agua de formación en las tuberías de producción entonces no hay riesgo de formación de hidratos. Sin embargo, en la práctica deshacerse del agua congénita no es económicamente viable por lo tanto es una solución poco práctica. A continuación se presentan algunas estrategias. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

- ✓ *Aislamiento térmico.* Basado en la gráfica de formación mostrada anteriormente en este trabajo, mientras la temperatura del fluido producido se encuentre por arriba de la temperatura de formación de hidratos entonces no habrá formación de hidratos.

Por lo tanto una buena estrategia en contra de la formación de hidratos resulta ser esa, mantener una temperatura óptima del fluido producido, sin embargo, a veces eso no es posible, ejemplo claro los campos de aguas profundas, donde las tuberías de producción se encuentran expuestas a temperaturas de aproximadamente 40 °F, mas o menos 4.5 °C y esto depende enteramente de la profundidad a la que se encuentren instaladas estas, el acero de las tuberías no es para nada un buen material aislante térmico. Existen algunos métodos de aislamiento térmico en la industria, el más común de estos es el aislamiento térmico in situ, es simple, se recubren las paredes de la tubería de producción con material aislante, los materiales pueden ser homogéneos o pueden ser una combinación de varias capas de diferentes materiales. Otra práctica común es usar dos tuberías de producción, colocar una de menor diámetro nominal dentro de otra de mayor diámetro y en el espacio anular colocar material aislante, este método es usualmente más eficiente por lo tanto es más caro.

El aislamiento térmico no es muy efectivo en la prevención de formación de hidratos en tuberías de producción que transportan gas puesto que la densidad del gas es más pequeña que la del líquido. Mientras que el aislamiento térmico es un método muy efectivo para prevenir la formación de hidratos en las tuberías de producción que transportan aceite.

- ✓ *Inhibidores químicos.* Este tipo de inhibidores son usados principalmente en tuberías de producción que transportan gas, el ejemplo más claro de estos lo podemos encontrar en los inhibidores termodinámicos (metanol, antiaglomerantes) y también podemos hacer mención de los inhibidores cinéticos en este tipo de inhibidores, la razón del uso de este tipo de inhibidores en líneas de gas es porque las líneas de gas usualmente no están aisladas térmicamente. La aplicación de este tipo de inhibidores se extiende a otros componentes del sistema integral de producción como: árboles de producción submarina y manifolds.
- ✓ *Métodos eléctricos.* Estos métodos para inhibir la formación de hidratos son relativamente recientes (1997 aproximadamente el año de su aparición), existen dos formas de estos, el calentamiento eléctrico directo y el método indirecto, en el método directo, la corriente eléctrica sigue un flujo axial a través de las paredes de las tuberías de producción produciendo calor en las mismas, en el método indirecto una resistencia genera e irradia calor al sistema. Además de ser usado para prevenir la formación de hidratos puesto que mantiene una temperatura adecuada en las tuberías de producción de igual forma este método puede usarse una vez que se hayan formado los hidratos, es mucho más rápido que despresurizar la tuberías de producción, existe un ejemplo real de aplicación del método en campo. El proyecto Na Kika de Shell en el golfo de México.
- ✓ *Circulación de aceite caliente.* Se basa básicamente en circular aceite caliente para combinarlo con el aceite que se este produciendo a través de la tubería de producción, de esta forma por principio físico del flujo de calor a través de dos fluidos de diferente temperatura, el aceite caliente inyectado cederá temperatura al aceite producido del yacimiento y de igual forma el aceite inyectado calentará las paredes de la tubería de producción manteniendo una temperatura adecuada para que no se formen hidratos.
- ✓ *Despresurización del sistema.* Este método esta basado en la curva de formación de hidratos igualmente, se despresuriza el sistema para que se encuentre bajo la presión de formación de hidratos, este método es usado para derretir y por lo tanto corregir problemas de hidratos en las tuberías.

Mencionar otros problemas o riesgos en la metodología de aseguramiento de flujo es importante, por ejemplo: formación y depositación de ceras, formación y depositación de asfaltenos son dos de los principales problemas de la ingeniería de producción en regiones costa afuera y en aguas profundas. Se recomienda la siguiente bibliografía para profundizar más en estos temas. *Offshore pipelines.* Boyun Guo, Shanhong Song, Jacob Chacko, Ali Ghalambor.

2.2.8. Incrustaciones orgánicas.

2.2.8.1. Asfaltenos.

Los asfaltenos son compuestos químicamente indefinidos, es decir los análisis han sido incapaces de aislar y determinar perfectamente las moléculas presentes en las fracciones más pesadas del petróleo crudo, la “palabra asfaleno” fue utilizada por primera vez por J. B. Boussingault quien definió que los asfaltenos eran producto del residuo de la destilación del bitumen. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

Los asfaltenos son insolubles en n-alcanos, tales como el n-pentano o el n-heptano y soluble en tolueno.

- Depositación de asfaltenos.

El fenómeno de depositación de asfaltenos puede realizarse en el yacimiento; en la formación productora, en la cara de los intervalos disparados, en cuanto en el pozo puede ocurrir en el aparejo de producción, en el sistema de producción submarino y en instalaciones que se encuentran en superficie. Estos compuestos no se depositan en aceites pesados, ya que estos tienen mayor cantidad de gas disuelto y ocasiona que las fracciones pesadas sean menos propensas a depositarse en ellos, así como no se depositan en yacimientos de gas y condensado, su depositación es más común en aceites ligeros.

Son de especial interés para la industria petrolera debido a la tendencia de depositarse en líneas de flujo ya que su eliminación es un proceso largo y costoso.

Las condiciones en las que puede llevarse a cabo la depositación de asfaltenos son; caídas de presión normal, operaciones de estimulación con uso de ácido, operaciones con un sistema artificial de producción de inyección de gas y por métodos de recuperación mejorada.

La estabilidad de los asfaltenos depende de varios factores en donde se incluye la presión, composición del fluido y la temperatura.

- Control de asfaltenos.

Identificar las condiciones termodinámicas en la que se forman los asfaltenos y las tasas de depositación son importantes en la evaluación del aseguramiento de flujo, si la depositación de asfaltenos se predice o anticipa se puede diseñar una estrategia adecuada. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

Para la evaluación de asfaltenos es necesario:

- Obtener una buena muestra de los fluidos.
- Composición del petróleo crudo.
- Contenido de asfaltenos a través de análisis y pruebas en el laboratorio.
- Puntos de formación y desaparición.
- Equilibrio sólido líquido.
- Tasas de depositación de asfaltenos.
- Prueba de flujo en circuito cerrado.

El proceso de control de asfaltenos normalmente implica el identificar los dispersantes para disminuir o prevenir la depositación y el uso de solventes para eliminar los depósitos que ya estén presentes. Se utilizan con poca frecuencia técnicas de remediación mecánica con el uso de corridas de diablo, debido a que esta técnica de eliminación es de alto riesgo pues existe la posibilidad de que el equipo se quede atorado. Para el control de asfaltenos es importante el trabajo que se realiza en el laboratorio con las pequeñas cantidades de líquido para experimentar. En el caso de uso de disolventes químicos se requiere de una exposición a un flujo turbulento para la eliminación de estos compuestos, sin embargo esto implica operaciones intensivas donde la producción queda inactiva por un largo tiempo lo que hace que el uso de este método se evite.

2.2.8.2. Parafinas.

Las parafinas son ceras alifáticas de hidrocarburo, es decir son compuestos orgánicos constituidos por carbono e hidrógeno en los cuales los átomos de carbono forman cadenas abiertas, las parafinas están presentes en la mayoría de los petróleos crudos. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

Se requieren predicciones que permitan medir las fracciones de composición de parafinas a través de métodos especializados, la formación de parafinas se producen lentamente y su identificación requiere de análisis de muestras que se adquieren durante la etapa de exploración.

Para el aseguramiento de flujo es importante determinar el diseño adecuado del sistema para evitar que aparezcan parafinas provocadas por la temperatura, para mitigar este problema se necesita principalmente pruebas de laboratorio que permitan caracterizar los fluidos provenientes del yacimiento que se tienen como muestra.

Es importante el trabajo que debe realizarse para controlar y evitar la formación de parafinas, ya que las actividades de remediación del sistema submarino de producción requieren altos costos, dentro de las operaciones de eliminación de parafinas se encuentran; sistemas de aislamiento, productos químicos y remediación mecánica, estas operaciones necesitan desarrollar técnicas que hagan menos costosas y riesgosas las intervenciones para tratar el problema de parafinas durante la vida del campo.

- Depositación de parafinas.

Como se ha mencionado el parámetro que determina la formación de parafinas es la temperatura, ya que a medida que se reduce el líquido a través de las líneas de flujo los fluidos experimentan una pérdida de energía térmica, la precipitación de parafinas se concentra en las paredes de la tubería dificultando el paso de los fluidos, en muchos casos no crea un tapón si no solo disminuye la velocidad con la que viaja la corriente de fluidos.

Existen tres principales mecanismos de deposición de parafina:

- La difusión molecular: determina el ritmo al cual cierta cantidad de parafina puede disolverse en la pared de la tubería.
- El ritmo de dispersión: es un mecanismo secundario, el cual transporta la parafina sólida en el aceite hacia las paredes de la tubería.
- Taponamiento: es el proceso en el cual los sólidos se depositan obstruyendo en su totalidad el paso de los fluidos y son removido por la acción mecánica.

En el caso de la deposición de parafinas es importante como primer paso determinar las condiciones de operación bajo las cuales se precipitan e identificar los problemas potenciales durante la etapa de diseño, ya que puede ser importante para decidir el método de control a utilizar.

Características importantes para mitigar la formación de parafinas:

- Presión.
- Obtener una buena muestra para caracterizar los fluidos.
- WAT (temperatura en la que se forman las parafinas). Equilibrios sólido-líquido.
- Reología. - Viscosidad, punto de escurrimiento y resistencia de gel.
- Composición del aceite. – Densidad API.
- Contenido de ceras. –Equilibrio sólido-líquido.
- Tasa de depositación de ceras. –Prueba de depositación de cera o de flujo en circuito cerrado.
- Punto de fusión de las ceras.
- Considerar el uso de inhibidores de cera, remediación mecánica, métodos térmicos e inyección de químicos.

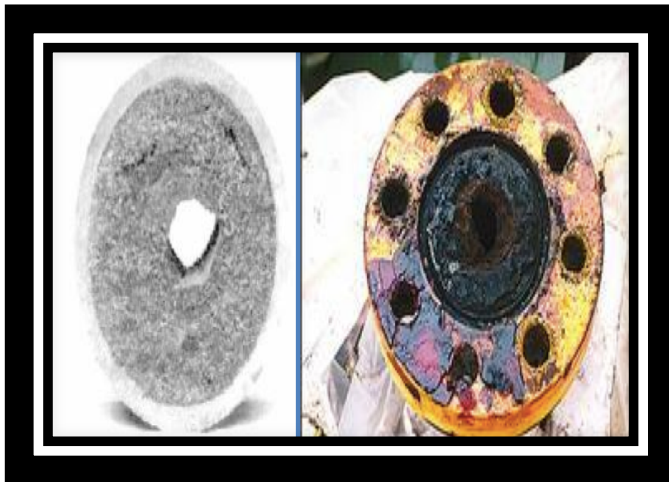


Figura 2.8.
Depositación de
parafinas.(PEMEX;
2004).

- Control de parafinas.

La mayoría de los trabajos para mitigar la formación de ceras parafinicas implican una combinación de dos estrategias: evitar el mayor tiempo posible para que la temperatura no sea menor que la temperatura de formación de parafinas y evitar los depósitos de cera a través de algún método de eliminación que sea efectivo y lo menos costoso posible ya que elegir un tratamiento adecuado para eliminar parafinas es una tarea complicada debido a las diferentes características del petróleo, las condiciones operativas del sistema y la amplia variedad de tratamientos químicos disponibles.

La selección del tratamiento especialmente para la inyección de algún químico debe realizarse sobre la base de las pruebas de laboratorio, una vez seleccionado y aplicado el programa de tratamiento debe continuar con el monitoreo para mantener la efectividad y evitar la recurrencia de problemas.

Los métodos de remediación para problemas de parafinas son:

- Métodos mecánicos
 - Corridas de diablos en los ductos o líneas de producción.
 - La utilización de cortadores de parafina con línea de acero.
- Métodos térmicos.
 - Fluidos empacantes con gel.
 - Tuberías con recubrimiento térmico.
 - Inducción de calor en la tubería.
- Métodos químicos.
 - Inhibidores de parafinas.
 - Dispersantes
 - Detergentes.

2.2.9. Incrustaciones inorgánicas.

Los mencionados anteriormente, parafinas y asfaltenos son precipitados del aceite crudo, en este trabajo se ha querido tratar principalmente problemas relacionados con el aseguramiento de flujo debido a la producción de agua de formación en regiones costa afuera y en aguas profundas.

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción que más preocupan a los ingenieros de producción. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, los revestidores, las tuberías de producción, las válvulas, las bombas y los equipos de terminación de del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de fluidos.

Las incrustaciones como ocurre en los caños de agua o en las teteras de agua, se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectores hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos.

La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo.

Cada vez que un pozo de aceite o de gas produce agua o que se utiliza una inyección de agua como método para mejorar la recuperación surge la posibilidad de que se formen incrustaciones. En ciertas áreas como por ejemplo el mar del norte o Canadá, en donde existen regiones enteras con tendencia al depósito de minerales, esto es reconocido como uno de los principales problemas de producción.

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y permeabilidad de la formación se ven afectadas. Así mismo pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando obstruyen los cañoneos o se forma una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción.

Puede además cubrir y deteriorar equipos de terminación, como las válvulas de seguridad y los mandriles de los bombeos neumáticos. Los efectos de las incrustaciones pueden resultar inmediatos.

En un pozo del campo Miller en el mar del norte, los ingenieros se llevaron una sorpresa al ver declinar la producción de 30,000 bpd a 0 bpd en un lapso de 24 horas. Debemos considerar además que los costos pueden ser enormes, este tipo de problemas le cuesta a las empresas millones de dólares en términos de pérdidas de producción al año. Hasta no hace mucho tiempo los métodos de tratamiento eran limitados y poco efectivos. Cuando se forman las incrustaciones se necesita utilizar un método de eliminación de estas rápido y efectivo. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección dependen de la ubicación de los sedimentos y su de sus propiedades físicas.

Algunas incrustaciones minerales como el carbonato de calcio (CaCO_3), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros caso este sistema no funciona. Muchas veces se forma una partícula cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. Puede ocurrir también que se le acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revisten las tuberías de producción y a veces las bloquean por completo, con lo cual resulta más difícil quitarlas.

En este caso, por lo general se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada.

A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario (BaSO_4), que son sumamente resistentes, tanto a agentes químicos como mecánicos.

Antes de que se produjeran los últimos avances tecnológicos en la eliminación de incrustaciones minerales, los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, movilizar barrenas utilizadas en la terminación de los pozos para extraer la tubería dañada del pozo y hacer de esta manera la limpieza en la superficie, o bien reemplazar la tubería directamente.

2.2.9.1 Origen y formación de las incrustaciones.

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel muy importante, como se había mencionado antes, el problema solo se presenta cuando existe producción de agua. El agua es un buen disolvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado mineral. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua de mar tiende a ser rica en iones, que son un subproducto de la vida marina y la evaporación de agua. El agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua en zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y de aceite.

El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios.

El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalente de calcio (Ca^{2+}) y magnesio (Mg^{2+}). Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario (Ba^{2+}) y estroncio (Sr^{2+}). En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400,000 mg/L. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de tal forma que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en si mismos tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 48 mega pascales de disminución de la presión.

No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura, por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir, que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen.

La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100 ($^{\circ}\text{C}$), pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200 ($^{\circ}\text{C}$). Esta tendencia a su vez se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio. Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono (CO_2) o el ácido sulfhídrico (H_2S).

La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido y tanto el CO_2 como el H_2S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. Por lo tanto, el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica, puede ser rica en carbonatos disueltos. Esta tendencia presenta una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presión del gas por encima de la fase líquida, este efecto de la

presión del gas es varios órdenes de magnitud mayor que el efecto normal de la presión sobre la solubilidad de un mineral. En general a medida que disminuye la presión, el CO_2 deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas.

Las figuras 2.9, 2.10 y 2.11 muestran la solubilidad de los minerales que forman las incrustaciones respecto a tres variables: temperatura, presión y salinidad.

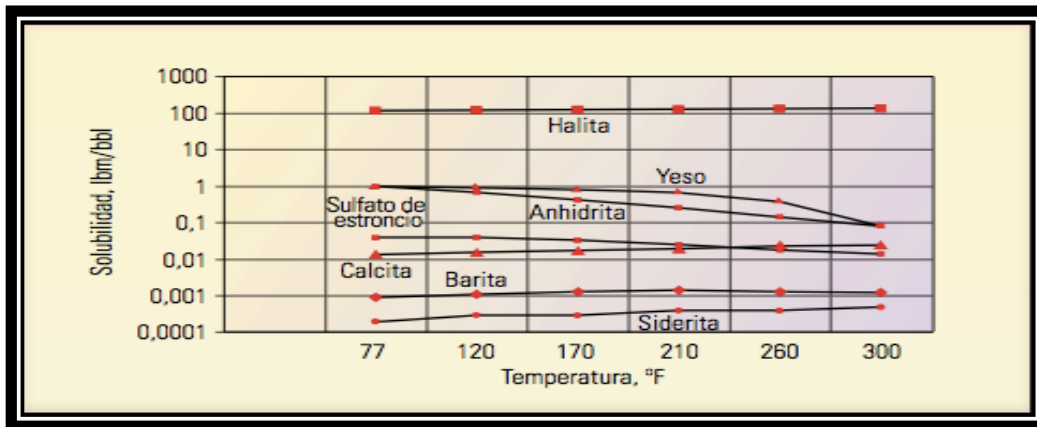


Figura 2.9. Solubilidad de Minerales en Función de la Temperatura. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

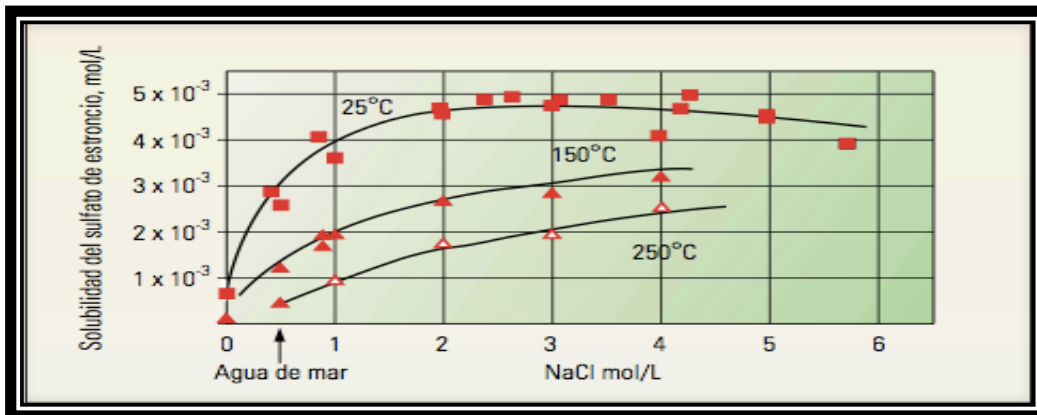


Figura 2.10. Solubilidad de Minerales en Función de la Salinidad. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

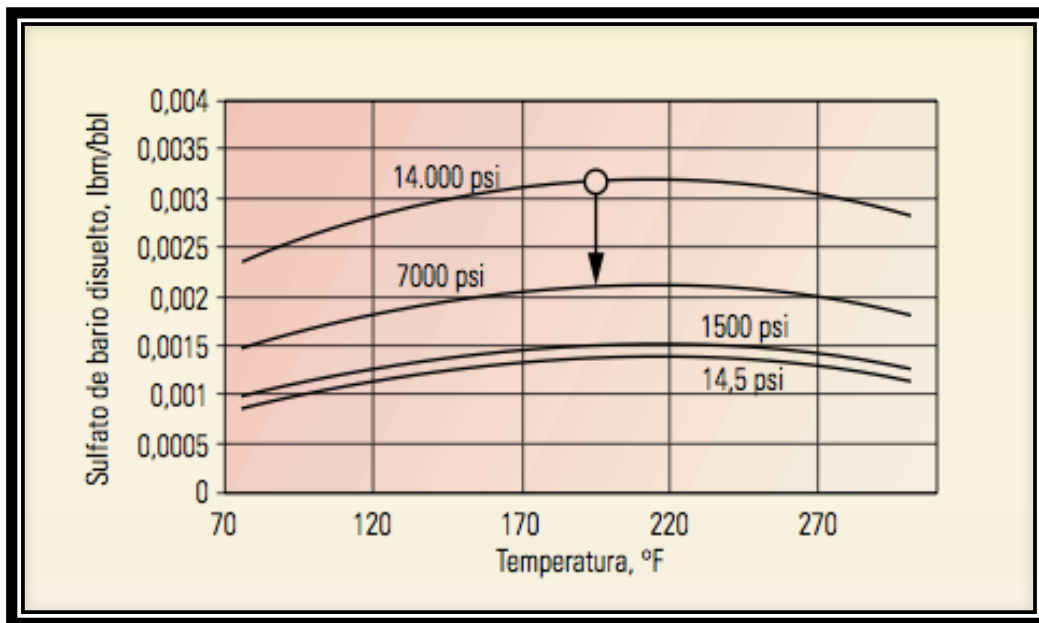


Figura 2.11. Solubilidad de Minerales en Función de la Presión.
(Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

Si bien el punto de partida para la formación de incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación al pH o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que, a pesar de encontrarse sobresaturadas y ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea, se muestra adelante en la figura 12 una imagen ejemplificando esta. Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y además que los cristales pequeños se pueden redisolver.

Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales.

El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador en la formación de incrustaciones.

El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea, y que también se mostrará gráficamente a continuación.

Los sitios donde se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en la superficie, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos en las tuberías cortas de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción.

Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos. Vemos entonces que la acumulación de incrustaciones puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. Esto explica porque los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipos de terminación de fondo.

La comprensión de los fenómenos de nucleación ha permitido desarrollar inhibidores de incrustaciones, de los cuales igual se hablará en siguientes apartados, estos inhibidores utilizan químicos diseñados específicamente para atacar la nucleación y los procesos de formación de incrustaciones, de modo tal de reducir su incidencia.

Se muestran los procesos de nucleación homogénea y heterogénea en las figuras 2.12 y 2.13.

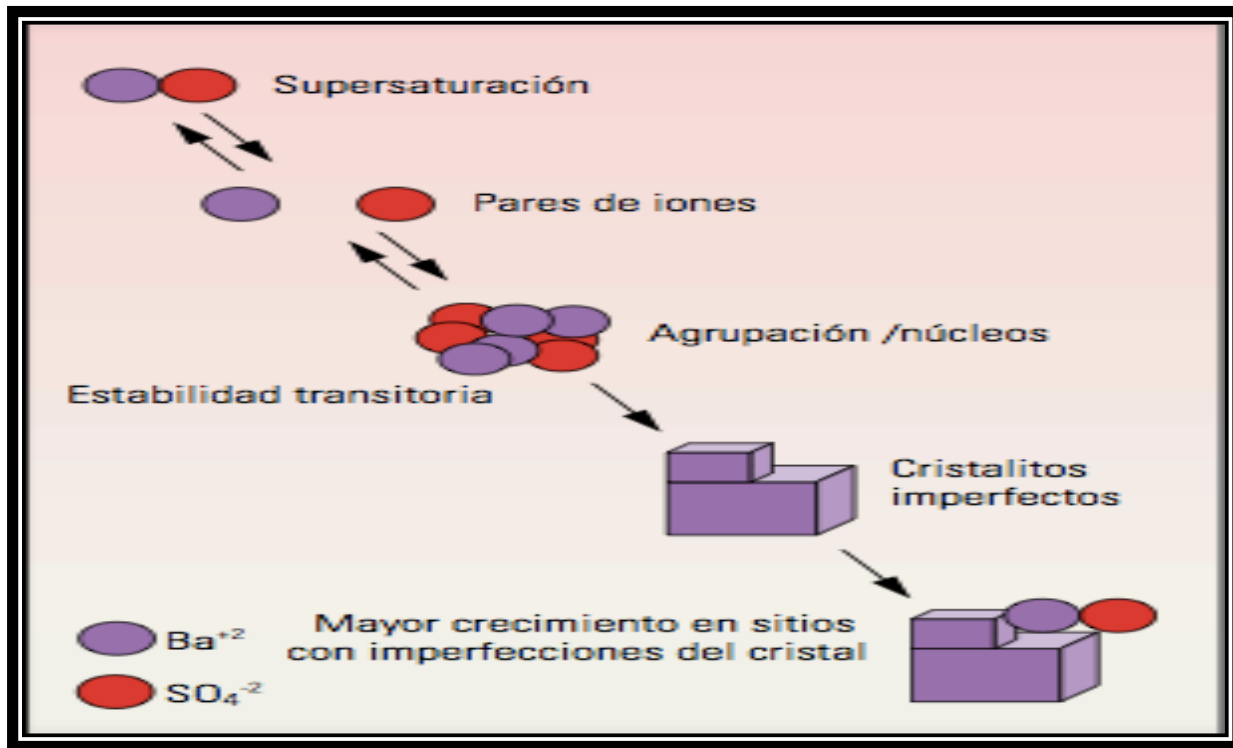


Figura 2.12. Nucleación Homogénea. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

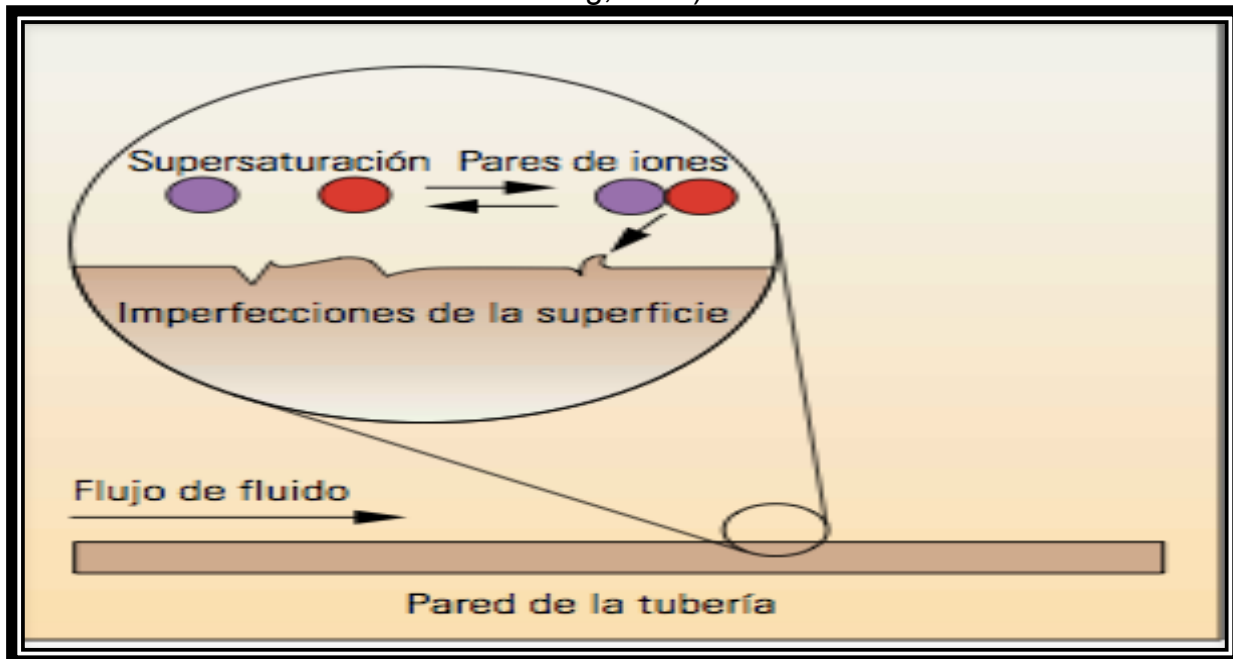


Figura 2.13. Nucleación Heterogénea. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

2.2.9.2. Impacto del agua de formación en la depositación de incrustaciones inorgánicas.

En las tuberías de producción de los campos en regiones marinas y aguas profundas la producción de agua es prácticamente una regla. El agua producida es encontrada de igual forma que el aceite y el gas dentro del yacimiento, el agua es un excelente agente para disolver diferentes componentes, por ejemplo, componentes químicos e incluso gases se pueden encontrar disueltos dentro del agua de formación. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

El agua de formación también contiene sólidos en suspensión e impurezas. Dentro de la formación usualmente el agua congénita y los diferentes compuestos químicos se encuentran en equilibrio.

Durante la producción de hidrocarburos y debido a los cambios de presión fuera del yacimiento el equilibrio antes mencionado entre los diversos componentes químicos y el agua de formación resulta roto, es en este momento que algunos componentes se vuelven insolubles en el agua y comienzan a depositarse en forma de incrustaciones a través de las tuberías de producción. De igual forma el agua en su estado de agua congénita al contacto con los materiales que componen las tuberías causa que el metal de las tuberías sea disuelto derivándose esta disolución en un problema de corrosión.

También se debe mencionar que cuando el agua y el gas viajan a través de las tuberías en un flujo multifásico a ciertas condiciones de presión y ciertas temperaturas entonces se dan las condiciones para formar hidratos, estos hidratos resultan un peligro potencial de daño severo a las tuberías de producción.

El agua de formación producida causa mayores riesgos relacionados con el aseguramiento de flujo en campos de aguas profundas. A continuación se presenta una lista de los iones componentes del agua de formación que resultan más influyentes y cuyo estudio se debe realizar más a fondo para la correcta aplicación de la metodología de aseguramiento de flujo.

Principales aniones en el agua de formación:

- ✓ Cloro.
- ✓ Sulfuro de hidrógeno.
- ✓ Sulfatos.
- ✓ Bromo.
- ✓ Bicarbonato de calcio.
- ✓ Carbonatos.

Principales cationes presentes en el agua de formación:

- ✓ Sodio.
- ✓ Potasio.
- ✓ Calcio.
- ✓ Magnesio.
- ✓ Estroncio.
- ✓ Bario.
- ✓ Fierro.
- ✓ Aluminio.

La razón por la que es conveniente tener una muestra certera de las cantidades de estos iones es porque los cationes y aniones se pueden combinar y formar diferentes sustancias. Debido a la producción la presión y temperatura cambian, por lo tanto la solubilidad de cada ion cambia. Una cantidad excesiva de iones que no puedan seguir disolviéndose en el agua de formación provocan la precipitación de sólidos, incrustaciones en un sentido más estricto. Por ejemplo el calcio y los carbonatos se pueden mezclar formando incrustaciones de carbonatos de calcio.



De igual manera sucede con la combinación del sulfato con el bario. En este caso se forma una incrustación de sulfato de bario.



Las sales disueltas en el agua de formación se presentan a continuación en un cuadro comparativo. (Ver tabla 2.1).

Tipo de agua	Salinidad, partes por mil
Agua fluvial promedio	0,11
Agua de mar	35
Sistemas evaporíticos	35 a 350
Agua de formación	7 a 270

Tabla 2.1. Valor de agua de formación. (Oilfield Review; Primavera, 2011).

Debido a estas grandes cantidades de sales disueltas en el agua de formación, el agua de formación se vuelve altamente corrosiva, entre más partes de sal disueltas en el agua es más conductiva y por lo tanto puede causar mayores problemas de corrosión.

El agua congénita puede cambiar las propiedades del flujo multifásico dentro de las tuberías de producción, de esta forma el escenario esta dado para la formación de baches.

Físicamente este fenómeno se puede explicar de la siguiente forma, con un flujo de gas mínimo entonces la cantidad de líquido por lo tanto será mayor, entonces se volverán más difíciles las condiciones para que el gas pueda transportar al líquido a través de las tuberías, debido a esta condición la formación de baches es muy posible.

2.2.9.3. Principales incrustaciones inorgánicas.

Las principales incrustaciones inorgánicas que se presentan en la industria petrolera son: carbonato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y sulfato de calcio. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

El carbonato de calcio es formado cuando un ion de calcio se mezcla con un ion de carbono.



El carbonato de sólido es un sólido y puede precipitarse desde una solución (mezcla de gas, aceite y agua).

De manera similar cuando un ion de calcio se combina con un ion de bicarbonato entonces el carbonato de calcio se formará igualmente.

El sulfato de bario se forma cuando un ion de bario se combina con un ion de sulfato.



El sulfato de estroncio se forma cuando un ion de estroncio se combina con un ion de sulfato.



Las precipitaciones de sulfato de calcio incluyen la anhidrita (CaSO_4) y también el yeso ($\text{CaSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$). Las condiciones para que se presenten incrustaciones de carbonatos desprendiéndose del agua de formación producida son las siguientes: un decremento de presión, incremento de temperatura, además de un incremento del valor del pH del agua. Las incrustaciones por sulfato se forman cuando el agua de formación se combina con agua de mar, esta última aporta una gran cantidad de sulfato.

Existen algunas incrustaciones menos comunes, por ejemplo, el fluoruro de calcio, este ha sido reportado en algunos campos, sin embargo no es común ya que es muy insoluble en el agua de formación, por fortuna es así, ya que no existen muchos químicos efectivos para tratar problemas de incrustación de fluoruro de calcio.

2.2.9.4 Factores que afectan la precipitación de incrustaciones.

Los parámetros principales que influyen en la precipitación de incrustaciones desde el agua de formación son: presión, temperatura, pH y sólidos disueltos en agua. Generalmente se piensa que la principal razón para la precipitación de incrustaciones de carbonatos es el decremento de la presión dentro de la tubería, y el incremento de temperatura, sin embargo, la principal razón para la formación de incrustaciones de carbonatos es la mezcla de diferentes tipos de agua, por ejemplo: la mezcla de agua de diferentes campos, la mezcla de agua de diferentes pozos de un mismo campo y el caso más ejemplar la mezcla de agua de formación con agua de mar.

La formación de incrustaciones como ya se ha dicho es uno de los principales problemas a tratar por la metodología de aseguramiento de flujo, sobretodo en la producción de hidrocarburos en regiones costa afuera y en aguas profundas, los cambios severos de presión y temperatura proponen un escenario muy propicio para la formación de incrustaciones.

En la siguiente página se presenta la tabla 2.2 que presenta los parámetros principales en la precipitación de incrustaciones, posteriormente se continuará con el apartado de origen de las incrustaciones que empezará a continuación .

Incrustaciones.	Efectos relacionados con la temperatura.	Efectos relacionados con la presión.	Efectos relacionados con el valor del pH.	Efectos relacionados con la presencia de sólidos disueltos.
Carbonato de calcio.	Menos soluble con el incremento de temperatura. Es decir es más probable la presencia de este si la temperatura del agua de formación incrementa.	Menos soluble con el decremento de presión. Si la presión del agua llega a la presión de saturación, entonces el dióxido de carbono se liberará del agua y se precipitará para formar incrustaciones.	Menos soluble con el incremento del valor del pH.	Agregar sal en el agua destilada puede incrementar la solubilidad de esta y de igual forma incrementar la solubilidad de los sólidos disueltos.
Sulfato de bario.	Es probable su formación con el incremento de la temperatura del agua de formación.	Si se reduce la presión es menos soluble.	No influye prácticamente.	Se vuelve más soluble si se incrementa la presencia de sales.
Sulfato de estroncio.	Su solubilidad disminuye si se incrementa la temperatura del agua de formación.	Si se reduce la presión es menos soluble.	No influye prácticamente.	Se vuelve más soluble si se incrementa la presencia de sales.
Sulfato de calcio.	Alta temperatura, baja solubilidad.	Baja presión, menor solubilidad.	No influye prácticamente.	Se vuelve más soluble si se incrementa la presencia de sales.

Tabla 2 .2.modificada de:Offshore pipelines. Boyun Guo, Shanhong Song, Jacob Chacko,Ghalambor.2005.

2.2.9.5. Identificación de las incrustaciones.

El primer paso en el diseño de un programa de remediación realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos de minerales y la composición de los mismos. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

A continuación se describirán algunas ubicaciones comunes para el depósito de incrustaciones, estas ubicaciones pueden formar o no parte del sistema integral de producción.

- ✓ Tubería de producción y equipos de superficie. Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de la tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 cm. o más. El efecto primario de la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia. Esto origina un aumento en la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción. La composición química de las incrustaciones puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general las más comunes son: carbonatos o sulfatos.

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

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

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

En la figura 2.14. Se observan las incrustaciones presentes en las tuberías de producción.

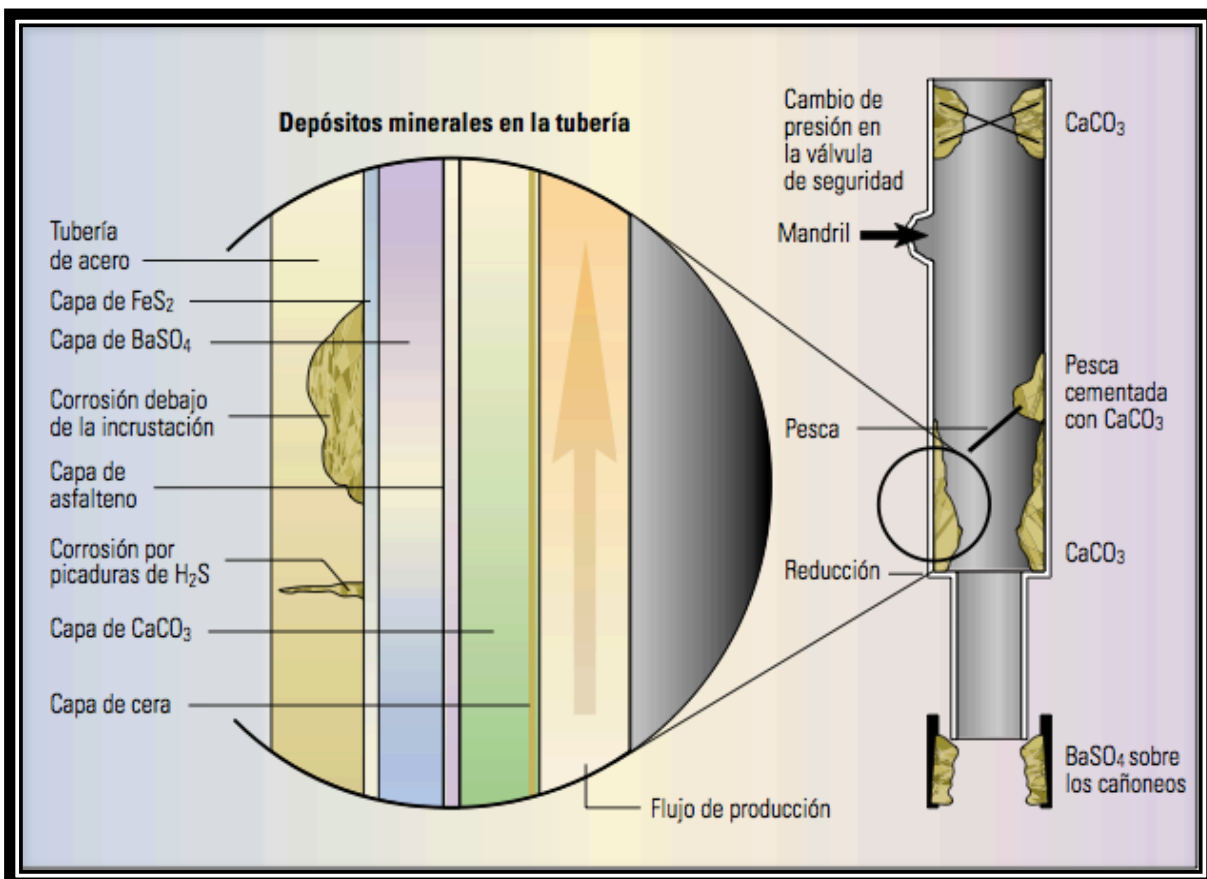


Figura 2.14. Depósitos Minerales en la Tubería. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

La ubicación de los depósitos minerales en las tuberías puede variar desde los cañoneos de fondo, hasta la superficie, ocasionando restricciones en el flujo dentro de la tubería de producción, niples, pescas, válvulas de seguridad y los mandriles del bombeo neumático. A menudo se presentan en diversas capas y en algunos casos cubiertos por una capa cerosa o de asfaltenos.

Por debajo de las incrustaciones pueden aparecer signos de corrosión y picaduras sobre el acero, debido a la presencia de bacterias y gas sulfuroso, lo cual reduce la integridad del acero.

A continuación se muestra gráficamente los daños en la matriz producidos por depósitos minerales. (Ver figura 2.15).

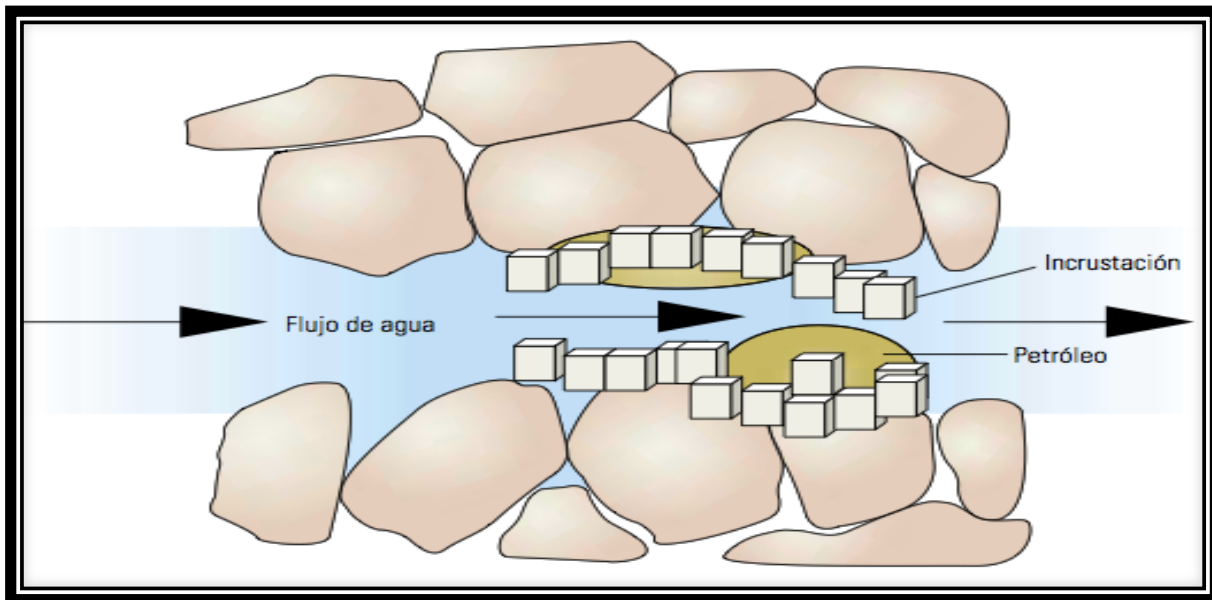


Figura 2.15. Daños a la Matriz Producidos por Depósitos Minerales.
(Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad. (ver figura 2.16).

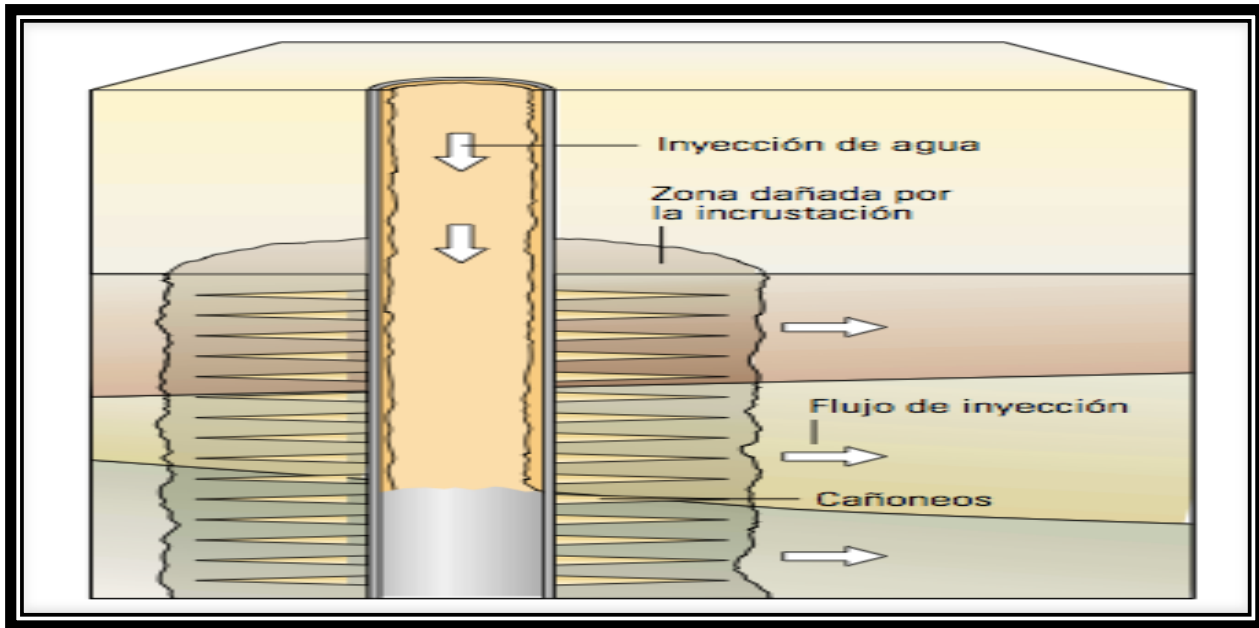


Figura 2.16. Daños en un pozo inyector. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

De la figura 2.16. La autosedimentación del agua de inyección puede ocasionar el desarrollo de incrustaciones y generar restricciones en la tubería de inyección. El aumento de la presión y la temperatura puede provocar la precipitación de carbonato de calcio, lo cual puede originar deposición y daño en las vecindades del pozo, particularmente en pozos de alta presión y alta temperatura. La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de la formación) puede provocar daño al comienzo del programa de inyección de agua.

2.2.9.6. Detección de las incrustaciones.

Existen evidencias físicas de la evidencia de incrustaciones en las muestras de tuberías, o bien en las radiografías de análisis de núcleos. La interpretación de registros de rayos gamma a menudo indica la presencia de residuos de sulfato de bario, dado que el radio, que es naturalmente radioactivo, precipita con estos sedimentos. En algunos casos se llega a observar un aumento hasta de 5000 unidades API en la actividad de los rayos gamma por encima de los valores naturales.

Cuando se evalúa la producción por medio del análisis nodal, este puede indicar la presencia de incrustaciones en las tuberías si, por ejemplo, un pozo presenta restricciones en las tuberías que no se percibían durante las primeras etapas de la producción. En teoría, el análisis nodal puede indicar la presencia de incrustaciones en la matriz mediante la identificación de mayores restricciones del yacimiento a la producción, si bien esto es difícil de distinguir con respecto a otro tipo de daños que puede sufrir la formación.

El comienzo de la producción de agua, es a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de producción de aceite. Normalmente, los operadores analizan la composición química del agua y, en particular, el contenido de iones disueltos en el agua producida, como se ha explicado ya en apartados anteriores del capítulo. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales como bario o sulfato, que coincide con una disminución de la producción de aceite y un aumento del corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de inyección ha invadido y se han comenzado a formar incrustaciones. Mediante el estudio de la respuesta a los tratamientos químicos, como los tratamientos con ácidos, se pueden corroborar tales interpretaciones.

La posibilidad de advertir esta situación desde sus inicios resulta de gran valor para los operadores, dado que los pozos pueden incrustarse en un período de 24 horas o incluso menor. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

Los pozos que cuentan con terminaciones inteligentes y sistemas de monitoreo permanente están preparados para detectar los cambios que se pueden producir en la composición química del agua. El desarrollo de sensores subterráneos de incrustaciones y las aplicaciones de monitoreo permanente son temas que se investigan y se desarrollan en la actualidad. BP, por ejemplo, comenzó un sistema de manejo integrado de incrustaciones que utiliza un sensor electroquímico sensible al pH y a las concentraciones de iones de cloruros, que además efectúa mediciones de temperaturas, presión y flujo multifásico para detectar potenciales formaciones de carbonatos y ayudar a regular las dosis químicas para lograr el control de las incrustaciones.

2.2.9.7. Escenarios más comunes.

Existen cuatro hechos, que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos, y que dan lugar a la aparición de incrustaciones. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

- ✓ *Mezclas incompatibles.* La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación pueden provocar el desarrollo de incrustaciones. Con frecuencia se inyecta agua de mar a los yacimientos durante las operaciones de recuperación secundaria y mejorada por inundación de agua. El agua de mar es rica en iones negativos SO_4^{-2} con concentraciones que en muchos casos superan los 2000 mg/L, mientras que el agua de formación contiene cationes bivalentes de Ca^2 y Ba^2 . La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos. El sulfato de calcio (CaSO_4) se desarrolla en formaciones de calcáreas, mientras que el sulfato de bario (BaSO_4) y el sulfato de estroncio (SrSO_4) se encuentran en formaciones de areniscas. Si estas incrustaciones aparecen en la formación, resulta difícil eliminarlas con métodos químicos e imposible con métodos mecánicos. La mezcla de aguas incompatibles también puede tener lugar en las tuberías de producción, lo cual produce incrustaciones, que se pueden eliminar tanto química como mecánicamente.

- ✓ *Autosedimentación.* El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales, este fenómeno recibe el nombre de “autosedimentación”.

Las incrustaciones de sulfatos y carbonatos pueden precipitar como resultado de cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo. Los sedimentos de cloruro de sodio (halita) se forman de una manera similar a partir de salmueras de alta salinidad que sufren descensos de temperatura pronunciados. El agua puede transportar 100 lbm/bbl de halita a 200 °C, pero no más de 80 lbm/bbl a la temperatura de superficie. Los sedimentos de halita pueden precipitar a una tasa de 20 lbm por cada barril de agua producido, lo cual significa muchas toneladas de residuos por día en un solo pozo que produce agua a razón de 1000 B/D. Otro problema serio se presenta cuando precipitan residuos de carbonatos a partir de los fluidos producidos que contienen gases ácidos. La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales. Los residuos carbónicos se pueden encontrar desde la matriz cercana al pozo, a lo largo de la tubería y dentro del equipamiento de superficie, dado que la presión y la temperatura del agua producida cambian continuamente.

En el caso de las incrustaciones de carbonatos, los efectos de la temperatura a menudo se contraponen a los efectos de la presión. Por ejemplo, la reducción de la presión en el punto de entrada al pozo puede llevar incrustaciones en la matriz. A medida que el fluido avanza por la tubería hacia las temperaturas de superficie y la presión del cabezal del pozo. la caída de temperatura resultante puede anular el efecto de la presión, con lo cual se reduce la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Por el contrario, la caída subsiguiente de presión desde el cabezal del pozo a la superficie puede producir la formación de grandes depósitos de residuos en los equipamientos de superficie y en las tuberías de producción.

- ✓ *Incrustaciones inducidas por la evaporación.* La formación de residuos minerales también está relacionada con la producción simultánea de gas de hidrocarburo y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos, que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente.

Esta es una causa habitual de incrustaciones de halita en pozos con alta presión y altas temperatura, si bien otros tipos de incrustaciones también se pueden formar de esta misma forma.

- ✓ *Inundación con gas.* Cuando se inunda una formación con dióxido de carbono (CO_2) para recuperación secundaria, se puede provocar la formación de residuos minerales. El agua que contiene CO_2 se vuelve ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación.

Las subsiguientes caídas de presión que se producen en la formación alrededor de un pozo en producción, pueden provocar que el CO_2 se separe de la solución y se precipiten residuos de carbonatos en los cañoneos y en los poros de la formación próximos al pozo. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de la presión y aún más precipitaciones. Como ocurre en el caso de la autosedimentación, este proceso puede llegar a sellar totalmente los cañoneos o crear una pared impermeable entre el hoyo y la formación en unos pocos días, deteniendo la producción por completo.

A continuación se presenta de manera gráfica dos diferentes mecanismos de daños a un pozo en producción. (ver figura 2.17)

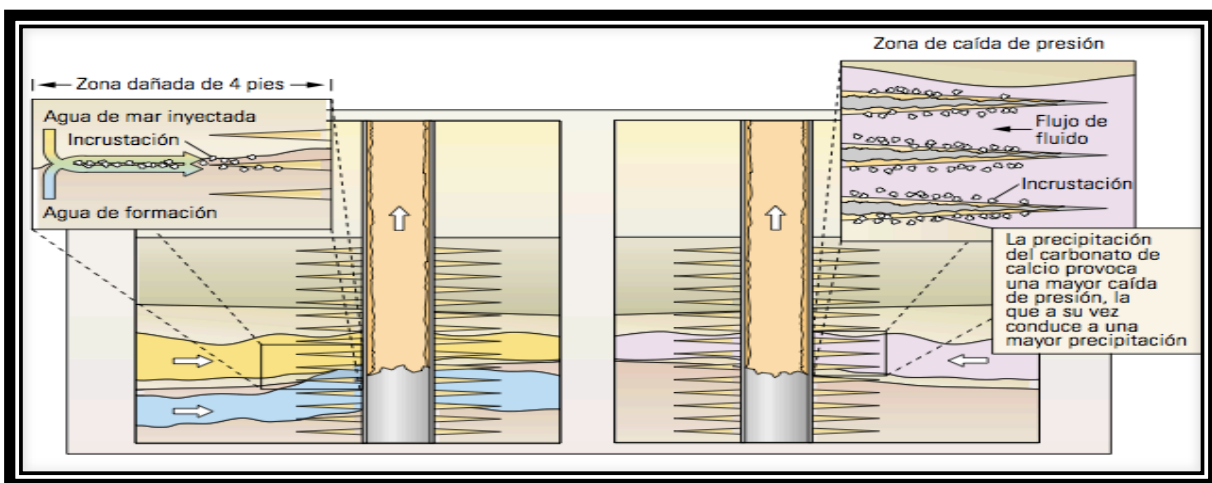


Figura 2.17. Daños a un pozo en producción. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

De la figura 2.17. La autosedimentación puede ser la causa de problemas en los pozos productivos, en la imagen anterior el pozo del lado derecho, en los que se forman incrustaciones cerca de la garganta de los cañoneos, en la imagen anterior el pozo del lado derecho. La caída de presión sobre la matriz cercana al pozo puede provocar una precipitación incontrolable de CaCO_3 .

La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de formación) puede provocar la precipitación de sedimentos minerales en la matriz de la formación.

2.2.9.8. Eliminación de las incrustaciones.

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. En los tratamientos de estimulación de la matriz de formación, por lo general, se emplean disolventes de incrustaciones con el fin de detener la caída de la producción. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de incrustaciones. (Guo, Song, Chacko, Ghalambor; 2005).

El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías revisten gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad. La pureza de las incrustaciones afecta su resistencia a los métodos de limpieza. Puede ocurrir que se trate de fases de un solo mineral, si bien, por lo general, son una mezcla de compuestos similares y compatibles. El sulfato de bario puro es normalmente de baja porosidad y totalmente impenetrable con agentes químicos, y sólo se puede quitar lentamente utilizando alguno de los métodos mecánicos más tradicionales. Las mezclas de sulfato de estroncio, sulfato de calcio o incluso carbonato de calcio, con frecuencia ceden frente a diversos métodos de limpieza, tanto químicos como mecánicos.

- ✓ *Técnicas químicas.* La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con facilidad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida. En la matriz de la formación, se pueden tratar con agentes quelatinizantes fuertes: compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo.

La mayor parte de los tratamientos químicos se controlan según la capacidad de llegada de los reactivos a la superficie de las incrustaciones.

En consecuencia, la relación entre el área de la superficie y la masa, constituye un parámetro importante en la velocidad y la eficiencia del proceso de eliminación. Las grandes áreas de superficie reactivas, como por ejemplo los materiales porosos, las partículas similares a las arcillas de placas sumamente finas y las proyecciones del espesor de un cabello reaccionan en forma inmediata, puesto que existe un gran volumen del ácido o del reactivo alrededor de la superficie. Cuando la relación entre el área de la superficie y el volumen es menor, por ejemplo en capas de incrustaciones gruesas y poco porosas, la reacción es más lenta y sólo responden los reactivos químicos más fuertes. Los depósitos minerales que se encuentran en las tuberías de producción presentan una superficie tan pequeña en relación con el total de la masa depositada que, por lo general, la reactividad de los sistemas químicos resulta muy lenta, por lo que se convierte en un sistema de remoción poco práctico.

Las zonas de alta permeabilidad dentro de la formación que ofrecen una trayectoria de menor resistencia, desvían los fluidos del tratamiento y obstaculizan la capacidad de los disolventes para penetrar en los intervalos dañados. Las últimas técnicas que utilizan disolventes y colchones lavadores que contienen surfactantes viscoelásticos pueden mejorar la colocación del disolvente. Los surfactantes viscoelásticos forman sustancias gelatinosas de alta viscosidad cuando se los mezcla con ciertos compuestos de salmuera, pero se rompen completamente y se transforman en sustancias acuosas en presencia de aceite o de gas. De esta forma, estos surfactantes viscoelásticos ayudan a canalizar los disolventes hacia las zonas productivas saturadas de aceite, y evitan las zonas no productivas saturadas de agua. Si bien el ácido clorhídrico es, por lo general, la primera opción como tratamiento de las incrustaciones de carbonato de calcio, la reacción rápida del ácido puede esconder un problema: las soluciones de ácido agotado de subproductos de las incrustaciones constituyen excelentes agentes iniciadores para la formación de nuevos depósitos minerales. Por ejemplo, en el mar del norte durante un estudio de campo para evaluar la estimulación de la matriz con ácido, un operador logró interpretar la disminución de sus tasas de producción. Al comparar la historia de producción de un pozo del campo Gulfaks antes y después de la estimulación, los ingenieros utilizaron la metodología de análisis nodal para determinar el cambio ocurrido por el daño a la formación.

A continuación se simuló el efecto de cada tratamiento con ácido en diferentes tipos de incrustaciones en cada pozo, para lo cual se utilizó un simulador de pozo y yacimiento acoplados. En cada caso se comparó el impacto de la remoción de las incrustaciones sobre el daño con los cambios en el mismo derivado de la producción, para evaluar el tipo de incrustaciones y su ubicación.

El estudio del campo confirmó que la precipitación de carbonatos en los empaques de grava constituía el mecanismo primario de daño que provocaba pérdidas de producción recurrentes en los pozos.

Los químicos que disuelven y quelatan el carbonato de calcio son capaces de romper este ciclo de re precipitación. El ácido etilendiaminotetracético (EDTA) fue uno de los primeros agentes utilizados para mejorar la remoción química de las incrustaciones y hoy en día se continúa utilizando en diversas formas.

Si bien los tratamientos con EDTA son más costosos y más lentos comparados con el ácido clorhídrico, funcionan bien en incrustaciones que requieren un remedio químico. El EDTA, y sus distintas variantes en estructura química, también resultan efectivos en la remoción de incrustaciones distintas a los carbonatos y han mostrado resultados promisorios en la remoción de sedimentos de sulfato de calcio, compuestos de calcio y sulfato de bario.

- ✓ *Métodos mecánicos convencionales.* Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables en las tuberías de pozos y en la formación. Como ocurre en el caso de los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicación, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación. Los métodos mecánicos, si bien son variados, se encuentran entre los más eficientes para la eliminación de incrustaciones de minerales en las tuberías. Uno de los primeros métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas. Los explosivos proporcionaban cargas de alto impacto que podían remover las incrustaciones, pero a menudo dañaban las tuberías y el cemento. Cuando se trató de cambiar el tipo de explosivo o reducir la cantidad de carga explosiva, se determinó que uno o dos cabos de la cuerda de detonación, conocida como cuerda de disparo, proporcionaban la intensidad adecuada.

Las cuerdas de disparo todavía se utilizan, en especial como simples herramientas de diagnóstico, en los casos en que una entrada rápida con cable de acero y detonación durante el flujo puede dar indicios sobre el tipo y la ubicación de las incrustaciones.

La experiencia demuestra que si se utilizan algunos cabos de cuerda, detonados por una cápsula electrónica, y lo suficientemente largos como para cubrir zonas de interés, este sistema resulta efectivo para eliminar bloqueos de incrustaciones en perforaciones y capas delgadas de incrustaciones dentro de las tuberías.

Las incrustaciones gruesas, en especial las que se encuentran dentro de las tuberías, por lo general son demasiado resistentes para utilizar este sistema y, debido a que su nivel de porosidad es muy bajo, los tratamientos químicos no resultan efectivos en un lapso de tiempo razonable.

Para la eliminación de este tipo de incrustaciones es necesario recurrir a las técnicas utilizadas para perforar tocas y triturar acero. Las mechas de impacto y la tecnología de fresado han sido desarrolladas para funcionar con tuberías flexibles dentro de las tuberías de producción y utilizando distintas mechas cinceladoras además de variadas configuraciones de fresado. Como fuente de energía se utiliza, por lo general, un motor hidráulico o una herramienta de impacto de tipo martillo. En los motores, impulsados por fluidos, el movimiento de la mecha responde a la combinación del estator y el rotor. La potencia depende de la tasa de fluido y del tamaño del motor, los motores más pequeños que eliminan incrustaciones dentro de las tuberías, por lo general de $1 \frac{11}{16}$ pulgadas a $1 \frac{3}{4}$ pulgadas de diámetro, proporcionan un torque de entre 100 a 130 lbf-pie. Dado que las incrustaciones rara vez se depositan en forma pareja sobre las paredes de los tubos, los requerimientos de potencia de fresado varían enormemente. Cuando los motores no cuentan con la potencia necesaria para que la mecha corte las incrustaciones, se atascan y se detiene el proceso. Como resultado de ello, las tasas de retención de incrustaciones varían según el tipo de incrustación. En general, éstas oscilan desde 5 hasta más de 30 pies lineales (1.5m hasta más de 9m) de incrustaciones eliminadas por horas de trabajo. La variación de la velocidad de fresado depende de que la combinación del motor y la fresadura sean la adecuada para el tipo de incrustación que se desea eliminar.

La experiencia demuestra que los motores pequeños y de bajo torque resultan más efectivos cuando se utilizan con fresas de dientes pequeños.

Las fresas de dientes más grandes, si bien son más agresivas, no giran bien sobre las superficies con incrustaciones irregulares y los motores pequeños se atascan.

Por lo tanto, las fresas con dientes pequeños y menos agresivos cortan más rápido porque los motores sufren menos problemas.

Las herramientas mecánicas de impacto, son herramientas de movimiento alternativo que trabajan con un pequeño martillo neumático con una mecha rotativa. Hacen impacto sobre las incrustaciones a razón de 300 a 600 veces por minuto y rotan alrededor de 20 veces por minuto, por lo general con un cincel o una mecha en forma de estrella. Las fresas no se pueden utilizar con estas herramientas porque los impactos producen demasiado daño sobre la superficie de los mismos. Estas herramientas funcionan mejor en depósitos de incrustaciones quebradizas y operan a razón de 100 a 100 pies lineales (3 a 30 metros) por hora.

Cuando el acceso pleno a los depósitos minerales se encuentra parcialmente obstruido por razones físicas, como por ejemplo la disminución de diámetro de la tubería o la intercalación de equipamientos de terminación, es necesario utilizar herramientas que cuenten con la posibilidad de modificar su diámetro. De no existir esta posibilidad, por lo general, se puede perforar un pequeño orificio a través de las incrustaciones y por debajo del punto de restricción, para permitir un aumento de flujo. No obstante, la presencia de residuos de incrustaciones en la superficie de la tubería da lugar a un nuevo crecimiento de los depósitos y dificulta la tarea de los tratamientos inhibidores que tratan de bloquear la nucleación.

La forma más efectiva para prevenir un nuevo desarrollo de incrustaciones consiste en que la superficie de acero se encuentre limpia y libre de imperfecciones.

Las herramientas de impacto como los motores y las fresas, en general, necesitan un acceso plano rara vez eliminan las incrustaciones totalmente de las paredes de acero. Cuando se encuentran situaciones donde el acceso es parcial, las fresas rectificadoras pueden aumentar el diámetro efectivo moviendo hacia fuera las hojas trituradoras mediante cambios en la presión y en la tasa de bombeo. Las fresas rectificadoras resultan efectivas, pero su rendimiento equivale a la mitad de una fresa típica.

✓ *Métodos mecánicos con chorro de fluidos.* Desde hace varios se encuentran disponibles algunos sistemas de chorros de fluidos, que se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de producción y cañoneos. Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos.

El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como halita y detritos o relleno, pero la experiencia demuestra que es menos efectivo en ciertos tipos de incrustaciones de mayor resistencia, como calcita y sulfato de bario.

A la presión de superficie, el chorro de agua remueve las incrustaciones por cavitación, mediante pequeñas burbujas que aparecen en el chorro de fluido. Estas burbujas se forman por la gran liberación de presión que ocurre cuando el fluido pasa a través de una boquilla. Las burbujas colapsan al chocar contra las incrustaciones, lo cual produce un fuerte efecto erosivo. Este proceso de cavitación se detiene prácticamente en el fondo del pozo debido a la presión hidrostática de dicho lugar.

Por lo general, las tasas de corte se ven reducidas a razón de cuatro veces o más. Debido a las limitaciones de la presión de bombeo en la superficie cuando se utilizan herramientas de chorro instaladas en tuberías flexibles, no es posible aumentar la presión del fluido lo suficiente como para vencer la presión diferencial en el fondo del pozo.

El programa de eliminación de incrustaciones en el desarrollo de algún proyecto contiene las siguientes actividades:

- La investigación del modelo del yacimiento para estudiar el impacto de la depositación de incrustaciones en los pozos.
- Los análisis de laboratorio de las muestras de agua de producción y las muestras de inyección de agua para identificar el inhibidor adecuado.
- Evaluación de la cantidad requerida y el gasto de inyección de los inhibidores.
- Análisis costo beneficio.

Los tratamientos de eliminación de incrustaciones se realizan en dos etapas de reacción química, la primera se trata de desasociar los iones de la incrustación a través de disolventes y la segunda es la reacción química entre los disolventes y las incrustaciones disueltas.

Los inhibidores de incrustaciones permiten actuar en la etapa de prevención de dichos depósitos, ya que cuando se utilizan estos se absorben en la formación permitiendo que la prevención sea por un período de tiempo suficiente inclusive por un par de años, siempre y cuando el tratamiento este bien diseñado y su aplicación sea correcta, un buen tratamiento puede mantener la productividad del pozo y evitar la depositación de incrustaciones en las líneas de flujo.

En la tabla 2.3 se muestra un cuadro comparativo de las diferentes técnicas mecánicas y métodos químicos de remoción de incrustaciones, haciendo énfasis en parámetros como ventajas, desventajas, entre otros.

Herramienta	Descripción	Limpieza de puentes difíciles	Limpieza de accesorios de la tubería	Otras ventajas	Otras desventajas
Limpieza mecánica					
Motor de desplazamiento positivo y fresa	Motor y fresa impulsados por fluidos "Moineau". La fresa remueve los depósitos triturándolos.	Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Pequeños cortes hacen más fácil la limpieza del hoyo.	El estator del motor y la fresa son consumibles caros. Límite de ~300°F [150°C]. Incompatible con disolventes de incrustaciones. La fresa puede dañar las tuberías.
Martillo de impacto	Martillo de percusión impulsado por fluidos. Las fuerzas de alto impacto destrozan los depósitos frágiles.	Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Herramienta simple y robusta.	El tamaño grande de los cortes hace más difícil la limpieza del hoyo. Incompatible con disolventes de incrustaciones.
Limpieza química					
Herramienta fija de lavado	Herramienta fija con muchas boquillas de diámetros grandes. Normalmente se utiliza sólo con disolventes químicos.		Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple y robusta.	Se pierde casi toda la fuerza del fluido por la fricción de la circulación. Presión de boquilla baja—no puede remover los depósitos inertes.
Herramienta a chorro rotativo	El torque de rotación lo proveen las boquillas apartadas del eje de la herramienta. No hay control de velocidad.		Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple. Cobertura completa del pozo al rotar los chorros.	Lanzamiento a chorro ineficiente debido a las altas velocidades de rotación (>5000 rpm).
Herramienta a chorro rotativo	La cabeza de la boquilla rota ~90° cuando se cicla la presión de la tubería flexible. La cabeza posee muchas boquillas de pequeño diámetro para mejorar la cobertura del pozo.		✓		Requiere múltiples corridas de limpieza incrementando el tiempo de trabajo y la fatiga de la tubería flexible. No hay indicación de limpieza en la superficie. Radio de limpieza pequeño debido al pequeño tamaño de las boquillas.
Herramienta a chorro impulsada por turbina	La turbina rota la boquilla con dos boquillas. Freno de corriente parásita controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con una amplia fracción de limpieza.	Los abrasivos no se pueden bombear por medio de la turbina. Herramienta compleja.
Herramientas sónicas	Se utiliza para crear pulsos de presión de alta frecuencia que remueven los depósitos mediante ondas de choque o cavitación.		Sí, si el depósito es soluble.	Simple.	La presión hidrostática suprime la cavitación. Las herramientas no son efectivas para remover incrustaciones duras en pruebas de laboratorio.

Tabla 2.3. Técnicas mecánicas y métodos químicos para remoción de incrustaciones. Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

Se muestran en las figuras: 2.18, 2.19 y 2.20 incrustaciones y sus distintas formas de remoción.



Figura 2.18. Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorros de agua.



Figura 2.19. Tubería sometida a limpieza con abrasivos de partículas de vidrio.

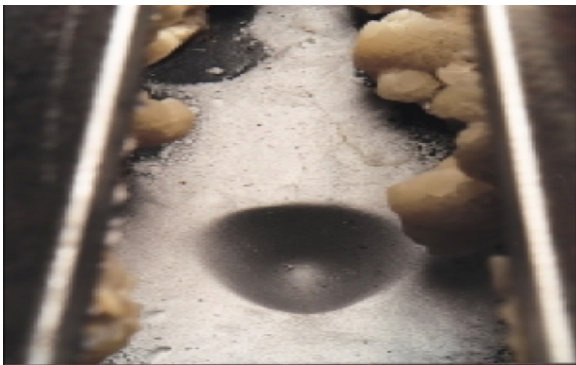


Figura 2.20. Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua

Tomadas de: Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998.

2.2.9.9. ¿Cómo evitar la formación de incrustaciones?

El costo directo de remover la incrustaciones de un pozo puede alcanzar los 250,000 dólares, a lo que hay que agregar el costo de la producción demorada, que resulta aún más elevado. En estos casos es mejor prevenir, mantener los pozos productores en buen estado, constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. En la mayoría de los casos, para mantener la producción de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

La dilución se utiliza, por lo general, para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, y constituye la técnica más

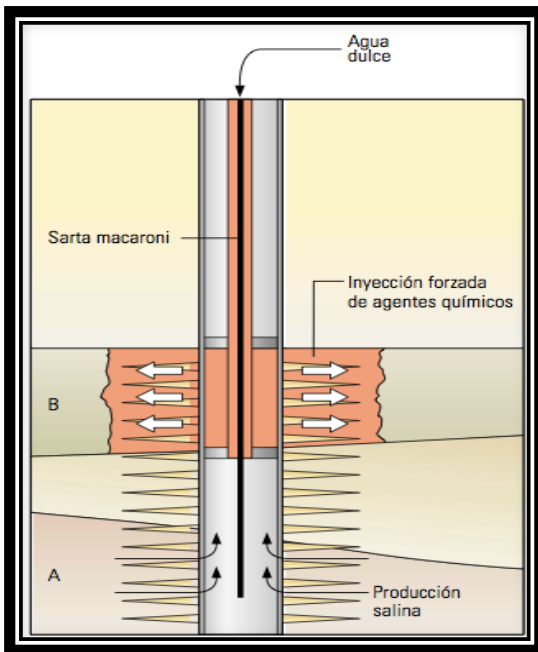


Figura 2.21. Sarta Macaroni. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Requiere la instalación de lo que se conoce como sarta *macaroni* (un tubo de diámetro inferior a 1 ½ pulgadas) a lo largo de la tubería de producción.

La sarta *macaroni* de diámetro reducido, también llamada spaghetti o capilar, transporta los fluidos y los químicos dentro de los pozos de producción. Lleva los químicos cerca del intervalo, como se observa en la zona A, que produce el fluido que necesita tratamiento. En la zona B aparece el inhibidor que se introduce periódicamente en la formación.

Además de la dilución, existen literalmente miles de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones, que abarcan desde los termotanques hasta los pozos de aceite. La mayoría de los químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Algunos químicos quelatizan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Ambos enfoques pueden resultar efectivos, si bien cada uno de ellos requiere una aplicación cuidadosa dado que los tratamientos son poco tolerantes a los cambios en el sistema de producción. Los inhibidores quelatinizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Se producen perturbaciones en el equilibrio, aún en sistemas protegidos, lo cual permite la precipitación de los residuos.

Dado que los agentes quelatinizantes consumen los iones de residuos en proporciones estequiométricas, el uso de los quelatinizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica.

Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales. En efecto, con el uso de este tipo de inhibidores la formación de residuos minerales desciende a concentraciones que resultan aproximadamente 1000 veces menores respecto de una proporción estequiométrica equilibrada, con lo cual disminuye considerablemente el costo del tratamiento.

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos.

- ✓ *Vida útil del inhibidor.* Los inhibidores de incrustaciones son retenidos en la formación por adsorción a las paredes de los poros o precipitación en el espacio de los poros. La adsorción más efectiva se da en las formaciones de areniscas. (Crabtree, Eslinger, Fletcher, Miller, Ashley, King; 1998).

La vida útil del tratamiento depende fundamentalmente de la química de la superficie, la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación y ocasionalmente es inusualmente corta (3 a 6 meses), debido a que la capacidad de adsorción de las rocas de formaciones es limitada bajo las condiciones de los yacimientos. Bajo ciertas condiciones especiales, como formaciones con elevada capacidad de adsorción y bajas tasas de producción de agua puede ocurrir que duren hasta dos años.

Normalmente, la vida útil del tratamiento es de más de un año en el caso de los tratamientos diseñados adecuadamente, en los cuales la precipitación actúa como mecanismo de retención del inhibidor, aunque se encuentren tasas elevadas de producción de agua. Por ejemplo, se sabe que los inhibidores de fosfatos y ácido fosfinocarboxílico son algunos de los que previenen la formación de carbonato de calcio. Los iones de calcio a menudo son liberados cuando los inhibidores se colocan en formaciones de carbonatos y la precipitación constituye el mecanismo dominante de retención a largo plazo en las formaciones de carbonatos. En los yacimientos que por naturaleza no contienen suficiente calcio soluble para precipitar el inhibidor, a menudo se bombea una salmuera con cloruro de calcio para inducir la precipitación del inhibidor y extender la vida útil del tratamiento.

Para prolongar la vida útil del inhibidor se pueden bombear grandes volúmenes del mismo en las profundidades de la formación, de forma tal que se encuentre expuesto y absorbido por una superficie extensa. Este sistema no siempre da resultados positivos, porque el hecho de forzar inhibidores a base de agua en zonas de aceite puede provocar un cambio temporal en la mojabilidad de la formación, lo que hace que los tiempos de recuperación de producción se vuelvan muy prolongados. Es necesario contar con otros inhibidores solubles en aceite que no provoquen que la roca de la formación se vuelva húmeda. Se están probando nuevos fluidos inhibidores que se basa en el punto crítico de mojabilidad de la roca. Estos fluidos hacen que la roca del yacimiento se vuelva "súper húmeda", lo cual permite un mayor grado de retención del inhibidor y una vida útil de protección más prolongada.

✓ *Correcta ubicación del inhibidor.* En última instancia, la eficacia del tratamiento se basa más en la prevención de las incrustaciones que en la vida útil del inhibidor. La correcta ubicación del mismo constituye un factor esencial en el desempeño de un tratamiento de bombeo forzado del inhibidor.

Si el inhibidor se introduce en la formación de forma indiscriminada, habrá un exceso de tratamiento en las zonas depletadas y en las de alta permeabilidad, y resultará escaso en zonas de alta presión y de baja permeabilidad. Por lo tanto, se considera conveniente colocar los inhibidores en formaciones heterogéneas utilizando las mismas técnicas empleadas para controlar el emplazamiento de ácidos. De hecho, resulta sumamente ventajoso combinar ambos tipos de tratamientos (ácidos e inhibidores) para garantizar que el inhibidor esté controlado junto con el ácido. Se debe controlar que el pH del ácido no supere el nivel requerido para la precipitación del inhibidor.

✓ *Integración del inhibidor con la estimulación por fracturas.* La protección de las fracturas con agente de sostén contra la formación de incrustaciones con minerales depende en gran medida del correcto emplazamiento del inhibidor. Las zonas de la fractura que quedan sin tratar podrían verse dañadas de manera irreversible cuando los residuos minerales en el agente de sostén entran en contacto con los solventes de incrustaciones. Como resultado de ello, se han hecho esfuerzos para bombear inhibidores en el fluido fracturante, con lo que se garantiza la cobertura del agente de sostén.

2.3. Vigilancia del flujo.

La vigilancia del flujo nos permite medir, analizar y controlar los procesos del sistema de producción costa afuera para predecir y mitigar problemas asociados con el aseguramiento de flujo, ya que mediante mediciones se puede obtener información en tiempo real del funcionamiento de tratamientos químicos, térmicos o limpieza de las líneas de flujo y hacer más eficiente su uso. (Velazco, I. YC; 2005).

La información que se obtiene a través de los medidores de flujo o sensores que se instalan como equipo de vigilancia logran que los especialistas puedan tomar decisiones operacionales que mejoren el proceso de producción, es necesario para ello verificar los datos ya que se debe garantizar que las decisiones se basen en información real y comprobada.

El sistema de vigilancia utiliza datos de la caracterización de fluidos y de presión que se obtienen durante la perforación para monitoreo del estado del sistema, se pueden utilizar además los modelos realizados en el diseño del sistema submarino de producción para evaluar el desempeño del sistema, es decir, existen muchas herramientas que permiten realizar esta función y lograr el aseguramiento de la producción.

La función de vigilancia de flujo permite prever y manejar las condiciones existentes en los sistemas de producción submarinos, es importante por lo cual conocer los parámetros de fondo de pozo, tales como datos de temperatura, presión, gasto del flujo, densidad de fluido y colgamiento a través de las herramientas que realizan la función de vigilancia para el aseguramiento de la producción. Los medidores de flujo submarino, el servicio de fijo de vigilancia rutinaria de la producción de los pozos y los sensores son los principales componentes en el sistema que realiza esta función, sin embargo, pueden combinarse otros elementos, tales como los detectores de arena, medidores de presión y sensores de distribución de temperatura, con el fin de proporcionar un diagnóstico del desempeño de los pozos y las líneas de flujo.

Capítulo 3. Consorcio de investigación y desarrollo tecnológico.

3.1. ¿Qué es tecnología?

Para comenzar con el desarrollo de este capítulo es conveniente hacer referencia al concepto de "tecnología", etimológicamente la palabra tecnología proviene del griego "*tekhne*" que significa "técnica, arte, oficio, destreza", con el sufijo "*logia*", que significa "estudio de algo". Según la real academia de la lengua española tiene varias acepciones: conjunto de teorías y de técnicas que permiten el aprovechamiento práctico del conocimiento científico, tratado de los términos técnicos, lenguaje propio de una ciencia o de un arte, conjunto de los instrumentos y procedimientos industriales de un determinado sector o producto.

Desde tiempos pasados como la prehistoria el ser humano ha ido acumulando experiencias con la intención de mejorar sus condiciones de vida , este proceso generó el conocimiento. Gracias a la adquisición de este conocimiento el ser humano ha podido transformar su entorno hasta llegar al mundo actual en que vivimos. La aplicación del conocimiento científico y empírico a procesos productivos de bienes y servicios es lo que denominamos tecnología.

La tecnología es un concepto amplio que abarca un conjunto de técnicas conocimientos y procesos, que sirven para el diseño y construcción de objetos para satisfacer necesidades humanas.

En la sociedad la tecnología es consecuencia de la ciencia y la ingeniería, aunque muchos avances tecnológicos sean posteriores a estos dos conceptos.

La tecnología responde al deseo y la voluntad que se tiene para transformar el entorno, transformar el entorno buscando nuevas y mejores formas de satisfacer diversas necesidades, esto es, un proceso combinado de pensamiento y acción con la finalidad de crear soluciones útiles.

Por lo tanto se puede decir que la motivación a crear tecnología es la satisfacción de necesidades, el acto de crear tecnología es el diseño, creación y/o construcción de la misma y los productos de la tecnología son: bienes, servicios, métodos y procesos creados para satisfacer una necesidad.

No es posible el desarrollo tecnológico sin el avance en los conocimientos científicos, así como tampoco es posible hacer ciencia sin el aporte de los equipos y sistemas necesarios para la investigación. (ver figura 3.1).

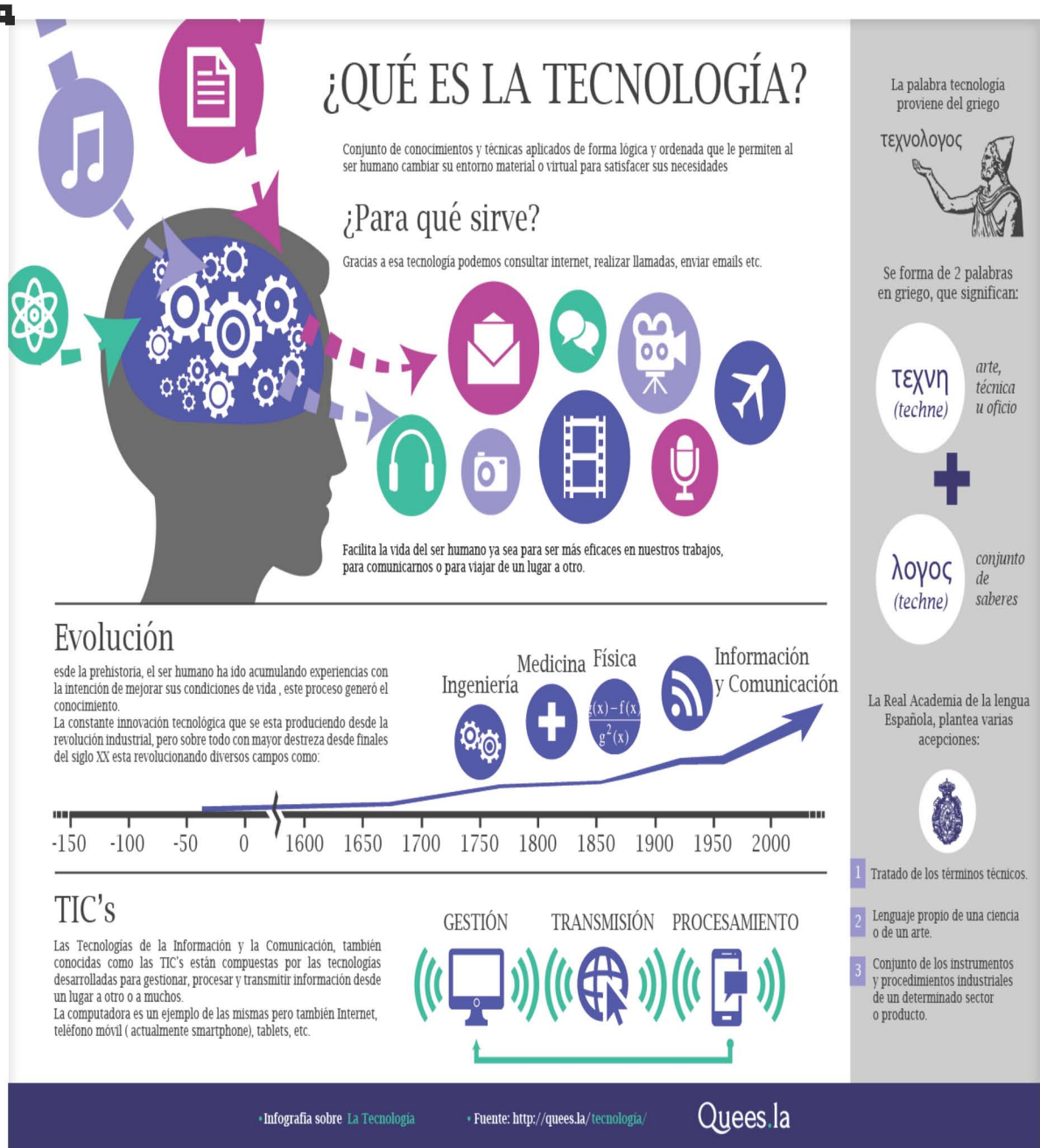


Figura 3.1. ¿Qué es la tecnología?. (quees.la/tecnología/.)

3.2. Proceso tecnológico.

Crear tecnología conlleva a entender que es un proceso tecnológico, entendemos el acto de inventar, crear o producir un objeto que cumpla con satisfacer determinadas necesidades y que conlleva una serie de etapas que se desarrollan en forma secuencial y planificada, evitando improvisaciones. (humboldttecnologia.blogspot.com).

1º.- Identificar el problema o la necesidad. Es decir, en esta fase debemos conocer la información básica sobre nuestras necesidades y qué queremos hacer.

2º.- Explorar y diseñar. En esta fase deberíamos realizar una investigación sobre cualquier otro objeto que se haya construido con anterioridad para solventar nuestro problema y qué soluciones han aportado.

A continuación deberíamos empezar a diseñar nuestro objeto. Inicialmente no deberíamos entrar en muchos detalles, simplemente buscamos tener una idea básica de qué pretendemos hacer. Con toda esta información habrá que tomar decisiones acerca de los materiales que se van a emplear, las acciones que deberá realizar el objeto, los esfuerzos que tendrá que soportar,...

Posteriormente entraríamos en el desarrollo de un diseño serio y riguroso analizando todos los parámetros que entren en juego.

Todas estas decisiones se plasmarán en un boceto, en el que aparecerán el objeto y sus piezas, y en el que se incluirán indicaciones sobre las acciones que realizarán cada una de ellas. Se trata de explicar qué es lo que se pretende que haga nuestro objeto a cualquier persona que pudiera estar interesada. Entre las posibles soluciones habrá que optar por una, que puede ser la más económica, la más fácil de construir, la más duradera.

3º.- Planificar el trabajo. En esta fase, y unido al diseño de la etapa anterior, se reparte el trabajo entre los miembros del grupo, se realiza un calendario de ejecución y se consiguen los materiales y utensilios necesarios para la construcción del objeto. En definitiva, se trata de identificar cuáles serán los factores técnicos (materiales, herramientas), económicos (presupuesto) y organizativos (tiempo, mano de obra, espacios necesarios) y de estimar cómo vamos a disponer de ellos.

4º.- Construir el objeto. En esta etapa pasamos de la idea a lo real, construyendo el objeto que hemos planificado. Habrá que ajustarse a los tiempos, los costos y los materiales previstos en la fase anterior. El objeto se fabrica por piezas y siguiendo el orden y las instrucciones indicadas en los planos.

5º.- Evaluación del objeto. Hemos de comprobar si el objeto que hemos construido resuelve nuestro problema y satisface nuestras necesidades. Suele ser habitual que el objeto fabricado no se comporte como se esperaba. En este caso habrá que hacer pequeños ajustes o volver a diseñar partes o el objeto completo. También, deberíamos analizar todo el proceso seguido buscando posibles mejoras para futuras construcciones del mismo objeto.

Aunque con otros nombres, podemos esquematizar gráficamente el proceso tecnológico de la siguiente manera (ver figura 3.2):

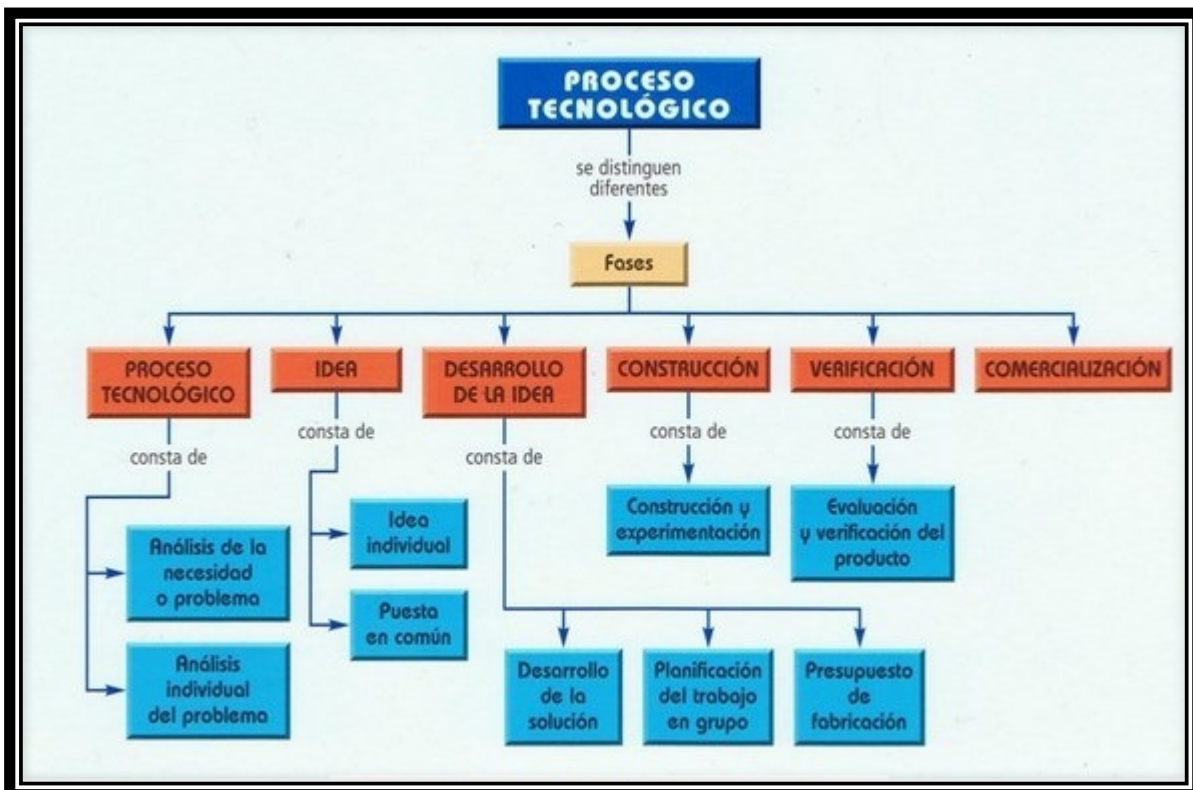


Figura 3.2. Proceso Tecnológico. (humboldttecnologia.blogspot.com).

La tecnología desempeña un papel muy importante en la vida diaria de la humanidad, la mayoría de las facetas de la vida humana han sido mejoradas por la aplicación de tecnología que facilitan las tareas que se desarrollan diariamente, grandes innovaciones a través de la historia de la humanidad han marcado un cambio permanente y fundamental para entender las condiciones de vida de las cuales gozamos en la actualidad.

El desarrollo de las máquinas simples, el invento de la rueda, el desarrollo de los motores de combustión interna, el invento del telégrafo, la imprenta, el radio y la televisión solo por mencionar algunos, han marcado un hito y un parteaguas en la historia de la humanidad.

A continuación se continúa tratando la innovación y el desarrollo tecnológico como un proceso sinérgico del cual la industria petrolera ha obtenido grandes dividendos.

La relación empresarial con la industria petrolera es una directriz fundamental para los procesos de innovación, y se encuentra dirigida a crear nuevas combinaciones de recursos para hacer posible la innovación que traen juntos la técnica y el mundo comercial de manera rentable, efectiva y eficiente.

El criterio de éxito para una innovación tecnológica debe estar enfocado más en lo comercial que en lo técnico, debido a que están basados en esquemas de retorno de inversiones y sus utilidades, esto requiere que el mercado sea lo suficientemente grande para que la innovación pueda ser desarrollada.

La innovación se puede clasificar en tres diferentes formas:

- Incremental: consiste en la adaptación, refinación y mejoramiento de los productos existentes y/o de los sistemas de producción.
- Radial: consiste en la creación de nuevos productos, servicios y sistemas de producción.
- Arquitectónica: referente a la reconfiguración de los sistemas que constituyen un producto.

Bajo los conceptos antes mencionados e identificados, y su correcta y ordenada aplicación dentro de las instituciones, está fundamentado el proceso de la planeación de la tecnología.

3.3. Etapas de madurez de la tecnología.

Una tecnología tiene un ciclo de existencia, y por analogía con los seres biológicamente constituidos, ella evoluciona en una secuencia de estados. Es decir, según Tapias (2000), a una tecnología se le puede asociar una gestación, un nacimiento, un crecimiento y desarrollo, y finalmente una muerte u obsolescencia. (Vargas, G. JL; 2013).

La gestación está asociada con la idea de un nuevo producto, un proceso o una nueva manera de realizar actividades establecidas, y está íntimamente vinculada con las oportunidades tecnológicas, necesidades y deseos existentes o latentes. De acuerdo con Roberts (1989), “como resultado de la gestación se obtiene el invento, por medio de un proceso que involucra todos los esfuerzos orientados a la creación de nuevas ideas y al logro de su funcionamiento y utilidad. El nacimiento lo constituye la innovación radical, definida esta como la primera aplicación de la invención de un proceso productivo o en el mercado” (Tapias, 2000).

El crecimiento y desarrollo lo experimenta la tecnología con la adopción, propagación o difusión masiva de la innovación radical. La difusión, que transforma una innovación radical en un fenómeno económico social, es un proceso que se lleva a cabo a ritmo variable y e el cual influyen variables sociales, económicas, políticas y de mercado (Tapias, 2000).

La muerte u obsolescencia de una tecnología se vislumbra cuando las empresas que la usan van agotando las posibilidades de innovaciones incrementales, y ven estancarse su productividad y amenazados sus niveles de rentabilidad. En estas condiciones el aparato productivo abandona gradualmente una tecnología y adopta una nueva. Justamente, este proceso de abandono de un modelo productivo por uno nuevo caracteriza el descenso de las ondas largas de Kondratief (según Pérez, 1986, citado por Tapias, 2000). “La muerte de una tecnología se puede presentar en cualquier momento del ciclo de vida. La tecnología puede morirse aun en la infancia, si es sustituida por una tecnología que tiene mejor desempeño o mayor aceptación social” (Tapias, 2000).

De acuerdo a lo expuesto, queda claro que el desarrollo de una tecnología se lleva a cabo en varias etapas, la primera etapa se asocia a la concepción de una idea, por lo general dirigida a solventar una necesidad, deseo o a mejorar un producto, proceso o servicio existente, y a la materialización de la idea o invención, es decir, a la creación de la innovación; es una etapa de investigación y pruebas.

La segunda etapa se relaciona a la adopción de la tecnología e involucra un proceso de evaluación y detección de mejoras.

La tercera etapa es la propagación masiva de la innovación, la aplicabilidad y mejores prácticas son suficientemente conocidas.

Finalmente, en función de no ser posibles innovaciones incrementales que mejoren la tecnología, se fomenta el surgimiento de otras innovaciones que transitarán por estas mismas etapas y que sumirán en la obsolescencia la ya conocida tecnología.

El dinamismo de este ciclo esta vinculado directamente con el afán de la industria por mantener ventajas competitivas y el apalancamiento en la tecnología para su supervivencia; básicamente son dos las razones que incrementan la velocidad de estos cambios: las necesidades y deseos del consumidor y la competencia tecnológica industrial.

La madurez de una tecnología se puede dividir en tres etapas, embrionaria, en crecimiento, comercialización y madura. Para Steele (1989) y Alfonso, Ruíz, Uzcategui, y Urribarri, (2002), la madurez de una tecnología y grado de disponibilidad de la tecnología, se asemeja al comportamiento de la curva "S" de esfuerzo contra tiempo, donde la parte inicial de la curva se asocia al estado embrionario de la tecnología, la parte media a la etapa de comercialización y la última porción a la etapa madura. A continuación se muestra una figura de la llamada curva "S" de madurez tecnológica.

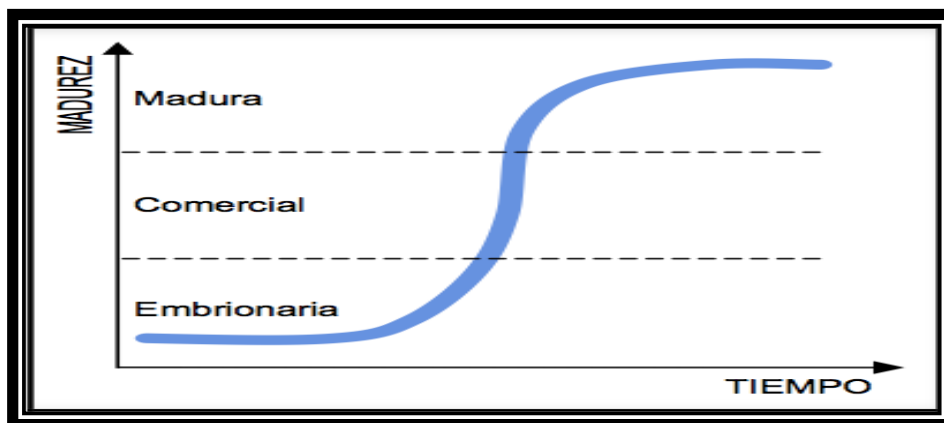


Figura 3.3. Curva S de Madurez Tecnológica. (Vargas, G. JL; 2013).

Para ampliar cada etapa de madurez se amplían a continuación cada uno de los conceptos.

- **Embrionaria.**
La madurez tecnológica en su porción inicial representa la etapa embrionaria de la tecnología; caracterizado por una alta incertidumbre en cuanto a desempeño y condiciones de utilización, avances rápidos y esfuerzos de innovación, son tecnologías en desarrollo, las pruebas se realizan a nivel de centros de investigación y desarrollo (Alfonzo, Ruiz, Uzcategui, Urribarri, 2002).
- **Comercial.**
En la porción media de la curva se encuentra la etapa de comercialización donde se ubican las tecnologías comercialmente disponibles, en las cuales no existe suficiente información de su aplicabilidad.
- **Madurez.**
Por último, en la porción final de la curva se ubica la etapa de madurez, en la cual las tecnologías son comercialmente maduras, refiriéndose a tecnologías comerciales donde existe suficiente data relativa a su aplicabilidad, rentabilidad, lecciones aprendidas y mejoras prácticas.
- **Obsolescencia.**
De acuerdo con otra clasificación de la madurez tecnológica, expuesta por Getec (2003), menciona que todas las tecnologías presentan una curva de desarrollo en forma de “S” en la cual con el tiempo (y las inversiones efectuadas) mejora la productividad obtenida en su aplicación. Pero no es sencillo prever el desarrollo de una tecnología en los próximos años y su impacto en los mercados.

De acuerdo con esta fuente, globalmente se diferencian cinco fases o estados en el desarrollo de la tecnología, que pueden ser: emergente, donde la tecnología parece ser prometedora; Crecimiento, donde la tecnología va madurando haciéndose más útil; Madurez, donde ya ha alcanzado su nivel de rendimiento adecuado para su incorporación a todo tipo de proyectos; Saturación, cuando ya no es posible mejorar su rendimiento y por último la obsolescencia, donde tras un período de saturación, la tecnología se hace obsoleta porque el rendimiento comparativo con otra posible tecnología competidora la convierte en perdedora.

3.4. Estrategias tecnológicas.

Las tecnologías que deben desarrollarse, son las que contribuirán al máximo al desarrollo de la estrategia genérica de la empresa, en comparativa con su probabilidad de éxito al desarrollarlas. Se debe aclarar, que existen empresas que están más interesadas por el éxito científico de la I+D (desarrollo tecnológico, desarrollo de software y administración de proyectos), que por obtener una verdadera ventaja competitiva, no obstante, se debe conceptualizar claramente que la I + D (desarrollo tecnológico, desarrollo de software y administración de proyectos), debe estar enfocada a dar consistencia a una ventaja genérica. (Vargas, G. JL; 2013).

El desarrollo de tecnología de punta, seguimiento de tecnologías, o el nulo desarrollo de estas; Dependerá de la estrategia genérica de la empresa, Muchas empresas por un lado tratan de ser líderes referentes a través del liderazgo tecnológico y al mismo tiempo son seguidores para obtener bajos costos.

No obstante, en el sector petrolero, suele haber varios líderes debido a la diversidad de tecnologías y a los diferentes tipos de ventajas competitivas buscadas.

Una forma de coalición con otras empresas o conformación de redes con fines comunes es la creada bajo la denominación de licencia tecnológica, la cual, se presenta cuando una empresa posee una sola tecnología; o por exigencias gubernamentales, si la tecnología es parte sustancial de la ventaja competitiva.

3.5. Innovación tecnológica.

La innovación tecnológica es la materialización de los avances que se derivan del conocimiento acumulado y que se concreta en la creación, producción o venta de productos o servicios nuevos o mejorados, se le debe considerar además como parte del resultado final de la planeación tecnológica, incluye además la reorganización de procesos productivos, la asimilación o mejora sustancial de un servicio o proceso productivo.

Un proceso es considerado una innovación si pone en marcha nuevas técnicas, tanto para la fabricación, como para el desarrollo de un proceso.

El proceso de innovación tecnológica posibilita combinar las capacidades técnicas, financieras, comerciales y administrativas que permiten el lanzamiento al mercado de nuevos y mejorados productos o procesos.

La tecnología no es el único factor que determina la competitividad, aunque hoy se ha extendido el criterio de que entre todas las cosas que pueden cambiar las reglas de la competencia, el cambio tecnológico figura como la más prominente. Las ventajas competitivas derivan hoy del conocimiento científico convertido en tecnologías.

La reactivación económica y el desarrollo del país dentro del contexto mundial actual, nos sitúa ante la necesidad de valorar cómo los procesos de gestión de la innovación tecnológica permiten la creación de capacidades productivas, y sobre todo, tecnológicas en el marco empresarial y nacional, este enfoque, conduce al análisis del proceso de innovación, como respuesta a apremiantes necesidades económico-sociales y su impacto en la sustitución de importaciones, así como en la utilización de la infraestructura productiva y la diversificación de los fondos exportables.

La situación actual y las perspectivas de la economía mundial son muy complejas. México tiene ante sí numerosas necesidades de capital, mercado y tecnología, además de una gran urgencia por elevar su competitividad.

En dicho estado de competencia se encuentran normalmente todos los países y empresas, tengan o no capacidades que los hagan competentes. Sobre este particular, se ha de tratar la búsqueda de la competitividad, rasgo muy característico del proceso contemporáneo de innovación y desarrollo tecnológico.

La empresa debe ser competente, no hay razón para excepciones, ya que la eficiencia del sector estatal es una necesidad específica de la economía; Este es un asunto que ocupa prioritariamente a los ejecutivos de las empresas, a los directivos de éstas y a la dirección del país en los diferentes niveles.

Es por ello que la misión de la ciencia y la innovación tecnológica en el momento actual debe estar dirigida hacia esa línea, constituyendo un elemento dinamizador del desarrollo sostenible del país.

En el entorno actual, la empresa está obligada a desarrollar recursos humanos, sistemas de información y capacidades tecnológicas acordes con los nuevos desafíos. De ahí la importancia que tiene el proceso de innovación. Pues esto implica la renovación y ampliación de procesos, productos y servicios, cambios en la organización y la gestión y cambios en las calificaciones del capital humano.

Por tanto, no debe entenderse como un concepto puramente técnico, sino que tiene raíces de carácter económico-social, y su análisis necesita de comprensión y de sus dos características esenciales:

- La innovación tiene como objetivo explotar las oportunidades que ofrecen los cambios, lo cual lo obliga, a que sea fundamental en la generación de una cultura innovadora, misma que permita a la empresa ser capaz de adaptarse a las nuevas situaciones y exigencias del mercado en que compete.
- El carácter innovador tiene su base en la complejidad del proceso de investigación tecnológica y en las alteraciones de la naturaleza imprevisible que mueven el mercado y la propia competencia.

La actitud innovadora es una forma de actuación capaz de desarrollar valores y actitudes que impulsen ideas y cambios que impliquen mejoras en la eficiencia de la empresa, aunque suponga una ruptura con lo tradicional.

Las innovaciones tecnológicas pueden ser clasificadas atendiendo a su originalidad en:

- Radicales: Las cuales se refieren a aplicaciones fundamentalmente nuevas de una tecnología, o combinación original de tecnologías conocidas que dan lugar a productos o procesos completamente nuevos.
- Incrementales: Son aquellas que se refieren a mejoras que se realizan dentro de la estructura existente y que no modifican sustancialmente la capacidad competitiva de la empresa a largo plazo.

La innovación tecnológica puede ser:

- De producto, la cual se considera como la capacidad de mejora del propio producto o el desarrollo de nuevos productos mediante la incorporación de los nuevos avances tecnológicos que le sean de aplicación o a través de una adaptación tecnológica de los procesos existentes. Esta mejora puede ser directa o indirecta.
 - a) directa si añade nuevas cualidades funcionales al producto para hacerlo más útil.
 - b) indirecta, si está relacionada con la reducción del costo del producto a través de cambios o mejoras en los procesos u otras actividades empresariales con el fin de hacerlas más eficientes.

- De proceso: Que consiste en la introducción de nuevos procesos de producción, o la modificación de los existentes mediante la incorporación de nuevas tecnologías. Su objeto fundamental es la reducción de costos, pues además de tener una repercusión específica en las características de los Productos, constituye una respuesta de la empresa a la creciente presión competitiva en los mercados.

3.6. El valor económico y social de la ciencia y la tecnología.

El valor económico y social del conocimiento es ampliamente reconocido, cultivado y administrado desde hace muchas décadas en los países con mayor dinamismo económico. Desde los esfuerzos por aprovechar las capacidades científicas y tecnológicas que permitieron a los aliados ganar la segunda guerra mundial (Bush, 1945), hasta los éxitos de países como Corea, China y Brasil en el desarrollo de nuevas capacidades económicas basadas en el conocimiento, los gobiernos invierten sistemáticamente en este rubro, e incentivan a sus universidades a participar activamente en ello. (Arechavala, V. R; 2011).

En el orden internacional, el conocimiento es la moneda de cambio, pues por sí mismo es capaz de generar oportunidades económicas y atraer al capital y a la industria para generar más riqueza. Los países que son conscientes de esto desarrollan programas y políticas explícitas de atracción y retención de capital humano proveniente de los países menos desarrollados, mientras que países como México siguen enviando becarios al extranjero, desarticulan sus propios programas de repatriación de investigadores y congelan las plazas de investigación en las universidades y en los centros públicos de investigación.

En Alemania, Holanda y otros países europeos las universidades regionales negocian su presupuesto con los gobiernos y comunidades de negocios locales sobre la base del impacto que tienen sus actividades en el crecimiento económico local y países como Canadá buscan desarrollar los modelos y políticas adecuadas para obtener rendimientos económicos de la investigación en universidades. Investigadores en el mundo han desarrollado sofisticados métodos para medir y modelar el impacto de la inversión en ciencia y tecnología sobre la innovación y el crecimiento económico.

En el contexto internacional, por más de quince años consecutivos, México es el país miembro de la OCDE que menos invierte en ciencia y tecnología.

Su productividad laboral es prácticamente la misma que en 1991, y la pérdida constante de competitividad no consigue todavía atraer la atención de funcionarios e instituciones hacia la necesidad de invertir más recursos en este rubro.

El término “sociedad del conocimiento” debiera ser mucho más que locuciones retóricas en el discurso oficial, por supuesto. Sin embargo, no son visibles medidas y programas coherentes para desarrollar capital científico, infraestructura de investigación y bases significativas de conocimiento en contextos académicos y económicos, como para que tenga sentido aplicar ese término a nuestra sociedad.

3.6.1. La investigación científica ¿"Función sustantiva " de las universidades mexicanas?.

El modelo al que obedecen nuestras universidades pertenece al siglo XIX. Las universidades del medioevo eran esencialmente universidades de docencia. Las universidades de investigación surgieron a principios del siglo xx en Estados Unidos y Europa, pero las universidades alemanas contribuían ya a la industria química, resolviendo problemas y desarrollando nuevas tecnologías desde el siglo XIX. (Arechavala, V. R; 2011).

La función social de las universidades está cambiando de manera cada vez más generalizada. Han pasado de ser depositarias del conocimiento y la cultura, a ser formadoras de cuadros profesionales. De ahí, algunas se convirtieron en universidades de investigación, acumulando no sólo grandes capitales de conocimiento, sino capacidades de investigación: en la formación de infraestructura, en las condiciones institucionales y en la madurez de sus grupos de investigación, por ejemplo.

Ahora, algunas de aquellas que impulsaron la transición hacia el modelo de universidades de investigación dan un paso más, y se convierten también en agentes económicos en la sociedad del conocimiento, pasando a ser elementos dinamizadores de las actividades económicas a nivel regional e internacional mediante la comercialización directa del conocimiento y no sólo como formadoras de cuadros profesionales. No todas las universidades que lo intentan logran los mismos niveles de eficiencia y resultados en la comercialización del conocimiento. Se requieren esfuerzos deliberados de cambio, dirigido al desarrollo de capacidades específicas y a la acumulación previa de un capital de conocimiento y de una infraestructura de investigación significativa.

Las universidades que logran el desarrollo de estas capacidades son también usufructuarias, en muchos sentidos, de los beneficios económicos generados por el conocimiento.

Aunque las fuentes de generación de conocimiento se han diversificado enormemente en las economías más avanzadas, las universidades siguen siendo el centro de las redes que lo producen. Sin embargo, en México y Latinoamérica los cambios en esa dirección no sólo están retrasados, sino estancados, y en algunos casos aún en retroceso.

Desde las últimas dos décadas del siglo XX han tomado fuerza en las economías desarrolladas y en varias economías emergentes las universidades emprendedoras: aquellas que detentan y usufructúan la riqueza generada por medio del conocimiento, y crean tecnologías responsables de aproximadamente el 65% del crecimiento económico de las regiones en las que operan.

Los debates, la evaluación del desempeño, la problemática y su anclaje indispensable en las capacidades de la universidad de investigación inundan la literatura especializada internacional.

Sin embargo, para las instituciones mexicanas han pasado de noche las transiciones hacia la universidad de investigación, y de ahí hacia la universidad emprendedora. Nuestras universidades por omisión, por inercia y por mandato, siguen siendo de docencia.

Las universidades mexicanas son sistemas inerciales: lo que se ha hecho en el pasado marca la pauta de lo que se hará en el futuro. Puesto que esta situación es generalizada en las instituciones del país, a todos parece normal.

Pero si una universidad puede ufanarse de hacer el 50% de la investigación en el país (aún cuando eso pudiera ser cierto) sin que sea evidente lo absurdo y aberrante de esa afirmación, el país tiene un serio problema en la capacidad de evolución y adaptación de sus universidades; tiene una manifiesta incapacidad para entender el valor de la ciencia y la tecnología, y el papel que a las universidades corresponde en su desarrollo.

Tradicionalmente se ha considerado que las funciones esenciales o “sustantivas” de las instituciones de educación superior son la docencia, la investigación y la extensión de la cultura. Esto es parte de la retórica cotidiana, repetida mecánicamente en innumerables discursos y documentos. Sin embargo, esta retórica coexiste con la afirmación de que “la función esencial de las universidades es la docencia”. A nadie parece un problema que la docencia sin investigación es la repetición estéril y diluida del conocimiento consultado en libros obsoletos, escritos por autores en su mayoría extranjeros.

Bajo este paradigma, carece de sentido la idea de que al estudiante se le pueda formar en la investigación y mediante la investigación. Las universidades en México y en Latinoamérica siguen, en su mayoría, sin desarrollar significativamente la investigación, y desconociendo la repercusión que esto tiene en la calidad de la docencia y en la capacidad de la universidad para contribuir de manera directa al bienestar económico y social de la región en la que opera.

En el país existen pocos casos de IES con logros significativos en la consolidación de la investigación, lo que para muchos justifica seguir concentrando desmedidamente los recursos en pocas de ellas.

Quizás uno de los más drásticos indicadores de la heterogeneidad y las desigualdades en el desarrollo de las universidades del país, como consecuencia de esa concentración de recursos, es la aglomeración de grupos activos de investigación y miembros del Sistema Nacional de Investigadores (SNI) en unas cuantas instituciones.

Esto, por supuesto, no es casualidad. El problema surge desde la propia manera en la que se concibe el rumbo de desarrollo para esas instituciones.

En las mejores universidades del mundo, por ejemplo, la búsqueda de candidatos para ocupar los más altos puestos directivos se hace teniendo como horizonte el ámbito nacional o internacional, buscando a aquellas personas con mayor experiencia y potencial para impulsar su desarrollo.

Para la designación de las más altas autoridades universitarias en México, la búsqueda de individuos con capacidad demostrada a nivel nacional (para el desarrollo de la investigación como función institucional, por ejemplo) ni siquiera es una opción. Se llega a esos puestos desde adentro de la propia organización, independientemente del nivel objetivo de preparación que se pueda tener para ello. Las trayectorias laborales para ocuparlos se basan en la formación de grupos, alianzas y clientelismos internos, y tradicionalmente son plataforma para puestos en la administración pública local, cuando no cotos de cacicazgos locales. Esto propicia la inercia institucional y el mantenimiento del *status quo*, y favorece el uso político del poder académico. Por otro lado, en nuestro medio los académicos tienden a rehuir las funciones directivas, dejando su desarrollo en manos de personal de perfil más bien político, con poca visión y nulo entendimiento de la dinámica de la ciencia y la tecnología.

Pocas veces consideran los directivos universitarios el desarrollo de las capacidades institucionales de investigación como al menos parte de su responsabilidad. Cuando lo hacen, tienden a entenderla en términos burocráticos: se trata de “supervisar” o, peor aún, reglamentar la actividad, sujetando las decisiones operativas y administrativas que la afectan a personas sin capacidad alguna para desempeñarla, o para entender sus necesidades. El costo para el país y para las universidades es aparentemente invisible, pero importante, en términos del desarrollo de capital humano y de capacidad de generación de conocimiento.

Las políticas oficiales en el ámbito del impulso a la investigación en las universidades han consistido en una serie de programas e instrumentos que asumen que un control burocrático de la función es suficiente: el Programa de Mejoramiento del Profesorado (PROMEP) y el dictamen centralizado de lo que constituye un cuerpo académico “consolidado”, por ejemplo, demuestran gráficamente cómo el recurso al papeleo y la simulación ocultan la incapacidad para fomentar el desarrollo real de la investigación en las instituciones. Prácticamente la totalidad de los programas de estímulos se concentra, por simple inercia, en fortalecer la docencia, bajo el paradigma que delinean los programas oficiales de financiamiento de la educación superior.

Por otro lado, cuando se pretende impulsar la investigación científica en centros públicos o universitarios más allá del discurso, los recursos asignados tienden a ser nominales y su empleo a ser poco eficaz. La ausencia de una comprensión cabal de la actividad científica y de sus instituciones, de la forma en la que responden a valores e imperativos culturales y económicos, y de la forma en que se han desarrollado históricamente, lleva a copiar las formas y tendencias de otros países, con ignorancia lacerante de los contenidos fundamentales. La mentalidad burocrática lleva a pensar que al implementar algunos mecanismos de registro y contabilidad de “cuerpos académicos”, por ejemplo, se integra al personal académico en una dinámica colectiva de investigación, que intentaría ser equivalente a los *colegios invisibles* y comunidades internacionales de investigación.

La plantilla académica de las IES envejece, mientras que los mecanismos de reemplazo favorecen la antigüedad y la docencia como forma de acceder a las plazas del personal que se jubila. Las generaciones de científicos mexicanos que se forman en el extranjero permanecen y se abren camino allá, mientras que una y otra vez quienes se encuentran aquí acarician proyectos para salir del país.

El cambio en las universidades, en lo que se refiere al desarrollo de nuevas formas organizacionales, y particularmente en el avance de la investigación, enfrenta barreras importantes en dos órdenes. El primero de ellos, de carácter institucional, limita los rangos de opciones que los directivos universitarios emplean al considerar las posibilidades de modificar los diseños de la organización universitaria. Los lineamientos operativos y estratégicos emanan de escritorios federales, reduciendo el problema a la imposición de indicadores que condicionan el otorgamiento de recursos. Los directivos universitarios dedican su labor a perseguir esos indicadores, y se consideran relevados totalmente de su responsabilidad por definir los rumbos y modelos de desarrollo para su institución.

La investigación misma queda reducida, por ejemplo, al registro y contabilidad de miembros del SNI y “cuerpos académicos” de papel, con total independencia de la dinámica variable de la interacción que se da entre investigadores productivos en la vida real.

El segundo orden de factores que limitan la posibilidad de cambio es de carácter cultural: los directivos universitarios carecen de referentes visibles de organizaciones dedicadas a la investigación científica y tecnológica exitosa, y de las aportaciones sociales y económicas que generan.

Influye también en este problema el hecho de que las sociedades científicas y tecnológicas de México no han tenido una relevancia que les permita impulsar el desarrollo de la investigación. Su número, membresía y vitalidad dejan mucho que desear. No han logrado tener en nuestro país la función que por siglos han desempeñado en otros. No han tenido todavía un papel significativo como foros y sistemas de evaluación de pares que regulen el desarrollo de la ciencia y la tecnología desde el interior de las propias comunidades científicas y de investigación, por lo que queda esta función en manos de organizaciones como el SNI, que inevitablemente debe desempeñarla con criterios rígidos y mecánicos.

Desde décadas atrás, la sociología de la ciencia ha dejado bien establecido el hecho de que los referentes profesionales de los investigadores son externos a la organización. El investigador genuino regula su trabajo por lo que sucede en las comunidades nacionales e internacionales en su campo, y no por lo que dictan las burocracias de la organización en la que labora. Son las normas y valores de la comunidad científica las que determinan mediante “colegios invisibles” las trayectorias profesionales de los individuos.

Esto significa que a las universidades les corresponde hacer poco para “controlar” el desempeño de su personal de investigación, por lo que debe concentrar sus esfuerzos más bien en crear un ambiente propicio para atraer el talento y fomentar su desarrollo.

3.6.2. La competitividad del país y su posición relativa en la OCDE.

Interesa identificar los principales patrones de desarrollo en los indicadores de ciencia y tecnología del país, en el contexto de lo correspondiente a otros países de la OCDE, y por comparación con el resto de Latinoamérica y de otras economías emergentes. Interesa también comparar el comportamiento relativo de la inversión pública y privada en este rubro en los distintos países, con especial atención al papel que han desempeñado las universidades y los centros públicos de investigación. (Arechavala, V. R; 2011).

Un énfasis particular puede ser el análisis del impacto que la inversión en ciencia y tecnología tiene en el desarrollo económico, en los procesos de generación y transferencia de conocimiento y de las oportunidades económicas que genera, y en los instrumentos y procesos con los que México puede definir un cambio positivo de política en este terreno. ¿Tienen, o pueden tener, las universidades una aportación significativa en el desarrollo de la capacidad de innovación y en la competitividad del país?

3.6.3. El papel de las sociedades científicas y tecnológicas.

En México pocas sociedades científicas y tecnológicas han mantenido una trayectoria dedicada primordialmente al desarrollo de sus disciplinas. Su papel ha sido incierto y poco visible en el desarrollo de la ciencia y la tecnología en el país. ¿Cuáles son las principales y las más activas? ¿Cómo conciben sus dirigentes el desarrollo y las perspectivas futuras de sus disciplinas? ¿Es previsible una maduración hacia patrones como los desempeñados por sus equivalentes en otros países? ¿Se tratará en el caso mexicano de papeles fundamentalmente distintos, o se mantendrán ausentes del proceso? ¿De qué manera afectan su desarrollo y papel los instrumentos de la política oficial que pretenden incidir en el desarrollo de la investigación en las universidades (PROMEP, PIFOP, etc.) y en los centros de investigación? ¿Cómo estructuran su interacción con otros actores en el sistema: organismos gubernamentales, universidades, etc.? (Arechavala, V. R; 2011).

3.6.4. Descripción de los componentes y dinámica del sistema de ciencia y tecnología.

El conjunto de instituciones, programas y procesos que integran el sistema de ciencia y tecnología ha tenido recientemente cambios importantes. (Arechavala, V. R; 2011).

Los papeles desempeñados por los actores que intervienen en él (particularmente el papel del propio CONACYT, el de los Fondos Sectoriales y los Mixtos, el de la Ley de Ciencia y Tecnología, por ejemplo) han presentado cambios importantes. Las universidades y los centros públicos de investigación han sufrido repercusiones de esos cambios, probablemente sin haber asumido el papel activo que podía corresponderles. Resulta necesario hacer un recuento de ellos, para contar con un mapa de la configuración del sistema y con la identificación de las principales dinámicas y procesos que se dan en él y en sus tendencias a futuro.

Es menester dedicar particular atención al papel que desempeñan, y el que pueden desempeñar, las universidades y los centros públicos de investigación.

Esta temática puede incluir el análisis de los contextos institucionales en los que se da la interacción de las universidades y centros de investigación con otras organizaciones, y que facilita o frena el desarrollo de la investigación.

Es importante desencadenar la investigación sistemática de factores y procesos, a fin de que nuestras instituciones puedan evolucionar hacia modelos más modernos e internacionalmente competitivos, y para que nuestros funcionarios sean capaces de diseñar e implementar políticas más inteligentes al respecto. La ceguera de quienes hasta hoy han formulado esas políticas ha logrado poner a México en una posición no sólo rezagada, sino prácticamente estancada, en el ámbito de la ciencia y la tecnología. Nuestras empresas, nuestros científicos y nuestras universidades compiten con sus pares en otros países, y la velocidad con la que ellos avanzan nos deja cada vez en una situación más desvalida. Ni los investigadores ni las universidades pueden seguir esperando a que el cambio surja desde el centro. Eso es cada vez más improbable.

3.7. Consorcios de investigación y desarrollo tecnológico.

Conociendo la importancia de la tecnología y su determinante papel en beneficio de distintas facetas de la humanidad podemos decir que la industria petrolera no es una excepción a la regla. La aplicación de tecnología al servicio de la industria petrolera se puede observar en la evolución de la industria a través de los años, por mencionar algunos ejemplos es destacable notar los cambios que se han realizado desde la perforación del primer pozo petrolero perforado en Pensilvania por Edward Drake en 1859 y que según Dan Yeargin ganador del premio Pulitzer por la historia del petróleo "The Prize", los primeros taladros petroleros fueron en realidad barrenadores de sal, que se utilizan para perforar a través de domos de sal en el suelo. (Yeargin, 2008).

Usando esta técnica, una barra grande y pesada se levantaba manualmente por trabajadores de altura sobre un eje, y luego liberaban. La vara caería en el pozo, golpeando contra las rocas de abajo y finalmente la destroza. Los trabajadores retiraban entonces la roca manualmente. Con el tiempo, esta barra rompía a través de la roca que cubría el depósito de petróleo y los trabajadores del petróleo podían extraer el aceite líquido a través de cubos o bombas básicas manuales de agua. Hoy en día la industria petrolera cuenta con la perforación direccional o la perforación en aguas profundas por mencionar algunos ejemplos de desarrollo tecnológico que permiten la explotación de recursos petroleros que en otros momentos hubiera sido inimaginable explotar.

Así como la perforación, la ingeniería en yacimientos y la ingeniería en producción también han aplicado la tecnología para desarrollar grandes facilidades en sus áreas de interés. La ingeniería en yacimientos ha desarrollado excelentes softwares con la finalidad de simular distintos parámetros y predecir de la forma más acertada posible las condiciones de un yacimiento de hidrocarburos, ejemplos de estos Petrel o Eclipse por mencionar algunos.

La razón de todos estos desarrollos tecnológicos tiene como causa y finalidad, en el caso de la industria petrolera, tener la capacidad para explotar y desarrollar reservas de hidrocarburos con una complejidad técnica cada vez más alta.

Mantener gastos óptimos de producción es una práctica fundamental y sana en cualquier activo petrolero del mundo, un correcto manejo de la producción conlleva a tener activos altos, por lo contrario, la pérdida de un nivel óptimo en la producción conlleva a pérdidas millonarias por el hecho de contar con una producción diferida y no continua.

A esto además se le deberán sumar los problemas que se presentan debido a la producción de fluidos que se encuentran en la formación junto con los hidrocarburos, caso particular, el agua de formación.

La producción de agua de formación en cualquier campo petrolero del mundo acarrea problemas de producción por la formación de incrustaciones y, en el caso de las regiones costa afuera y aguas profundas, problemas de formación de hidratos.

Para solucionar estas problemáticas la industria petrolera invierte un fuerte capital con la finalidad de desarrollar tecnología que permita inhibir y darle solución a este tipo de inconvenientes, ya que de no ser tratados adecuadamente, pueden generar grandes pérdidas para la industria, retomando la importancia de desarrollar tecnología para la inhibición de incrustaciones podemos justificar este desarrollo con la siguiente aseveración. Las incrustaciones pueden llegar a taponar y restringir totalmente el flujo de hidrocarburos hacia la superficie en un lapso de 24 horas, de esta forma se puede entender el porque es importante prevenirlas y de no ser posible, entonces, saber como removerlas.

El concepto de aseguramiento de flujo ha sido presentado en este trabajo como una disciplina de trabajo que justifica su aplicación en la producción continua y óptima de hidrocarburos, haciendo énfasis en regiones costa afuera.

Para continuar aterrizando la relación de los dos conceptos básicos de este trabajo (aseguramiento de flujo- prevención, control y tratamiento de incrustaciones) se puede decir que una va de la mano con la otra , el depósito de incrustaciones marca uno de los principales riesgos enfrentados en la metodología de aseguramiento de flujo, es decir, la disciplina de aseguramiento de flujo propone soluciones para la prevención, control y tratamiento de las incrustaciones. Muchas instituciones alrededor del mundo realizan estudios con la finalidad de desarrollar tecnología que pueda llevar a las compañías a obtener buenos resultados en la prevención, control y tratamiento de las incrustaciones, además de asegurar un flujo óptimo en la producción de hidrocarburos y así generar valor a los activos con los que se cuenta. De esta forma nacen las alianzas tecnológicas, las instituciones científicas realizan diferentes desarrollos con el patrocinio de muchas empresas públicas y privadas, obteniendo ambos, un beneficio común.

El tema de este capítulo en específico es el consorcio de investigación y desarrollo tecnológico de la universidad Heriot- Watt del Reino Unido.

Para gestionar la tecnología se cuenta con un proceso que se muestra a continuación (ver figura 3.4.):



Figura 3.4. Proceso de gestión de tecnología. (PEP, 2012).

Entre los principales objetivos a alcanzar bajo estas alianzas se encuentran los siguientes:

- ✓ Conocer el estado del arte en soluciones tecnológicas a través de consorcios de investigación y desarrollo tecnológico.
- ✓ Asociar y adaptar las necesidades tecnológicas específicas al campo de acción.
- ✓ Difundir los resultados entregables.

El caso del consorcio de investigación y desarrollo tecnológico del presente trabajo tiene como objetivos el aseguramiento de flujo y la restricción de precipitados en el fondo del pozo, es decir, restricción de depósito de incrustaciones.

Para lograr estos objetivos la universidad mencionada en la página anterior desarrolla nuevas tecnologías para inhibir incrustaciones y con esto asegurar un flujo más continuo de hidrocarburos hacia la superficie.

Los retos técnicos a tratarse en este consorcio son la depositación y precipitación de inorgánicos. Para ampliar más el objetivo de este consorcio tecnológico se agrega que de igual forma se tiene como objetivo realizar pruebas de laboratorio y validación de productos químicos en materia de inhibición de incrustaciones inorgánicas, así como el modelado de las diferentes técnicas de colocación, como son bombeos tipo *squeeze* en yacimientos carbonatados, entre otros.

Estas alianzas tecnológicas se realizan entre instituciones privadas y públicas, la forma en la que operan estos desarrollos se basa en patrocinios hacia la universidad por parte de diferentes empresas, en especial para esta alianza tecnológica los principales patrocinadores son los siguientes (ver figura 3.5):



Figura 3.5. Principales patrocinadores de los consorcios de investigación y desarrollo tecnológico. (PEP, 2012).

A continuación se describe la metodología de tres pasos a seguir por parte del consorcio de investigación y desarrollo tecnológico tratado en este trabajo, desde el laboratorio hasta su aplicación en campo.

1) Modelado del yacimiento por medio del software squeeze.

Este software ha facilitado el entendimiento y el modelado en todos los aspectos referentes al depósito de incrustaciones en yacimientos de arenas y carbonatos. La versión más actualizada del software es el squeeze 8.

2) Desde los conceptos fundamentales hasta la aplicación de inhibidores de incrustaciones.

Las diferentes investigaciones del consorcio tecnológico han ampliado el conocimiento y entendimiento en las funciones de los agentes inhibidores, esto gracias al correcto entendimiento de los conceptos fundamentales de inhibición de incrustaciones en la teoría y la exitosa aplicación de estos conceptos en el campo.

3) Los efectos de la superficie sólida en el depósito de incrustaciones y su posterior inhibición.

Estos trabajos han sido realizados junto con la universidad de Leeds en el Reino Unido e involucran análisis e ingeniería de materiales para conocer de que manera la interacción entre los materiales utilizados en el sistema integral de producción y los inhibidores de incrustaciones afectan o benefician a la depositación de las mismas.

Bajo estos tres puntos explicados se desarrolla el trabajo del consorcio de investigación y desarrollo tecnológico cuyos resultados aportarán tecnología útil en ámbitos de la ingeniería de producción.

Algunos de los objetivos más destacados y entregables resultado de este consorcio son los siguientes:

- Modelado de tratamientos squeeze en formaciones de areniscas y carbonatadas a nivel pozo y yacimiento.
- Diseño de tratamientos considerando fenómenos de adsorción y desorción, en núcleos representativos de la formación.
- Efecto de la superficie sólida en la depositación e inhibición de incrustaciones inorgánicas.
- Fundamentos teórico-prácticos en la aplicación a nivel de campo de inhibidores de incrustaciones.

- Acceso a la base de datos electrónica con mas de 30 campos alrededor del mundo.
 - Tecnologías alternas a las químicas.
 - Temas de la formación de incrustaciones en procesos de EOR.
 - Análisis sistemático del proceso químico dentro del yacimiento.
 - Estudios experimentales de retención de inhibidores en formaciones de areniscas y carbonatos.
 - Prevención de sulfatos a condiciones altas de presión y temperatura.
 - Experimentos de precipitación de nuevos polímeros con su modelado.
 - Modelado de incrustaciones en fracturamientos para pozos de shale gas.
 - Inhibición combinada de incrustación/corrosión.
 - Nuevas técnicas de análisis de superficie para comprender como se forman las incrustaciones minerales y como pueden ser inhibidas en la interfaz sólida.
- Estado del arte de la simulación química desarrollada a través del consorcio de investigación y desarrollo tecnológico.

Hoy en día se dispone de modelos químicos que permiten pronosticar la naturaleza y la extensión a partir de las condiciones detalladas de los fluidos. Estos modelos pueden pronosticar el equilibrio de las fases utilizando principios de termodinámica y bases de datos geoquímicos y parten de ciertos datos básicos, como el análisis de concentración de elementos, temperatura, presión y composición de la fase de gas. Estos programas están diseñados para predecir el efecto de las perturbaciones, como mezclas incompatibles o cambios en la temperatura y la presión.

En la actualidad, existen al alcance del público varios programas para pronosticar la formación de incrustaciones minerales, junto con un número limitado de programas de computación preparados específicamente para la simulación de la composición química de salmueras utilizados en los campos petroleros. Estos programas comprenden desde modelos de hojas de cálculo hasta modelos geoquímicos sumamente desarrollados y diseñados para simular el transporte de fluidos y sustancias químicas en medios porosos.

Estos simuladores permiten pronosticar problemas de incrustaciones que pueden presentarse en el futuro, considerando distintos escenarios de comportamiento de yacimientos e invasión de agua.

De hecho, cuando se trata de yacimientos nuevos que no tienen antecedentes de problemas de incrustaciones, los modelos químicos son las únicas herramientas disponibles para realizar pronósticos.

Capítulo 4. Pruebas tecnológicas con productos inhibidores.

Los escenarios que encara nuestro país como productor de hidrocarburos nos llevan a entender en su totalidad los retos técnicos y tecnológicos a los que nos hemos de enfrentar en el futuro inmediato, como profesionales de la industria petrolera debemos de estar preparados y formados para solucionar eficientemente todos y cada uno de los escenarios que nos salgan al paso.

A continuación se presentaran ejemplos en específico que muestran una visión general de la aplicación práctica de la disciplina de aseguramiento de flujo y el impacto que causa en esta la formación de incrustaciones en una región que resulta de mucho interés, el golfo de México, así como una región muy representativa en la industria petrolera, el mar del norte, en estos casos se muestra la sinergia entre el control de incrustaciones y su impacto en la disciplina de aseguramiento de flujo, además de la unificación de conceptos tratados individualmente a lo largo de este trabajo. De igual forma estos casos presentan una solución tecnológica a los problemas relacionados con el aseguramiento de flujo.

4.1. Caso histórico 1: Noruega.

4.1.1. Historia del campo y su desarrollo.

El campo “A” se descubrió en 1976. Está situado a 280 kilómetros al sur oeste de Stavanger. La trampa es una estructura de domo de sal semi-cerrado del jurásico superior esta situado en arenisca con una edad aproximada de 160 millones de años. Esta arenisca esta compuesta principalmente de granos de cuarzo , con granos adicionales de feldespatos y mica y un cemento de cuarzo y calcita.

El soporte de presión para la producción del campo “A” se mejora a través tanto como de reinyección de agua y de gas, por otra parte cabe mencionar que algunos de los pozos que se encuentran en producción requieren el uso de bombeo neumático para su producción continua . El campo consta de tres plataformas separadas (producción, de perforación y habitacionales) unidos por puentes. Hay 18 pozos de los cuales: 7 son productores, 4 son inyectores de agua y uno es un inyector de gas. (Gudimentla, Carroll, Christiansen; 2006).

La producción comenzó en octubre de 1986 y la producción promedio de petróleo en 2000 fue de 21.100 barriles por día a un corte de agua de aproximadamente 78 %. La producción anual máxima era 126.654 STO barriles por día (1993) .

El campo tiene reservas recuperables de aproximadamente 435 millones de barriles de petróleo y 167 millones de pies cúbicos de gas, y 42,8 millones de barriles de LGN.

El campo "B" fue descubierto en 1981. Se encuentra a 270 km al sur oeste de Stavanger y 28 km al sur este de campo A. La trampa está de nuevo en el jurásico superior y la roca es una arenisca. El campo es ahora compatible con la inyección de agua de mar. La instalación en alta mar comprende un hexápodo de acero convencional, en este mismo se encuentran integrados las divisiones de perforación, producción y habitación. Hay 32 pozos perforados de los cuales 12 de ellos son productores con otros 9 pozos dedicados a la inyección de agua. La primera producción de petróleo se produjo en junio de 1990 y la producción anual máximo fue 126.654 STO barriles por día (1993). Las reservas recuperables se estiman aproximadamente en 435 millones de barriles de petróleo, 167 millones de pies cúbicos de gas, y 42,8 millones de barriles de LGN. La producción promedio de petróleo en 2000 fue de 20.800 barriles al día, el corte de agua de aproximadamente 42%. De igual forma que el campo "A", el campo "B" tiene una vida útil de aproximadamente 20 años.

Los problemas químicos (formación de incrustaciones) asociados con la producción de hidrocarburos a de los dos activos (campo A y campo B) han sido estudiados y dominados por la necesidad de controlar el potencial de formación de incrustaciones debido a la producción de agua congénita y la interacción de la misma con agua de mar que ha sido inyectada al yacimiento. La gravedad de las incrustaciones se describirá a continuación, pero basta con decir el control de las incrustaciones ha sido el mayor costo de operación de los activos.

En este ejemplo se describirá la forma en que las incrustaciones se han logrado inhibir y manejar en la plataforma y se discutirá cómo un entendimiento completo del tipo de incrustación y el uso de métodos de optimización han mejorado la economía en la recuperación de hidrocarburos.

4.1.2. Química del agua y tipos de incrustaciones.

Los valores de los diferentes componentes químicos del agua de formación típicos en los campos A y B, se muestran en la siguiente tabla 4.1.

Componentes/Propiedad	Campo A (ppm)	Campo B (ppm)	Agua de inyección (ppm)
Na	52555	65340	10890
K	3507	5640	460
Mg	2249	2325	1368
Ca	34675	30185	428
Sr	1157	1085	8
Ba	91	485	0
Cl	153025	167400	19700
SO ₄	44	0	2960
CO ₃	0	0	0
HCO ₃	134	76	124
pH	5.4	5.46	8

Tabla 4.1. Componentes químicos del agua de formación. Caso Noruega. (Gudimentla, Carroll, Christiansen; 2006).

Las composiciones de estas salmueras, cuando el campo fue descubierto y entró en producción reportaron valores muy altos, los más altos en la cuenca del Mar del Norte. La composición de la salmuera, combinada con las altas temperaturas de los yacimientos, creó una variedad de tipos de incrustaciones, que desafió la eficiencia de los productos químicos de producción existentes, debido principalmente a un nivel muy alto de calcio en el agua de formación. La inyección de agua de mar se ha utilizado para mantener la presión del yacimiento y mejorar la recuperación de petróleo.

La introducción de sulfatos del agua de mar, con alto contenido de calcio, estroncio y bario en las salmueras (especialmente el campo B), presentó un rango de diferentes incrustaciones que se prevé se formarán durante el ciclo de vida de cada pozo de producción en ambas plataformas. Los tipos de incrustaciones posibles a formarse a partir de salmueras típicas de ambos campos, bajo un rango de condiciones de producción, se presentan en las Figuras A-D.

Las incrustaciones compuestas de carbonato no se consideran un problema de fondo de pozo para el campo A y sólo se consideran pueden llegar a causar para el campo B en cuanto el corte de agua de mar se vaya incrementando, (Figuras A, B, C y D).

La cantidad máxima de las incrustaciones compuestas de sulfato de bario se predijo serán depositadas cuando exista un corte de agua de mar del 12% en el campo B y el 20% para el campo B a condiciones de yacimiento (Figuras A y C). Sin embargo, la máxima sobresaturación de salmuera se prevé que se produzca cuando se presente un corte de agua de mar de aproximadamente 65% para ambos campos (Figuras A y D).

Los valores de sobresaturación de la salmuera del campo "A" son mucho menores que para el campo "B" lo que da como resultado de que la inhibición de la formación de incrustaciones, será más difícil para las salmueras de campo B. Si se trabaja sin inhibidores, la producción de agua de formación, y la posterior mezcla de agua de mar/ agua de formación, darían lugar a la depositación de incrustaciones de sulfato seguidas de la depositación de incrustaciones de carbonato. La depositación de incrustaciones podría ocurrir en los túneles de perforación y la tubería de producción, provocando restricciones de flujo e incluso comprometer la eficacia de los elementos de seguridad en las instalaciones superficiales. A medida que la temperatura del fluido desciende, se prevé que la sobresaturación, con respecto a las incrustaciones de sulfato, se elevará. La observación de los tipos de incrustaciones dentro de los dos yacimientos ha permitido calcular de manera acertada el tiempo en que se presentarán estas.

No se ha observado formación de carbonatos el fondo del pozo en ninguno de los yacimientos hasta que se produce un corte de agua de mar más alto y se considera como un problema en las etapas posteriores del ciclo de vida de un pozo.

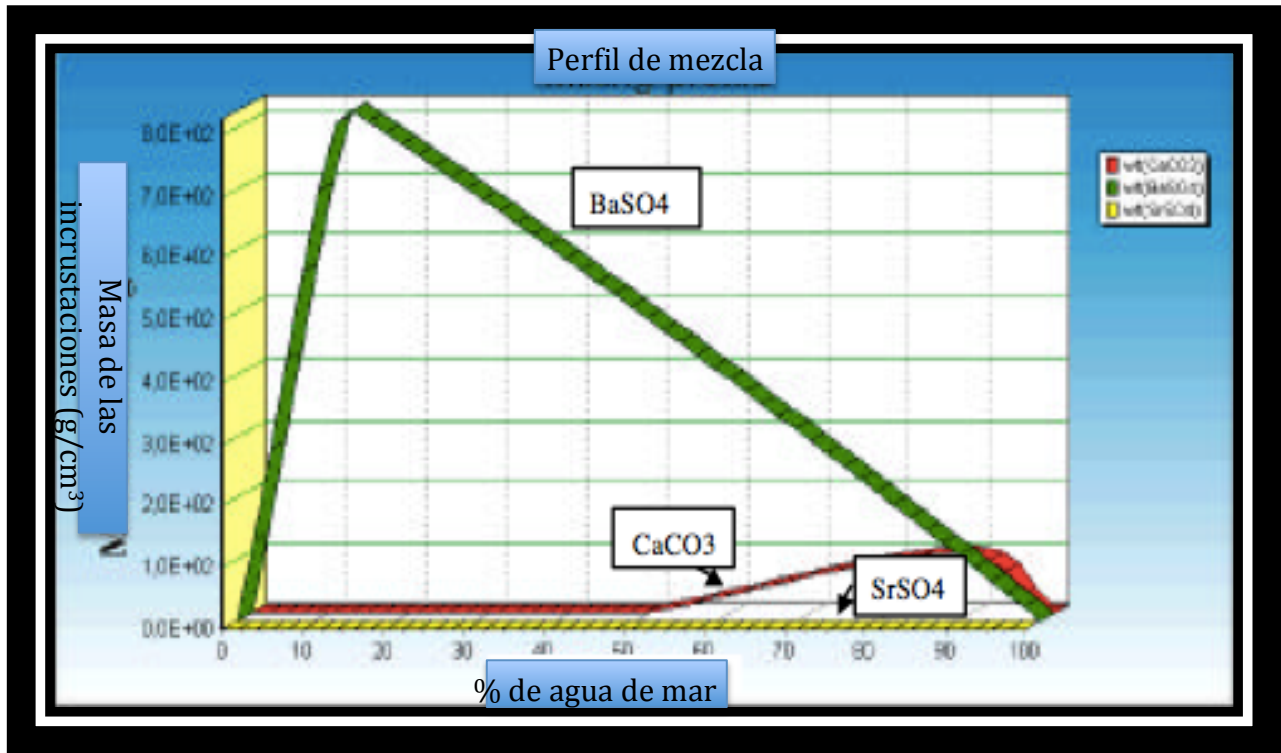


Figura 4.1. Figura A. (Gudimentla, Carroll, Christiansen; 2006).

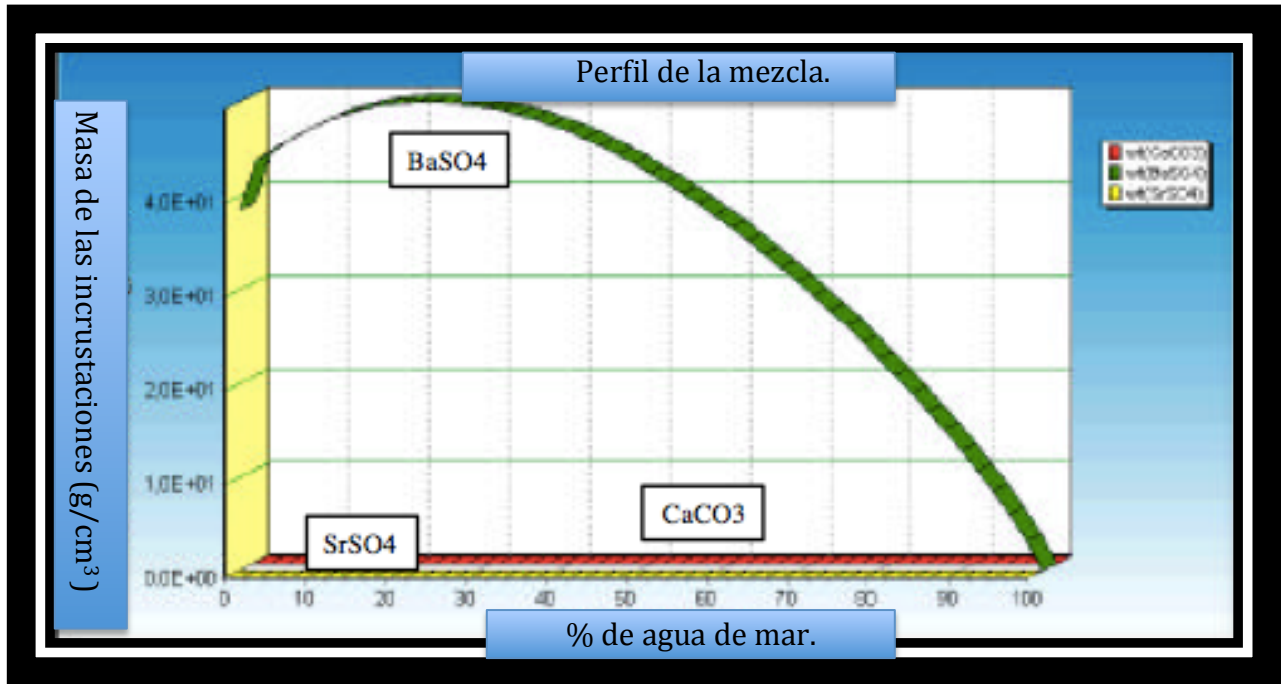


Figura 4.3. Figura C. (Gudimentla, Carroll, Christiansen; 2006).

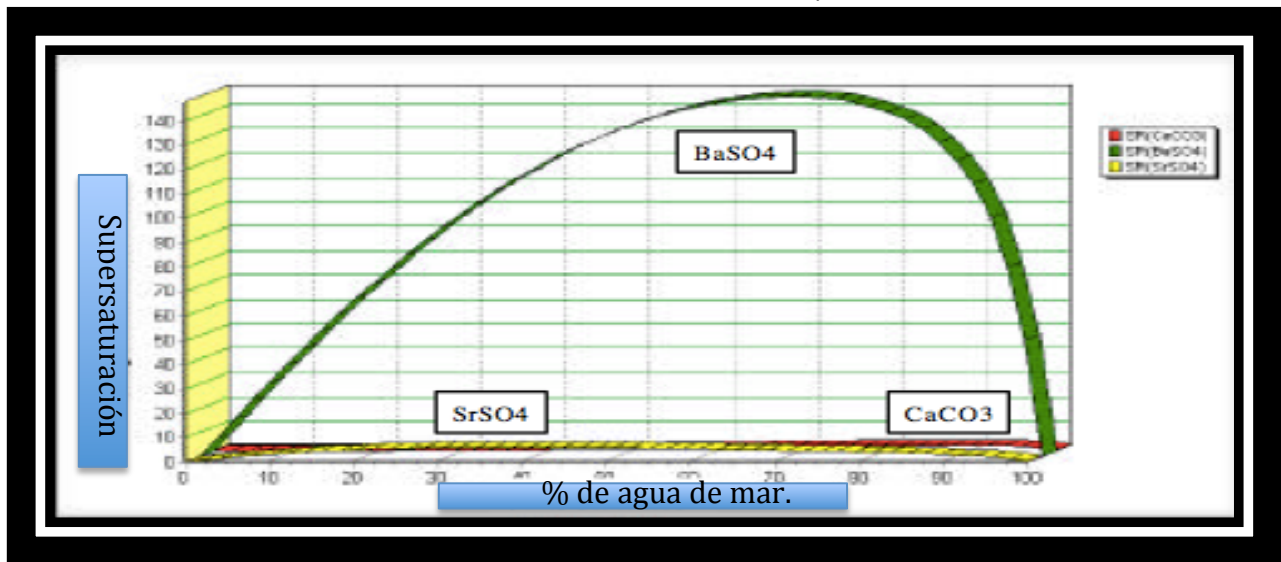


Figura 4.2. Figura B. (Gudimentla, Carroll, Christiansen; 2006).

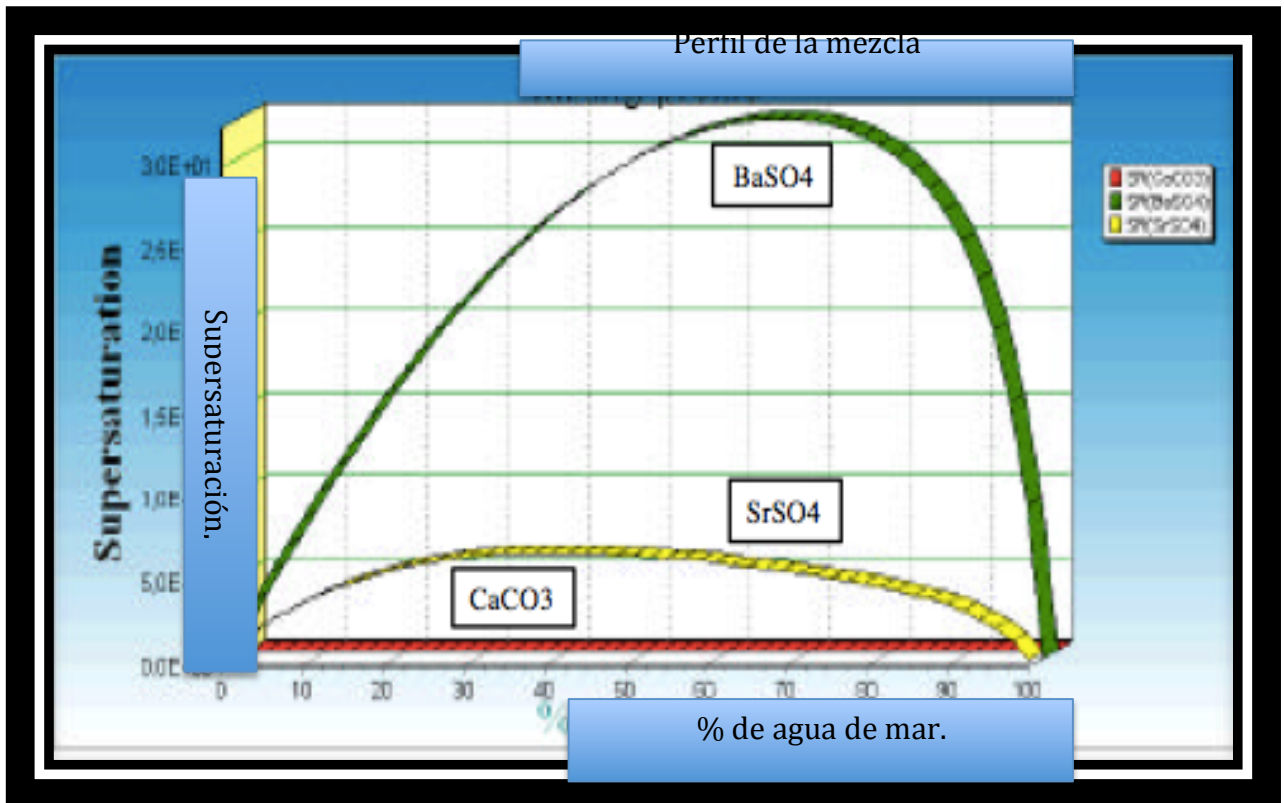


Figura 4.4. Figura D. (Gudimentla, Carroll, Christiansen; 2006).

4.1.3. Ciclo de vida del control de incrustaciones del caso Noruega.

Los tratamientos tipo “squeeze” contra la formación de incrustaciones han sido enfocados para controlar las incrustaciones de fondo de pozo en ambos campos al tanto que el corte de agua se ha incrementa con el tiempo. El procedimiento de selección para el inhibidor de incrustaciones para controlar las incrustaciones ha sido tratado en el capítulo 2. (Gudimentla, Carroll, Christiansen; 2006).

Es claro que el desarrollo de la tecnología y el despliegue dentro de estos campos se centró principalmente en los cabezales y en la tubería flexible usando principalmente inhibidores de incrustaciones con base acuosa. La optimización del programa de los tratamientos tipo “squeeze” para la inhibición de incrustaciones fue impulsado por el desarrollo de un costo total de operación (TCO por sus siglas en inglés) modelo de reducción dentro de un acuerdo de alianza entre BP y una compañía privada de servicio.

La reducción del TCO fue uno de los principales impulsores para la introducción de nuevas tecnologías para extender la vida útil de los tratamientos tipo “squeeze”. Además, la reducción del TCO impulsa un enfoque proactivo para la gestión de inhibidores de incrustaciones que implica la revisión continua de la química del agua y la adecuación de las opciones de administración de inhibidores de incrustaciones a la situación de la producción actual.

El control de incrustaciones en los cabezales de producción se llevó a cabo en ambas plataformas poco antes de que el agua de mar se inyectara en los pozos. Un inhibidor de incrustaciones/corrosión se utilizó para proporcionar una inhibición adicional al fluido producido que ya contenía inhibidor de incrustaciones para el campo A, mientras que un inhibidor de incrustaciones se colocó a lo largo de toda la tubería flexible presente en el campo B, los problemas de corrosión fueron eliminados previamente con la correcta selección metalúrgica de las tuberías de producción. Los pozos no tratados diluyen eficazmente el agua con inhibidores y por lo tanto la reducción de la concentración del inhibidor de incrustaciones de fondo de pozo hasta el punto de que la protección ya no resulta adecuada. A medida que se aplican tratamientos tipo “squeeze” en el fondo del pozo a los pozos en producción, la necesidad de que se usen inhibidores de incrustaciones adicional en los cabezales se hizo menos necesario y la tasa de tratamiento se redujo. La integridad de las instalaciones se mantuvo mediante el control de los puntos calientes conocidos de depositación de incrustaciones. La tasa de producto usado para el tratamiento de incrustaciones se redujo.

En la actualidad , un inhibidor de la corrosión se inyecta en los cabezales y el control de incrustaciones se gestiona con residuos químicos y tratamientos tipo “squeeze” en el fondo de pozo . La eficacia de este tipo de programas anti incrustaciones se mejora en gran medida por la monitorización frecuente de los residuos de inhibidores y la determinación de la estabilidad de la salmuera producida a través del sistema.. Este método de control ha logrado una reducción considerable en la cantidad de producto químico utilizado.

4.1.4. Conclusiones del caso Noruega.

- La tecnología para el control de la incrustaciones ha mejorado mucho en los últimos años. De manera significativa los costos de la implementación de nuevas tecnologías en las fases CAPEX se ven compensados por los costos de OPEX durante la producción. Sin embargo, incluso para campos maduros estas nuevas tecnologías pueden proporcionar medios económicos de control de incrustaciones. Todavía existen brechas tecnológicas identificadas para una mejor uso de los inhibidores de incrustaciones de fondo de pozo.
- La gestión eficaz de un programa contra incrustaciones debe comprender dos procesos esenciales: evaluación de riesgos y evaluación económica. La evaluación de los riesgos en programa contra incrustaciones permite prever y tomar en cuenta la presencia y consecuencias de cualquier mineral formador de incrustaciones así como revisar opciones de inhibidores para las mismas para el desarrollo de campos actuales y futuros. Esto permite que las tecnologías contra incrustaciones en el mercado se evalúen de manera objetiva y se clasifiquen lo que permite opciones de mejores programas contra incrustaciones. El empleo de los modelos económicos simples en la entera vida productiva de un campo hace posible que los programas contra las incrustaciones tengan diferentes opciones tecnológicas, se identifiquen eficaz y prontamente problemas de incrustaciones en la fase de evaluación del riesgo y además permite que se tomen decisiones en la fase de CAPEX de un desarrollo y permite durante el OPEX eliminar aspectos de riesgo y económicos.

4.2. Caso histórico 2: “Na Kika”

4.2.1. Descripción del campo.

Na Kika fue desarrollado a través de 5 campos de aceite y gas en el cañón de Mississippi, la zona se encuentra a 140 kilómetros aproximadamente del sureste de Nueva Orleans y fue considerado como el campo en aguas ultraprofundas más importante en el mundo (ver figura 4.5) debido a que los tirantes de agua de cada campo van desde los 1,770 a 2,135 metros. (Carroll, Clemens, Stevens; 2005).



Figura 4.5. Ubicación del campo “Na Kika”.
(offshoretechnology.com; 2005).

Los 5 campos fueron nombrados: Ariel, Kepler, Fourier, Herschel y Anstey, y conforme avanzó el proyecto se adicionó un sexto llamado Coulomb. (ver figura 4.6).

Na Kika es el nombre del Dios pulpo y fue nombrado así por su diseño (ver figura siguiente) ya que su estructura se asemeja al cuerpo de un pulpo. Durante la fase de desarrollo el campo era operado por la compañía Shell quien fue responsable del diseño, fabricación e instalación de la estructura flotante, así como del sistema de producción submarino y de la perforación de los primeros diez pozos.

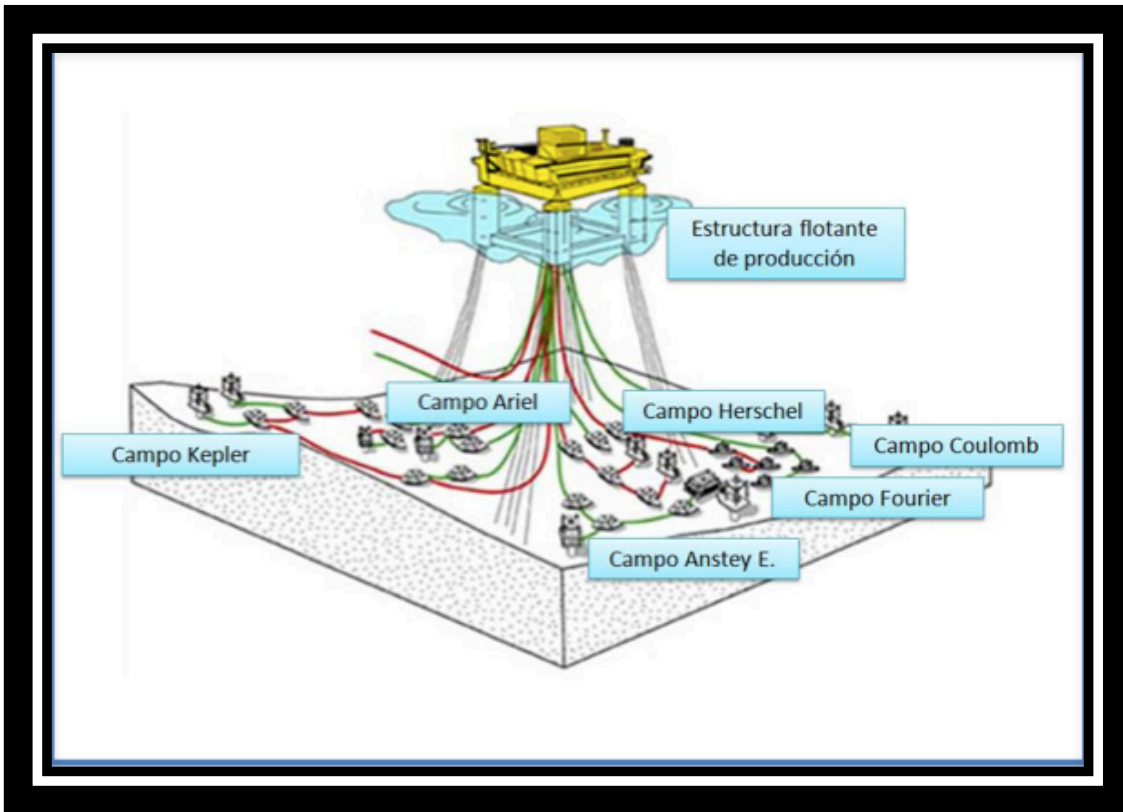


Figura 4.6. Diseño de la estructura del campo Na Kika. (offshoretechnology.com; 2005).

En cuanto a la etapa de producción la compañía operadora fue BP (British Petroleum), quien es responsable de la operación de la plataforma, las principales compañías que llevan a cabo el desarrollo del proyecto Na Kika son Shell y BP.

Los campos Kepler, Ariel y Herschel producen aceite mientras que Fourier, Coulomb y la parte oriente de Anstey son principalmente de gas.

Las perforaciones de los pozos se realizaron entre el 2001 y 2002 por la compañía “The Transocean Marianas” y los pozos fueron terminados entre el 2002 y 2003, este proyecto marcó un desarrollo tecnológico debido a que se requirió el uso de terminaciones inteligentes para atacar zonas múltiples.

4.2.2. Descripción del sistema de producción.

En el sistema de producción se utilizó una configuración satelital es decir pozo con terminación a línea de flujo, utilizando un aislamiento de tuberías con un sistema de tubería en tubería mejor conocido como pipe-in-pipe (PIP), mientras que los pozos de gas fluyen a través de líneas de flujo sin aislamiento. (Carroll, Clemens, Stevens; 2005).

Los árboles submarinos de producción y jumpers fueron fabricados por la compañía FMC Technologies.

Para facilitar el transporte de fluidos producidos de todos los campos a la instalación flotante de producción se requieren tres sistemas de líneas de flujo y se describirán a continuación con más detalle.

- Sistema 1: En los campos Ariel y Kepler donde se produce aceite se requirió un sistema pipe-in-pipe (PIP), con tuberías de 16 y 10 pulgadas, los fluidos producidos de ambos campos viajan aproximadamente 40 kilómetros hacia el noreste de la instalación de producción. Estos campos son desarrollados con 5 pozos, cada pozo está conectado en cadena para recolectar la producción en conjunto, la línea de flujo se encuentra en descenso y el tirante de agua a lo largo de esta línea va desde los 854 (m) hasta los 2135 (m).
- Sistema 2: Los campos Fourier y Herschel también producen aceite y se instaló un sistema PIP con tuberías de 12 y 8 pulgadas, los fluidos producidos viajan hacia el sur de la instalación de producción alrededor de 41 kilómetros, en este caso solo se produce aceite en 2 pozos, la línea de flujo a través de la cual viajan los fluidos tiene una condición ascendente y el rango de tirante de agua es aproximadamente de 1930 a 2100 metros.

- Sistema 3: Fourier y Anstey son campos que producen gas y utilizan tuberías sin aislamiento de 31 pulgadas, el gas viaja aproximadamente 49 kilómetros hacia el sur del sistema de almacenamiento, se utilizan 3 pozos submarinos de gas para su producción y se encuentran estructurados en cadena para que el gas sea transportado hasta las instalaciones en superficie, su línea de flujo además se encuentra en ascenso con tirantes de agua entre 1930 a 2100 (m).

Los sistemas de producción cuentan con un control avanzado para evitar el bacheo del flujo con el uso de un sistema artificial de producción a través de la inyección de gas, el sistema utiliza un control automatizado en el proceso, así como un modelo dinámico, el SAP (sistema artificial de producción) se encuentra instalado en el riser y la finalidad de su uso es para mejorar el proceso de producción y permitir mejorar el tratamiento de agua producida.

Para el proyecto se requirió el uso de una plataforma semisumergible que se basa en cuatro columnas de acero, su caco pesa aproximadamente 20,000 toneladas y su superestructura cuenta con 4 módulos-cuartos para 60 personas, así como cuenta con un área de instalaciones para separar y llevar a cabo la deshidratación y tratamiento de los fluidos .

El amarre de esta plataforma está asegurado por 16 piernas en catenaria, así como la línea de cable se extiende por una distancia de 2013 a 2350 metros de la ubicación de la plataforma.

4.2.3. Aplicación del aseguramiento de flujo en el campo Na Kika.

El desarrollo del proyecto Na Kika ha resultado complicado para el aseguramiento de flujo, ejemplo de ello es que en 2004 durante el arranque del sistema en la parte norte algunas operaciones resultaron difíciles debido a los problemas causados por varios cierres en el sistema submarino de producción, estos problemas resultan complejos y comunes en la producción de hidrocarburos en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas, la formación de hidratos, el bacheo del flujo, la formación de incrustaciones y las actividades de arranque son un ejemplo de la dificultad que se presenta en el estudio del aseguramiento de flujo. (Carroll, Clemens, Stevens; 2005).

Los factores que afectan principalmente al aseguramiento de flujo en Na Kika son principalmente causados por la acumulación de sólidos y estos son:

- Incrustaciones: la salinidad de Na Kika se consideraba baja, alrededor de 6 a 13 por ciento (rango moderado), por ello se realizaron estudios con las muestras de agua tomadas durante la perforación de los pozos con lo que se determinó que no existía ninguna posibilidad de depositación de incrustaciones.

Las estrategias de operación se dividieron de acuerdo al área en la que se encuentran ubicados los yacimientos. (ver figura 4.7)

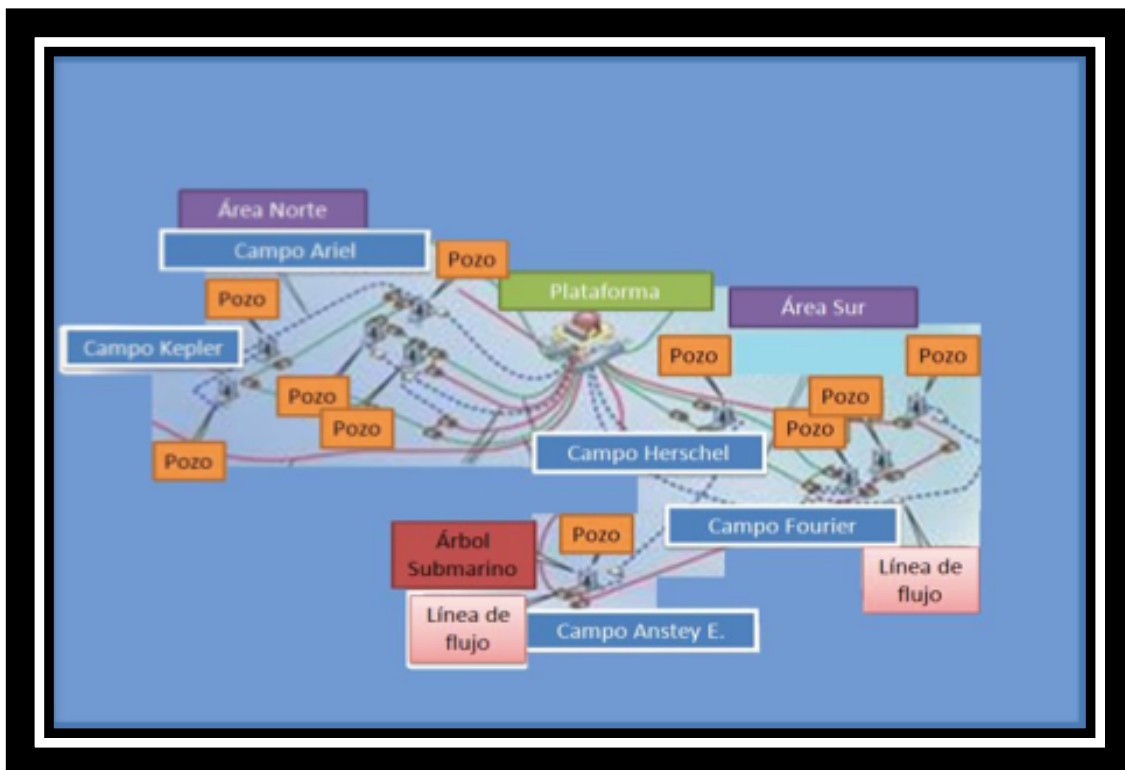


Figura 4.7. Área norte y sur del proyecto Na Kika.
(ogj.com)

Área Norte: El área produce fluidos de 12 zonas diferentes los cuales presentan una variación muy pequeña en las propiedades físicas y químicas, por lo cual la necesidad de realizar el proyecto en conjunto para reducir los costos del proyecto trajo como consecuencia que estos fluidos se mezclaran en una sola corriente, las propiedades se generalizaron y se reporto que la gravedad API del aceite producido en esta zona es de 28 grados aproximadamente y la relación gas aceite es alrededor de 1,100 [pie³/bl] dato registrado ya con la presencia del gas que es inyectado a través del sistema artificial de producción para el levantamiento de fluidos.

En la parte norte se utilizó una estrategia de aislamiento para proveer una retención de calor suficiente que permitiera evitar la depositación de parafinas e hidratos durante condiciones de flujo estable, esto durante la vida productiva del campo, sin embargo el estudio en el aseguramiento de flujo determinó que cuando el gasto del flujo sea menor cambiarían las condiciones en los campos y aumentaría la preocupación por la formación y acumulación de hidratos y parafinas en el sistema.

Como tratamiento a la reducción del gasto de flujo se determinó el uso de un SAP (sistema artificial de producción) a través de la inyección de gas continuo para adicionar potencia a la circulación del aceite.

El material para el aislamiento cuenta con un “*U*” (coeficiente de transferencia de calor) para lograr un mínimo de 12 horas de enfriamiento. En el caso de reiniciar las operaciones después de un paro en el sistema de producción, es utilizado un inhibidor para controlar la formación de hidratos en el sistema, este inhibidor fue el metanol y se determinó que en el futuro se requeriría de un inhibidor más flexible como lo es el LDHI (inhibidor de hidratos de baja dosificación).

Otra estrategia es la circulación de aceite caliente como sistema de precalentamiento y esto permite reducir la dosis de metanol que se requiere, esto ayuda no solo en el aspecto económico sino en la seguridad de las operaciones.

En esta área la preocupación mayor es la ruta de la línea de flujo descendente, donde el flujo experimenta una mayor inestabilidad conocido como bacheo, el cual tiene graves consecuencias en la producción de los fluidos, así que la instalación del sistema artificial de producción en el riser basado en la inyección de gas mitigaría este problema.

La instalación del sistema requiere de una configuración de tubería en tubería (PIP) en el riser para que el espacio anular entre ambas tuberías pueda ser el lugar por donde el gas viaje, este tipo de sistema ha sido utilizado anteriormente con un riser concéntrico en campos en África, la siguiente figura ilustra un ejemplo del mismo. (ver figura 4.8)

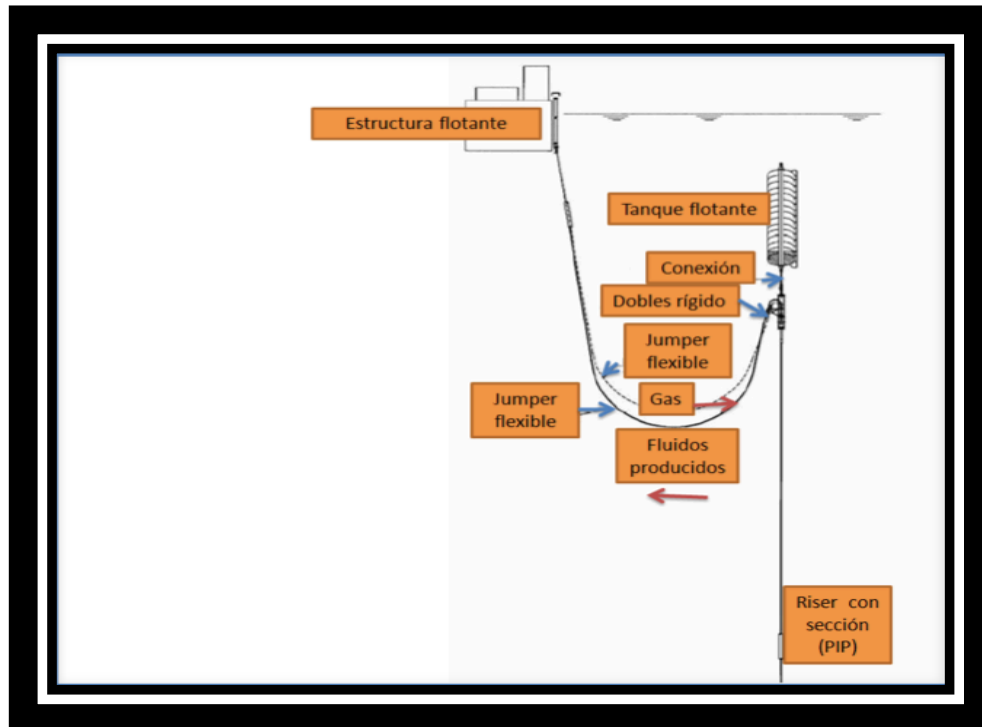


Figura 4.8. Sistema de riser concéntrico con instalación de BN. (Szucs, 2005).

Área Sur: En esta área también se mezclan los fluidos provenientes de 4 zonas diferentes y las propiedades de los fluidos son similares a la del área norte, en cuanto a la densidad del aceite es de 28° API aproximadamente y la relación gas aceite se encuentra en un rango de 1,100 a 1,200 [pie³/bl] dependiendo de cada uno de los pozos.

En el área sur también se encuentran produciendo 5 pozos, se realizaron los mismos estudios y determinación en cuanto a las estrategias para el aseguramiento del flujo en esta zona, se utilizó el aislamiento para retener el calor y proveer un tiempo mínimo de 12 horas de enfriamiento, además se considero la estabilidad y depositación de hidratos y parafinas resultando similar al área norte, como método de control se inyecta metanol y se utiliza un sistema de precalentamiento circulando aceite caliente.

En cuanto a los cierres de producción se requiere de un sistema de limpieza para reducir la presión en la línea de flujo y evitar así la precipitación de hidratos, si el cierre es por más de 6 horas se tiene que usar la circulación de aceite muerto antes de reiniciar la operación y el sistema será tratado con un inhibidor de hidratos antes del paro de operación. Para el bacheo no se determinó que fuera un problema a menos que el flujo fuera relativamente bajo y en ese caso si se necesitaría la inyección de gas para elevar los fluidos hasta la estructura superficial.

Área sur para la producción del gas: En el área sur se determinó una estrategia para la producción de gas, las propiedades de los fluidos dependen del campo en el que se producen y pueden ser caracterizados como gas seco o húmedo, la producción principalmente del campo Fourier es de gas húmedo y se produce una cantidad de condensados de aproximadamente 35 [bl/MMpie³].

En cuanto al campo Anstey produce gas seco con una producción de condensados de un poco menos de 2 [bl/MMpie³]. La zona sur produce con 3 pozos y la estrategia de operación es muy simple para las actividades de paro y arranque en la producción de los pozos, se utiliza continuamente inhibidores de hidratos MEG (Mono-Etileno-Glicol).

4.2.4. Tecnologías en la aplicación del aseguramiento de flujo en el campo Na Kika.

Para Na Kika se realizó un modelo termo hidráulico que inicio a finales de 1997 y que mantuvo su estudio hasta el 2003, ya que la producción de los campos presentaba complejas consideraciones que se deberían tener para el diseño de las instalaciones de producción, el modelo para simular el proceso fue realizado para las tres áreas; área norte, área sur y el área sur para la producción de gas, el estudio llevo a realizar modelos a través del paquete de simulación HYSIS, el cual era extenso ya que se tenía que considerar el control de formación de hidratos, parafinas, bacheo del flujo, en diversos escenarios y verificar el rendimiento bajo diversas condiciones de operación para determinar el diseño, la eficiencia en la operación del sistema de producción y las estrategias para el aseguramiento de flujo. (Carroll, Clemens, Stevens; 2005).

El modelo en estado transitorio fue desarrollado más a detalle utilizando el simulador OLGA, en donde se observó la complejidad debido a las condiciones que se aplicaron al modelo y los resultados obtenidos de la simulación de las operaciones de arranque del sistema, los paros en la producción, las operaciones de limpieza y la circulación de aceite muerto permitieron que como resultado pudiera incorporarse nuevas consideraciones tanto en el diseño y operación de los sistemas de producción, ejemplo de esto es el uso de inyección de químicos, el descartar el uso de remediación mecánica y el uso de un sistema artificial de producción con inyección de gas.

Sin embargo aunque se realizó un extenso análisis con el uso de herramientas tecnológicas para la simulación uno de los problemas en el modelo fue el cálculo de la temperatura de llegada del gas en el riser, ya que el modelo en estado estacionario predijo que el gas llegaría con una temperatura mayor a la que se reporto, para evitar este problema se requirió recubrir con termo-plástico la parte superior del tubo del riser de aproximadamente 609 metros de longitud, el cual tenía como propósito resistir la corrosión y crear una barrera de asilamiento en la columna de agua evitando que el agua de mar afecte la temperatura del gas a través de su viaje por el riser.

Otra de las tecnologías que se requirió fue el uso de VIT (tuberías con asilamiento al vacío) en todos los pozos de petróleo de Na Kika, ya que se requería mitigar la presión anular en el revestimiento del pozo así como la formación de parafinas en etapas próximas de producción, el uso de VIT determinó la oportunidad de investigar más a detalle la importancia que tiene el uso de esta herramienta para el aseguramiento de flujo.

A principios del 2004 se inicio la producción en la zona norte y se encontró problemas en cuanto al bacheo del flujo, se consideró que en etapas posteriores de producción cuando disminuyera el flujo de fluidos debido a la presión podrían presentarse bacheos severos que pueden controlarse con la inyección de gas.

El sistema en el área norte se evaluó continuamente con el software OLGA 2000 teniendo como resultado simulaciones exitosas al observar el comportamiento que había presentado el campo Kepler, en el caso de los resultados del campo Ariel también fue consistente y no se encontró problema con el bacheo, se realizaron mapas de regímenes para caracterizar y cuantificar la severidad.

Para las líneas de flujo del campo Kepler se encontró que el uso del SAP en el riser evitaría tener gastos bajos en la producción y así evitar que el bacheo aumente, solo se utilizaría un bombeo neumático continuo en caso de que se requiera aumentar dicho gasto.

Para el campo Ariel con respecto al bacheo en el flujo en las líneas, la relación gas aceite podrá ser variado dependiendo del flujo del gas y aceite de los pozos hacia las líneas de flujo.

Se requirió en los paros de producción el uso de inhibidores de hidratos que fue el metanol esto para lograr el mantenimiento del sistema, sin embargo fue importante reducir el uso de este para que no se contaminara el crudo que iría a venta, el uso de este inhibidor solo se haría indispensable si los paros se llevaban más tiempo del que se contempla.

Para el desarrollo de los 7 pozos que produce Na Kika se determinó el siguiente sistema de operación en el uso del metanol para el crudo de venta:

- Cuando el cierre fuera por más de 3 horas, la cantidad de metanol será suficiente hasta desplazarse al árbol submarino y jumpers de los pozos.
- En los cierres de operación mayores a 6 horas se adiciona una cantidad mayor de metanol para llegar a los fluidos en las tuberías de producción de los pozos.

- Con un paro mayor de 48 horas aumenta la cantidad de metanol para desplazar los fluidos desde la tubería de producción hasta la válvula de seguridad subsuperficial. Las condiciones ambientales han sido un reto para este proyecto ya que los huracanes son la principal razón por la cual se determinó el uso de metanol para controlar la formación de hidratos ante estos eventos, pero debe ser importante tener comunicación con los operadores para asegurar que la mezcla de crudo con metanol no afecte el procesos en la refinación del crudo y planificar adecuadamente la cantidad de metanol que llevaría el flujo de fluidos producidos-para su venta, una de las medidas que se ha realizado en el proyecto Na Kika a sido el uso de inhibidores de baja dosificación y otros procedimientos que no afecten las propiedades del aceite y reduzca la posibilidad de formar hidratos en las instalaciones de producción.

Sistema de seguridad - AWS (Advanced Warning System)

Este sistema de alerta avanzado fue una implementación tecnológica que requirió el proyecto Na Kika cuyos objetivos eran construir una herramienta analítica en línea (empleando herramientas de simulación en flujo multifásico transitorio y modelos térmicos) para ayudar a los ingenieros y operadores a comprender la operación en la zona norte donde se produce aceite. Este sistema incluye modelos del simulador OLGA los cuales comunican en tiempo real los problemas ya mencionados en el aseguramiento de flujo, el sistema AWS fue diseñado para tres principales funcionalidades:

-Módulo para tiempo real: Este módulo registra en tiempo real las lecturas de los instrumentos, variables como contenido de líquido en las líneas o gastos, presión y temperatura.

-Módulo what-if: La principal funcionalidad de éste, es la de permitir simular acciones hipotéticas por el operador y evaluar el efecto de cada procedimiento. El uso de este módulo ayuda a encontrar el procedimiento de operación óptimo en situaciones como son; arranques de la producción, circulación de aceite muerto, corridas de diablos, etc.

-Funciones de aplicación: Estas permiten comprender en especial las aplicaciones de what-if en el sentido que ellos tomen la información actual en tiempo real como punto inicial y simular hipotéticamente futuras acciones, estas condiciones hipotéticas son predefinidas para objetivos particulares (encontrar el tiempo mínimo de paro o la cantidad de gas del bombeo neumático para control del bacheo).

En el caso de Na Kika dos funciones de aplicación fueron diseñadas:

- Tiempo de paro mínimo: Esta particular herramienta indica los tiempos mínimos de paro para alcanzar la formación de hidratos. El cálculo del tiempo mínimo de paro puede iniciarse manualmente por el operador.
- SAP (sistema artificial de producción) con bombeo neumático: Esta herramienta constituye una de las componentes más innovadoras del AWS. A gastos bajos de producción es común que se presente el bacheo y la inyección de gas en corriente arriba de la base del riser, es la principal estrategia para dar solución al problema de bacheo.

La herramienta de gas de bombeo neumático es diseñada de manera que el gasto de gas requerido para la remediación sea encontrada automáticamente, con el mínimo gasto de gas para mantener el flujo estable.

Para determinar el cálculo de la cantidad de gas a inyectar se activa la herramienta y la estimación de la inestabilidad es identificada por encima de un valor umbral, un gasto de gas es inyectado y se mantiene constante durante un periodo de tiempo, si la inestabilidad continua siendo alta, se incrementa el gasto de gas hasta mantener un gasto estable.

El AWS fue conectado a un campo instrumentado y aplicado para una evaluación durante un periodo de cuatro meses en el año 2005, durante este tiempo se realizaron dos paros de emergencia cuando se hicieron presentes los huracanes Katrina y Rita en el Golfo de México. Este programa demostró el potencial para expandir esta herramienta a los principales proyectos en aguas profundas, su visión original del proyecto es desarrollar el uso de este software a escala mundial para ayudar en las operaciones y resolver problemas en el aseguramiento de flujo. (Carroll, Clemens, Stevens; 2005).

4.3. Caso histórico 3: “The King”.

4.3.1. Descripción del campo.

El campo King se encuentra ubicado a unos 96 kilómetros al este de Venice Louisiana (ver figura 4.9), el tirante de agua del campo oscila entre los 1,500 y 1,650 metros aproximadamente y el proyecto es operado por la compañía BP.(Carroll, Havre, Christiansen; 2006).



Figura 4.9. Ubicación del campo “The King”
(despiertaalfuturo.blogspot.com; 2010)

El campo inicio su producción en el 2002 y se planeo en dos fases:

- La fase uno se planeo para poner en producción dos pozos de aceite que iniciaron en abril de 2002 y su pico de producción era de aproximadamente 29 mil barriles de aceite por día, 31 millones de pies cúbicos y hasta 5 mil barriles de agua producida por día.

- La fase dos representa adicionar un pozo en el área oeste que comenzó su producción en julio de 2003.

4.3.2. Descripción del sistema de producción.

El desarrollo consistió en un sistema de producción submarino ligado a una plataforma TLP llamada Marlín (ver figura siguiente), los pozos se encuentran ligados a la estructura superficial a través de dos líneas de flujo las cuales se conectan a través de tuberías pipe-in-pipe al riser en catenaria. (ver figura 4.10)



Figura 4.10. Plataforma Marlín.
(offshoretechnology.com)

En cuanto a la descripción general del sistema de producción se requirió el uso de un sistema de retención de calor que consiste en dos líneas de flujo con una configuración PIP con diámetro nominal de 8 pulgadas dentro de una de 12 pulgadas, las líneas de flujo se extienden aproximadamente 27 kilómetros desde la ubicación del campo a la plataforma Marlín.

El medio de transferencia de calor que se requirió consistió en una solución con 30 por ciento en peso acuosa de solución de glicol de etileno con varios inhibidores que se distribuye a través del espacio anular de una línea de flujo hacia el manifold ubicado en el extremo del sistema de línea de flujo.

4.3.3. Aplicación del aseguramiento de flujo en el campo “The King”.

Aseguramiento del flujo fue uno de los principales factores en el desarrollo del campo, los principales parámetros de diseño fueron el estudio de la depositación de hidratos y ceras, para ello se determinó como opciones el considerar un sistema de aislamiento, inyección de químicos y el calentamiento activo. (Carroll, Havre, Christiansen; 2006).

El calentamiento activo fue seleccionado como la opción más favorable por su rentabilidad, además se deseaba evitar el uso de remediación mecánica para el control de ceras y lograr mantener las líneas de flujo fuera de las condiciones de formación de hidratos, así como las temperaturas bajas durante la depositación de ceras en operaciones de paro y arranque de la producción.

El sistema de calentamiento activo permite mantener las líneas de flujo calientes y fue elegido principalmente para establecer un medio para prevenir y / o remediar la formación de hidratos en el sistema de producción submarino durante las operaciones normales y las condiciones de paro. Además el diseño del tubo de calefacción mitiga la depositación de ceras en las líneas de flujo submarinas permitiendo mantener la temperatura por encima de la WAT (temperatura de formación de ceras), esto llevaría a eliminar la necesidad de ejecutar operaciones de raspado para el control de la acumulación de ceras.

Dos medios de calentamiento activo se consideraron; el calentamiento eléctrico y la circulación de un fluido, que en este caso fue elegida la segunda opción por su economía y la compatibilidad con la plataforma.

- Sistema de calentamiento activo.

El sistema de calentamiento activo (ver figura siguiente) está basado en tuberías PIP, estas difieren en el diseño convencional debido a que cuentan con aislamiento exterior y no en el anillo, esto permite que el espacio anular esté disponible para el flujo del medio de transferencia de calor.

En este diseño la temperatura media del fluido (una solución glicol acuosa) se calienta a unos 179 [°F] en la TLP Marlín, así el medio del calor se distribuye al sistema de las líneas de flujo de producción a través de las PIP

En operación una de las líneas de flujo viaja a mayor temperatura que la otra debido a la dirección del flujo, la línea “caliente” fluye a los árboles submarinos a temperatura más alta ya que se eleva por la transferencia de calor del fluido, la línea “fría” reduce su temperatura ya que es la que realiza la transferencia de calor en la corriente de producción durante la circulación submarina, sin embargo esta línea fría debe tener una temperatura adecuada para evitar la formación de hidratos.

El sistema está diseñado para circular continuamente en condiciones normales de funcionamiento, además el sistema tiene la intención de continuar su operación siempre que sea posible durante operaciones de cierre, ya que se desea mantener así la producción fuera de la región de formación de hidratos.

En casos en que no es posible mantener el sistema de temperatura en condiciones operacionales como de un paro parcial o total en plataforma, el sistema se utilizará para pre-calentamiento del sistema de producción submarino antes de volver a reiniciar la producción y, en su caso, servir como herramienta de reparación primaria para desasociar los bloqueos de hidratos formados durante un periodo de cierre. (ver figura 4.11)

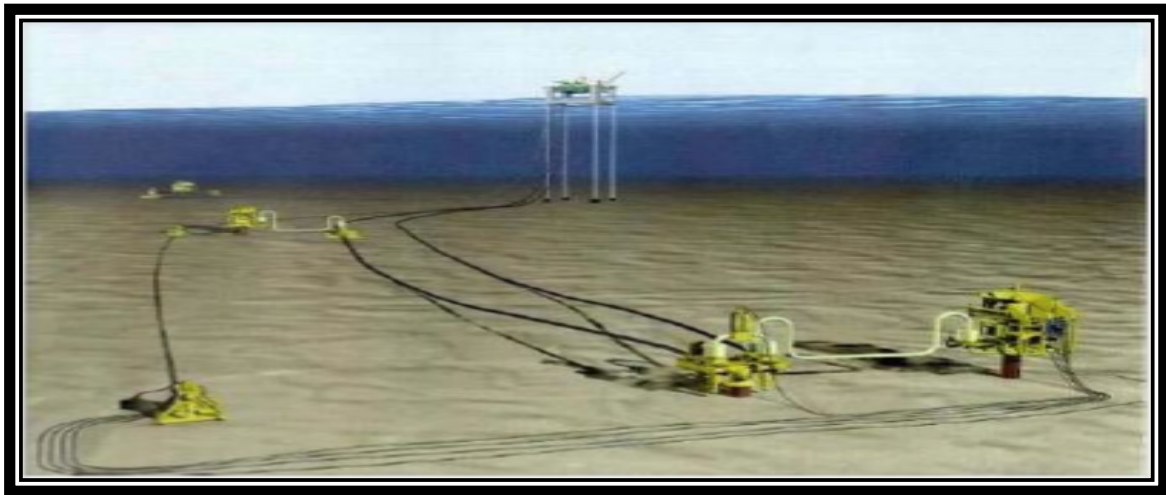


Figura 4.11. Sistema de calentamiento activo. (Esakul, Fung, Harrison, Perego; 2003)

Para realizar la circulación del fluido se instalaron tres unidades de recuperación de calor que se encuentran en el escape de la turbina de cada generador de potencial de la turbina de gas principal, estos intercambiadores están diseñados para transferir el calor de los generadores a los tubos de escape de la turbina para el líquido que a su vez transfiere calor al sistema de la línea de flujo submarina.

Las unidades de recuperación a través de las bombas proporcionan la energía necesaria para conducir el líquido de transferencia de calor por casi 54 kilómetros de ida y vuelta desde la TLP Marlin al campo King y viceversa.

Debido al contacto continuo con la solución acuosa del sistema de calentamiento activo la corrosión en el espacio anular de la línea de flujo fue una consideración importante, el manejo para mitigar la corrosión fue crítico ya que la inspección y reparación de las tuberías de conducción se dificulta.

El sistema de calentamiento activo que se utilizó para el campo King en el 2003 el cual era el tercer sistema puesto en operación hasta esa fecha. En el método de calentamiento con la circulación de un fluido existen tres opciones principalmente;

- Circulando agua de mar tratada
- Circulando agua dulce
- Circulando una solución glicol/agua

El funcionamiento de este sistema en el caso de los paros operacionales pretende reaccionar de acuerdo a la naturaleza de este, si el grado se inicio a raíz de una operación relacionada con alguna estrategia planeada entonces el sistema puede seguir funcionando y mantener las líneas de flujo calientes para un posterior reinicio, sin embargo si el paro es resultado de un problema en el sistema de calentamiento o el cierre es a causa de un problema en la TLP que puede dar a una situación de inseguridad, entonces el sistema se apagará por completo en automático, y posteriormente que la situación de cierre sea resuelto el sistema se reiniciará para el comienzo de la producción después de un tiempo de pre-calentamiento esto depende de la duración del paro.

Además de la operación del sistema de calentamiento activo se requiere una cantidad de inyección de metanol para proteger los pozos, jumper, y el sistema de limpieza de raspado durante los paros en el sistema de producción y el reinicio de la línea de corriente fría.

4.3.4. Estrategias para el aseguramiento de flujo en el campo “The King”.

Los principales problemas para el aseguramiento de flujo son la formación y depositación de hidratos, ceras, incrustaciones y la corrosión. (Carroll, Havre, Christiansen; 2006).

- Incrustaciones.

En base al análisis de agua disponible, la depositación de incrustaciones de CaCO_3 (carbonato de calcio) es más probable que se depositen en el fondo del pozo que en la tubería de producción. La principal estrategia es utilizar un inhibidor que se inyectara de forma continua para controlar estos depósitos cuando inicie la producción.

La mayoría de los contaminantes potenciales eran provocados por el agua de mar y los nutrientes microbiológicos que pueden promover la corrosión bacteriana, por ello fue importante desde la fabricación de los componentes asegurar el reducir la contaminación para evitar el incremento de la corrosión microbiológica.

4.4.5. Tecnologías en la aplicación del aseguramiento de flujo en el campo “The King”.

El diseño de la línea de flujo para el sistema de calentamiento activo incluye medidas de protección contra la sobrepresión, las cuales incluyen que la camisa de la tubería tenga un incremento en el espesor en una porción del riser de cada línea de flujo (a la distancia de 1.6 kilómetros hacia la TLP), además se incluye el uso de instrumentación y control para monitorear el sistema de calentamiento en operación y en caso de que exista un paro el sistema debe cambiar en automático para evitar un problema en las líneas. (Carroll, Havre, Christiansen; 2006).

El tendido de las líneas de flujo consta de 2 segmentos de 27 kilómetros y está conectado con la tubería con aislamiento y en un extremo al jumper. Los jumpers se instalaron después de que se realizó el tendido de las líneas para llevar a cabo pruebas hidrostáticas y posteriormente entraran en operación. Las líneas de flujo del campo King se analizaron para determinar la expansión por los movimientos laterales, se requería que no estuvieran sometidos a una flexión excesiva para evitar problemas por la temperatura a las que opera, esto sería importante para asegurar el sistema de la línea de flujo del método de calentamiento activo.

Sin embargo el sistema de calentamiento activo circulando un fluido fue una gran experiencia aportada por el campo King.

El sistema comenzó a funcionar en agosto 2002 y hasta el 2003 su servicio fue fiable, el sistema solo experimento tres paradas de una duración superior a 10 horas, dos de las paradas fueron por 2 días y 15 días debido a tormentas tropicales y el descubrimiento de una fuga en el riser, el cierre del otro paro se relacionó a la reparación del riser.

El éxito del calentamiento activo ha sido indudable, pero la variedad en condiciones de proceso no han dado oportunidad de analizar el sistema en operaciones diferentes, el sistema solo es puesto en marcha por etapas y posterior o al inicio de un paro de forma intermitente.

4.4. Aplicación de soluciones en aseguramiento de flujo en Cantarell.

En la figura 4.12 se muestran las principales incrustaciones inorgánicas que se presentan en Cantarell.

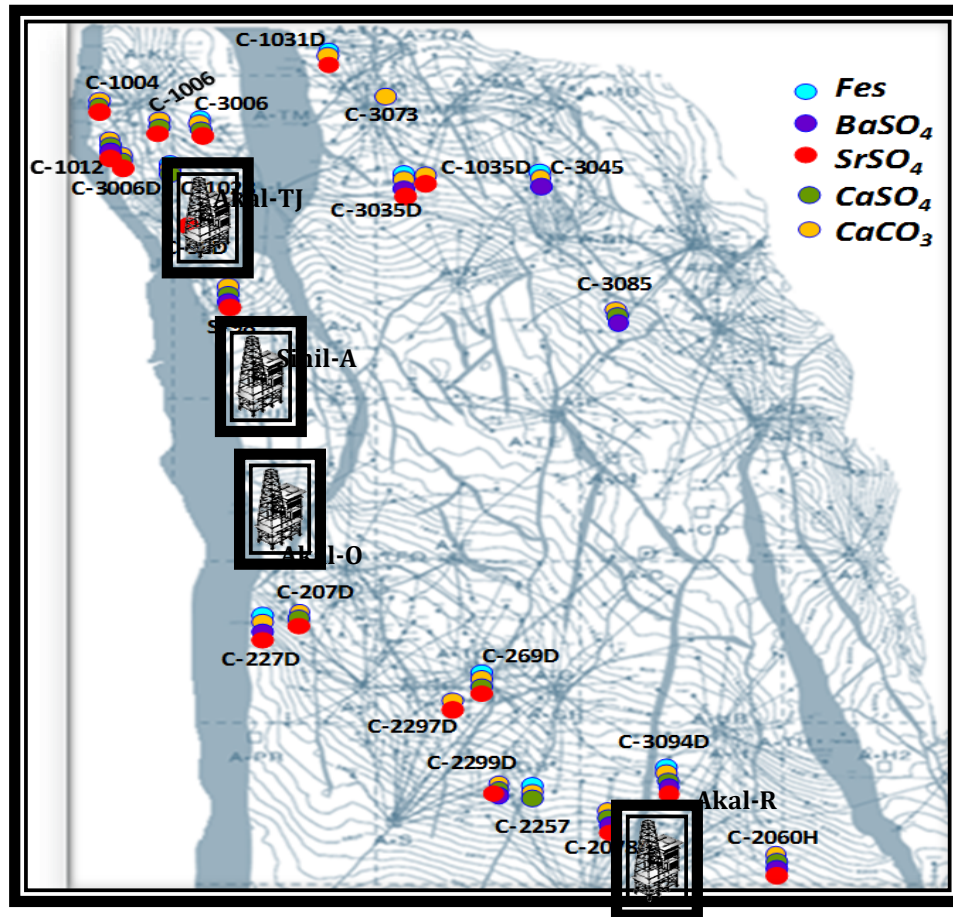


Figura 4.12. Principales incrustaciones inorgánicas de Cantarell.
(PEP, 2012)

Principales problemas que causan:

- Daño a la formación (cerca del pozo)
- Bloqueos en los disparos o en empacamientos de arena
- Restringen el flujo de fluidos en las líneas superficiales
- Bloqueo de checks y estranguladores.
- Revestimiento de bombas
- Corrosión donde no has capas gruesas
- Reducen la eficiencia de separación de agua y aceite

En Cantarell en el periodo 2010-2013, las cuatro principales actividades de aseguramiento de flujo que se han realizado dan un total del 1961 operaciones correctivas.

En algunos casos se realizan en conjunto las cuatro actividades, las cuales tienen los siguientes costos tipo asociados en pesos:

Estimulaciones	1,571,000.00
Limpiezas de Mandril por espacio anular	661,000.00
Limpiezas de aparejo	1,107,000.00
Limpiezas de bajante y estrangulador	602,000.00

4.4.1. Caso 4. Campo Sihill.

A continuación se presenta un caso base (Campo Sihill) y las soluciones en aseguramiento de flujo propuestas por el consorcio de investigación y desarrollo tecnológico tratado en este trabajo. (ver figura 4.13).

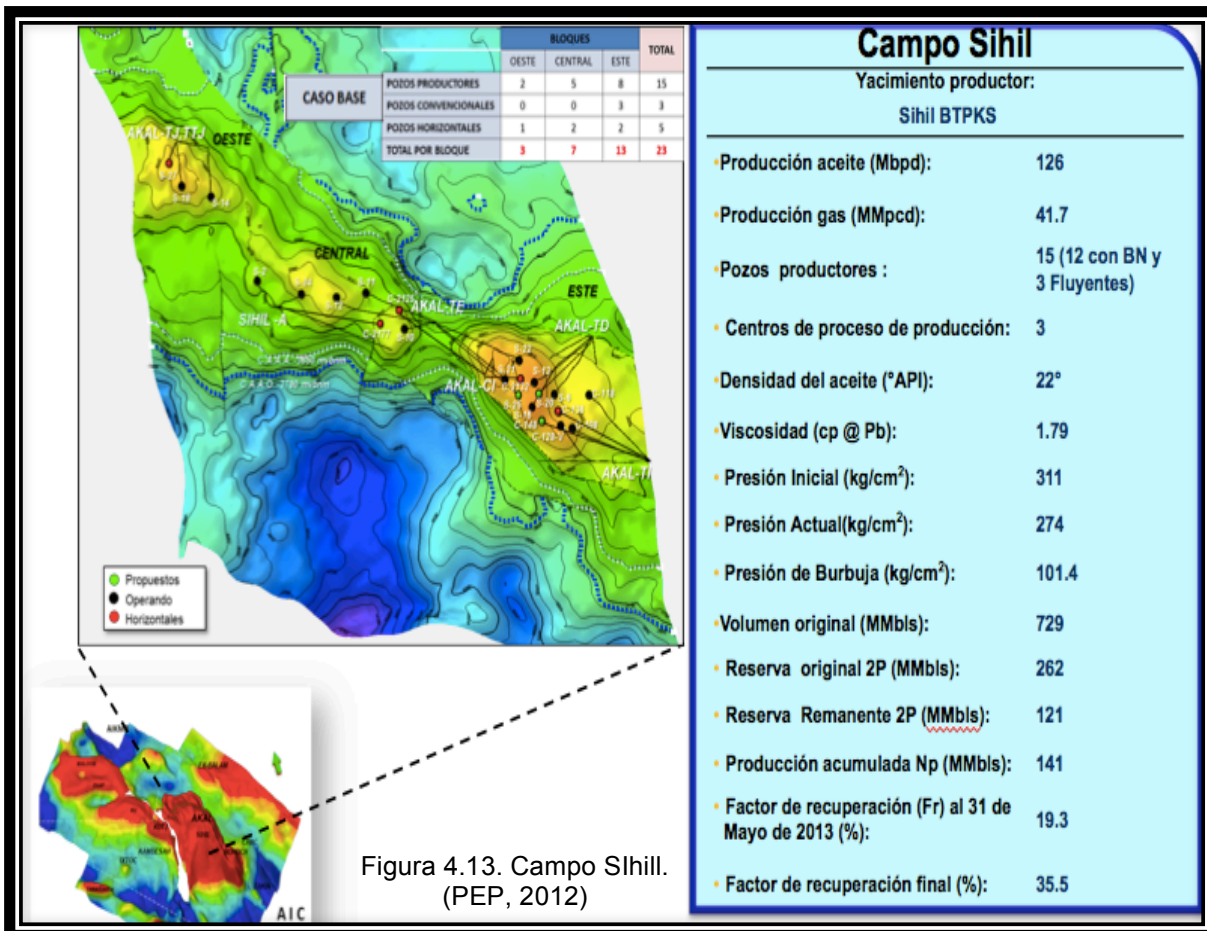
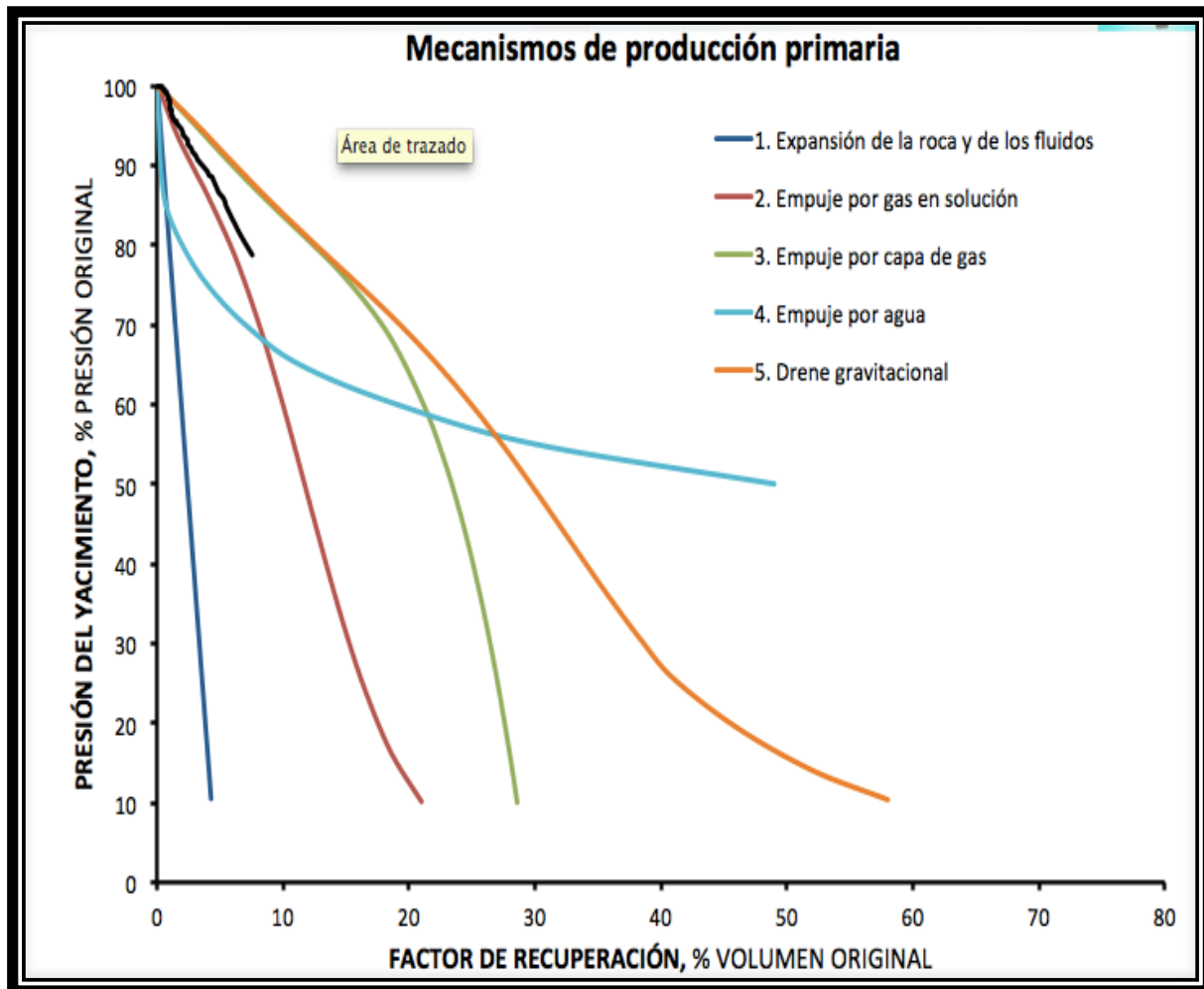


Figura 4.13. Campo Sihill. (PEP, 2012)

Los mecanismos de producción primaria en el campo son los mostrados en la gráfica 4.1.



Gráfica 4.1. Mecanismos de producción primaria en el campo Sihill. (PEP, 2012).

En cuanto a los índices de producción la distribución varía de la siguiente forma. (Figura 4.14).

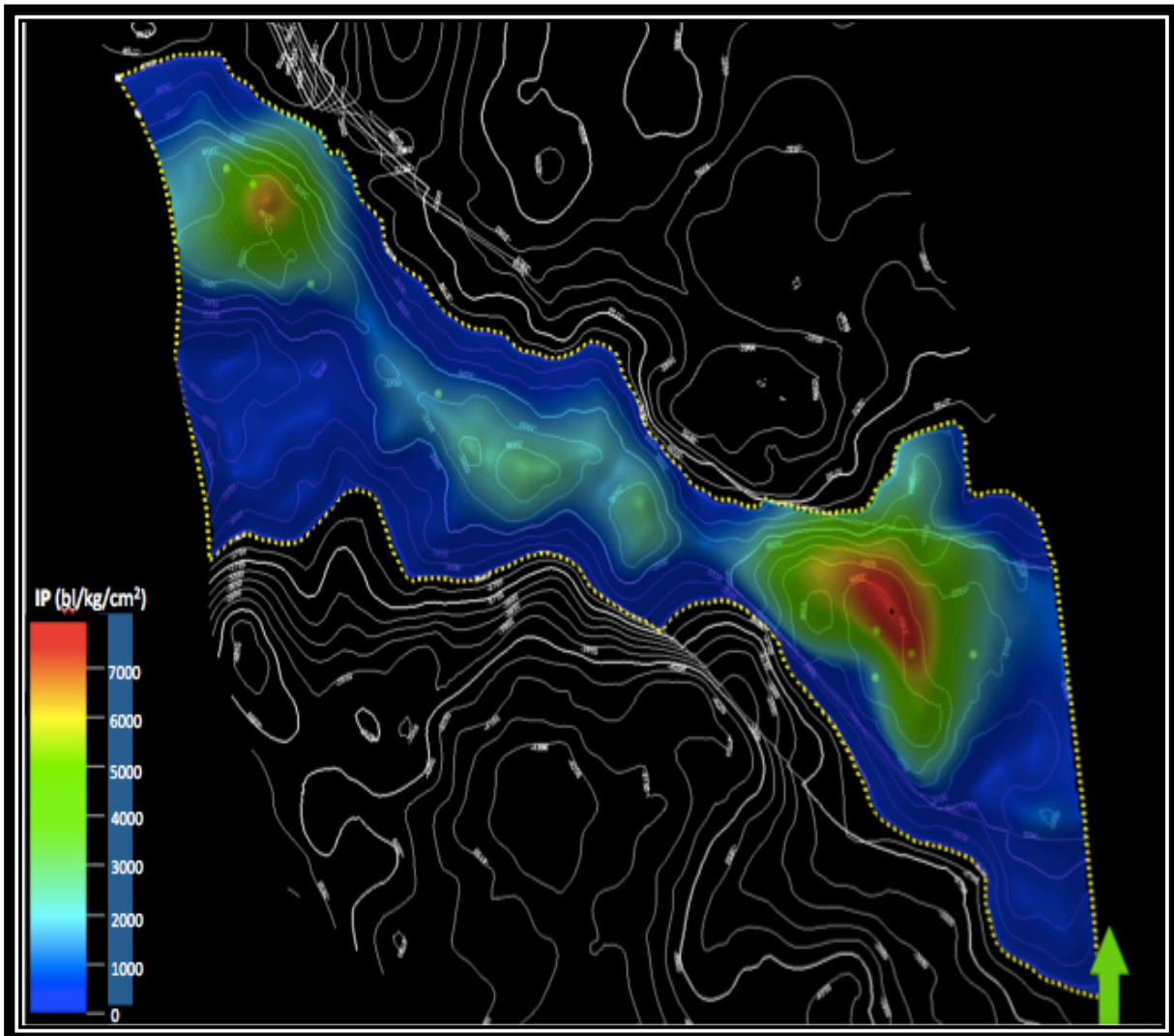


Figura 4.14. Distribución de IP en el campo Sihill. (PEP, 2012)

A continuación se presentan una tabla con un histórico de remediaciones mecánicas y estimulaciones realizadas en el campo Sihill en el período del 2010-2013. (Tabla 4.2) .

Año	Trabajo Realizado	Actividad	Pozo cerrado meses	Producción Diferida Qo prom=1800bls bpd
2010	18/10/2010	LIMPIEZA BEC POR EA		
2010	08/11/2010	LIMPIEZA BEC POR EA		
2010	29/11/2010	LIMPIEZA BEC EN DIRECTO		
SALE DE OPERACIÓN BEC 30 NOV 2010				
EFFECTUA RMA Y CAMBIA BEC ENTRA A OPERAR 28 NOV 2011			364	655,200
2012	25/03/2012	LIMPIEZA BEC POR EA		
2012	25/03/2012	LIMPIEZA BEC POR EA		
2012	20/04/2012	LIMPIEZA DE MANDRIL POR EA		
2012	19/05/2012	LIMPIEZA BEC EN DIRECTO		
2012	29/05/2012	LIMPIEZA BEC EN DIRECTO		
SALE DE OPERACIÓN BEC 25 JUN 2012				
EFFECTUA RMA Y CAMBIA BEC ENTRA A OPERAR 19 AGO 2012			82	147,600
2012	01/11/2012	LIMPIEZA BEC POR EA		
2012	11/11/2012	LIMPIEZA BEC POR EA		
2012	26/11/2012	LIMPIEZA BEC POR EA		
2012	27/11/2012	LIMPIEZA BEC POR EA		
2013	21/01/2013	LIMPIEZA BEC POR EA		
2013	04/02/2013	LIMPIEZA BEC POR EA		
2013	03/03/2013	LIMPIEZA BEC POR EA		
2013	25/03/2013	LIMPIEZA BEC POR EA		
2013	27/04/2013	LIMPIEZA BEC POR EA		
2013	09/05/2013	LIMPIEZA BEC POR EA		
2013	15/05/2013	LIMPIEZA BEC POR EA		
2013	15/07/2013	LIMPIEZA BEC POR EA		
SALE DE OPERACIÓN BEC 15 MAY 2013				
EFFECTUA RMA Y CAMBIA BEC ENTRA A OPERAR 25 JUL 2013			10	18,000
2013	16/07/2013	ESTIMULACIÓN		

Tabla 4.2. Remediaciones mecánicas y estimulaciones realizadas en el campo Sihill. (PEP, 2012).

A causa de las operaciones de estimulación en el campo Sihill se pueden precipitar sólidos insolubles bloqueando la garganta poral y causando daños permanentes. En estas operaciones se usan generalmente ácidos, en general durante la acidificación de arenas las siguientes reacciones pueden ocurrir:

1. Precipitación de Hexafluorosilicato de sodio y potasio.
Para evitar esta reacción se recomienda un preflujo de cloruro de amonio para desplazar la salmuera de la formación, no se recomienda el uso de aditivos de base sodio o agentes quelantes de hierro en ácidos con HF (ácido fluorhídrico).
2. Precipitación de fluoruro de calcio.
Se recomienda emplear un ácido clorhídrico u orgánico para remover todos los minerales base calcio.
3. Precipitación de sílica hidratada.
Se recomienda usar ácido clorhídrico mezclado con HF (ácido fluorhídrico).

✓ Soluciones.

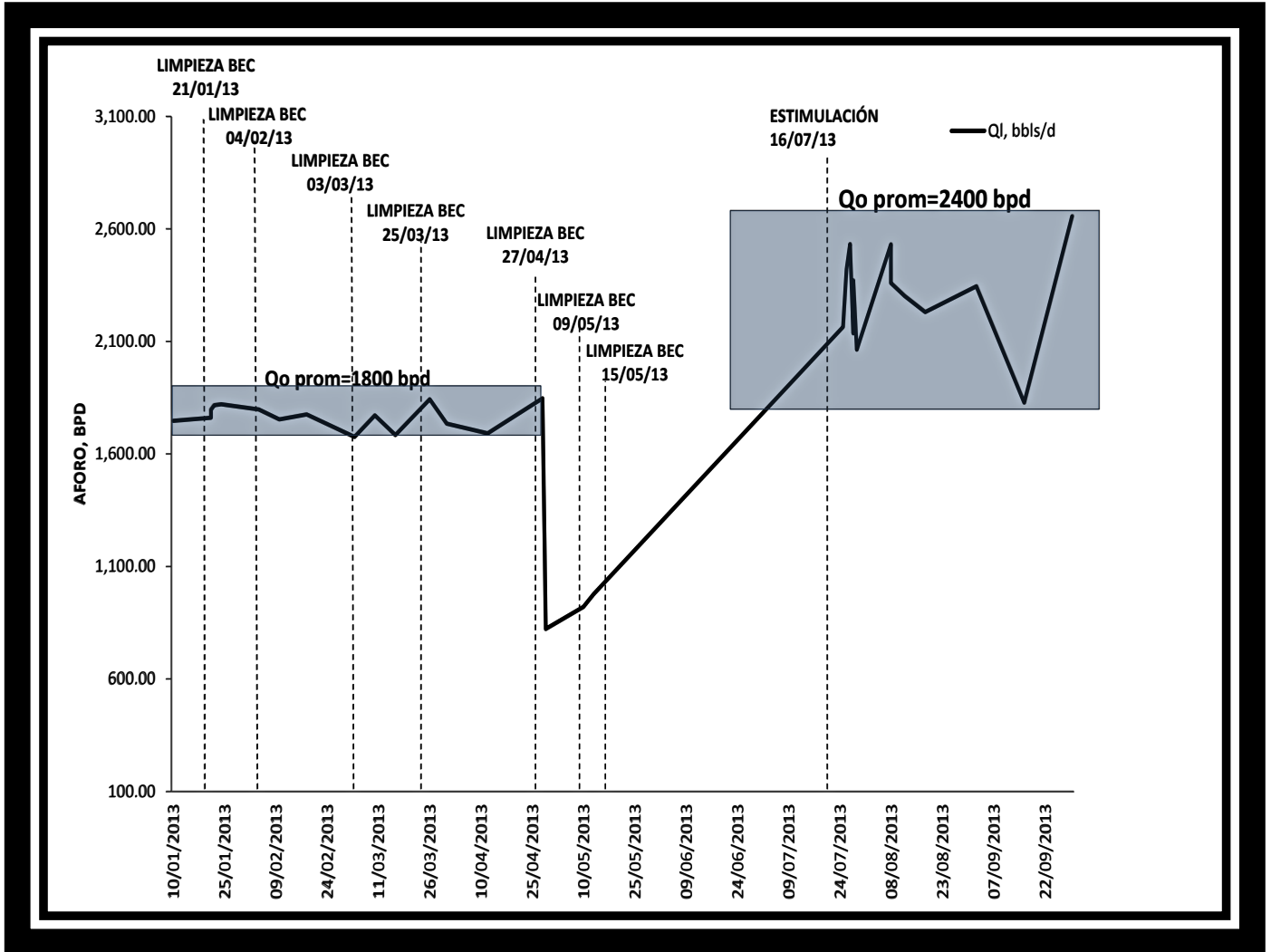
El ácido fluobórico es un fluido retardado que puede penetrar profundamente en el yacimiento antes de consumirse, especialmente a altas temperaturas y no contiene cantidades elevadas de HF(ácido fluorhídrico) en ningún momento dado.

La cantidad limitada de HF (ácido fluorhídrico) en cualquier momento dado disminuye la probabilidad de que se formen precipitados de fluosilicatos, fluoaluminatos o sílice.

El ácido fluobórico proporciona una estabilización permanente de las arcillas y partículas mediante reacciones relacionadas con los iones de borato y fluoborato.

Los borosilicatos recubren y unen las arcillas y partículas no disueltas y evitan la movilidad posterior de estas partículas que podrían taponar la formación y dificultar la producción.

Para finalizar se muestran en la gráfica 4.2 los resultados de las remediaciones mecánicas y estimulaciones realizadas en el campo Sihill.



Gráfica 4.2. Resultado de las remediaciones mecánicas y estimulaciones en el campo Sihill. (PEP, 2012).

Conclusiones.

- El desarrollo de campos en aguas profundas en todo el mundo y los avances en la exploración de nuevos yacimientos permiten incrementar las reservas para satisfacer la demanda de hidrocarburos. México a través de Petróleos Mexicanos, en los últimos años ha realizado actividades para la exploración y perforación de pozos en el área del Golfo de México en tirantes de aguas profundas; sin embargo, requiere acelerar las operaciones para lograr hacer producir los campos en territorio nacional de manera más eficiente y en el menor tiempo posible, considerando que sea rentable su explotación y cuidando el medio ambiente.
- Los campos en tirantes de aguas profundas y ultraprofundas cuentan con retos importantes que deben ser abordados durante la planeación de proyectos, sobre todo en los campos ubicados en tirantes de agua mayores a los 1,500 metros, donde el mayor trabajo se encuentra en lograr realizar actividades con condiciones de operación extremas, configuraciones del sistema submarino de producción y las características de la estructura superficial para almacenar y transportar los fluidos producidos.
- El diseño del sistema de producción submarino es la actividad más importante en la etapa de producción de un campo en tirantes de aguas profundas; determinará el éxito y eficiencia en su operación así como también pretende reducir los costos de mantenimiento y facilitar su instalación, por lo cual, la implementación de nueva tecnología y modificaciones a elementos del sistema de producción submarino ofrecen una estrategia para el aseguramiento de la producción, así como deben evaluarse las condiciones medioambientales que son un factor importante en el proceso de producción.

- Los daños operativos más fuertes en las tuberías de producción costa afuera son aquellos relacionados con la producción combinada de hidrocarburos y agua de formación. Esto conlleva a la formación de incrustaciones que pueden causar problemas operacionales fuertes así como causar daños a las instalaciones de superficie.

- Existen 2 tipos de factores que afectan el Aseguramiento de Flujo; la acumulación de sólidos y el comportamiento de los fluidos, los cuales deben determinar las condiciones que favorecen la inestabilidad del flujo para lograr aplicar estrategias que mitiguen y eliminen los problemas en la producción de los fluidos. Las incrustaciones inorgánicas representan un gran riesgo en la producción de hidrocarburos en regiones de aguas profundas y ultraprofundas.

- Se identifica que las principales incrustaciones inorgánicas presentes en las instalaciones de producción submarina son: el carbonato de calcio, el sulfato de bario, el sulfato de estroncio y el sulfato de calcio. La correcta caracterización de fluidos del yacimiento constituye una herramienta preventiva en la aparición de las incrustaciones antes mencionadas, sin embargo, de llegarse a presentar depositación de estas, las remediaciones mecánicas y estimulaciones químicas constituyen soluciones efectivas y eficaces para el control de incrustaciones; Cabe destacar que no obstante de este tipo de controles con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario, este tipo de incrustación es sumamente resistente, tanto a remediaciones mecánicas como a agentes químicos.

- El desarrollo tecnológico a través de organismos descentralizados y privados constituye una herramienta fundamental para la concepción y realización de tecnologías que provean de soluciones eficaces y útiles para la prevención, control y eliminación de depósitos inorgánicos que afecten a la producción de hidrocarburos en aguas profundas.

- El conocimiento de experiencias mundiales hace que los retos de explotación de campos en aguas profundas sean menos riesgosos debido al intercambio de información consorcio-empresa.

- Se ofrece una alternativa viable para solucionar uno de los riesgos principales en el aseguramiento de flujo aplicado a aguas profundas, además se plantea una idea razonable con la finalidad de desarrollar tecnología, a la larga esta tecnología representará una reducción de costos pero sobre todo generación de conocimiento que puede ser extrapolado a todas las áreas de la ingeniería petrolera y que constituye un activo de valor incalculable para todo quehacer humano.

Recomendaciones.

- La disciplina de aseguramiento de flujo debe ser considerada una herramienta útil y totalmente eficiente en etapas tempranas, por ejemplo, desde el diseño de los sistemas de producción submarinos y más tratándose de aguas profundas.

- No siempre el tratamiento más caro resultará ser el más útil para la remediación de incrustaciones, durante la ingeniería de producción en aguas profundas es importante un monitoreo constante de las condiciones de operación de los sistemas integrales de producción encarando los problemas que se presenten sobre la marcha incrementando de este forma los costos de operación. El balance entre los costos derivados de operación y de capital marcará un parámetro clave en la metodología de aseguramiento de flujo sobre todo tratándose en operaciones en regiones de aguas profundas donde los costos de operación se disparan. La caracterización de fluidos se vuelve indispensable porque como es visible la solución de incrustaciones que puedan comprometer la producción de hidrocarburos se vuelve más compleja en todos sentidos en regiones de aguas profundas comparada con regiones en Tierra.

- Es importante hacer hincapié en el desarrollo de tecnología, por lo que se describen en este trabajo las bases tecnológicas para la solución de diferentes problemas que enfrenta la ingeniería petrolera, sin embargo, los brazos tecnológicos e instituciones que se dedican al desarrollo de la misma ya existen, por lo cual las bases ya se encuentran sentadas, entonces pues, es importante incluir la participación de consorcios tecnológicos con diferentes organismos extranjeros, cuyas especialidades son variadas. En el caso de la universidad Heriot- Watt se ofrece tecnología para el control de incrustaciones y como consecuente tecnología para el aseguramiento de flujo hacia la superficie, se puede concluir que este trabajo pretende sugerir diversificar los recursos tecnológicos con los que cuenta la ingeniería petrolera en México, sin hacer menos y sin descuidar de ninguna forma las instituciones de desarrollo de tecnología con las que cuenta nuestro país como lo son principalmente el Instituto Mexicano del Petróleo y lo debería de ser la Universidad Nacional Autónoma de México y el Instituto Politécnico Nacional.

- Se recomienda capitalizar el conocimiento científico- técnico que se obtiene a través del estado del arte que generan los consorcios de investigación y desarrollo tecnológico para brindar soluciones a problemas reales de campo.

- Se deben identificar áreas de oportunidad para desarrollar tecnología en las instituciones de investigación que existen en México, de igual forma se debe entender que la implementación de la modalidad de consorcios universidades- empresas resulta ventajoso para ambas partes puesto que la asimilación de tecnologías resulta más barata para cualquier empresa petrolera.

Bibliografía.

Introducción.

1. Aseguramiento de flujo en sistemas de aceite pesado en México. M.C. Octavio Reyes Venegas , Scandpower PT Inc., M.I. José Ángel Gómez Cabrera FI-UNAM; M.I. Néstor Martínez Romero PEP-SCTET. 2005
2. La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George. 1998.

Capítulo 1.

1. “Aseguramiento de flujo”. Lindsey-Curran. BP Misión de la SUT a México. Marzo 2004.
2. Alternativa para el aseguramiento de la producción de yacimientos de hidrocarburos en aguas profundas mexicanas. Villegas González José Gabriel. 2005.
3. Aseguramiento de flujo en sistemas de aceite pesado en México. M.C. Octavio Reyes Venegas , Scandpower PT Inc., M.I. José Ángel Gómez Cabrera FI-UNAM; M.I. Néstor Martínez Romero PEP-SCTET. 2005.
4. “Un plan para exitosas operaciones en aguas profundas”, Oilfield Review, Schlumberger, Volumen 21 No. 1. Verano 2009.
5. Análisis de estructuras Offshore sometidas a la acción del oleaje mediante ansys. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4791/>
6. Lindsey-Curran, C., “Desarrollo de campos y aspectos que se deben tener en cuenta al desarrollar un campo” BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.
7. Rodríguez, J., “Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo, Febrero 2008.
8. “Subsea Equipments” Presentación de Mauricio Werneck de Figueiredo (Petrobras/CENPES).

9. "Tipos de árboles submarinos"- Componentes de un árbol-Instalación / Herramientas de colocación de Árboles Submarinos, Misión de la SUT a México, Marzo 2004. PLET), Febrero 2008.
10. Cortés, A., Tesis "Explotación de hidrocarburos en aguas profundas", UNAM-FI 2005.
11. Uribe, José., Tesis, "Aspectos geotécnicos en aguas profundas", IPN-ESIA, Noviembre 2004.

Capítulo 2.

1. Offshore pipelines. Boyun Guo, Shanhong Song, Jacob Chacko, Ali Ghalambor. 2005.
2. Aseguramiento de flujo en sistemas de aceite pesado en México. M.C. Octavio Reyes Venegas , Scandpower PT Inc., M.I. José Ángel Gómez Cabrera FI-UNAM; M.I. Néstor Martínez Romero PEP-SCTET. 2005.
3. La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George. 1998.
4. OTC 13075 "The Challenges of Deepwater Flow Assurance: One Company's Perspective", David B. L. Walker and Norman D. McMullen, BP, 2001.
5. OTC 13120 "Life Cycle Management for Gulf of Mexico Subsea Portfolio", L.D. Foster, P.B. Hebert, W.J.R. Nisbet, D.E. Sabatini, B. van Bellegem, D.P. Faucheux, Shell Exploration and ProductionCo., Inc., 2001.
6. OTC 15184 "Flow Assurance in Deepwater Flowlines and Pipelines-Challenges Met, Challenges Remaining", Frederic K. Wasden/Shell Exploration and Production Company, 2003.

Capítulo 3.

1. “Desarrollo de los mapas tecnológicos y su impacto en el programa de experiencia operativa de PEP”. Tesis. Vargas Guerrero Juan Luis. 2013.
2. “The prize: the epic quest for oil, money and power”. Dan Yeargin. Diciembre 2008.
3. www.humboldttecnologia.blogspot.com
4. Las universidades y el desarrollo de la investigación científica y tecnológica en México: una agenda de investigación. Arechavala Vargas Ricardo. Universidad de Guadalajara. 2011.
5. Consorcios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas. Subdirección de gestión de recursos técnicos, PEMEX, exploración y producción. 2012.
6. Flow assurance and scale team, executive summary. Universidad Heriot-Watt, GB, 2013.

Capítulo 4.

1. Artículo SPE 97749 “Heavy Oil Gas Lift Using the Concentric Offset Riser (COR)”, Adam. Szucs, 2H Offshore Inc;; Frank. Lim, 2H Offshore Engineering Ltd, 2005.
2. OTC 17657 “Flow Assurance and Production Chemistry for the Na Kika Development”, A.Carroll and J. Clemens, BP;; K. Stevens, Shell Intl. E&P, Inc.; and R. Berger, Manatee Inc., 2005.
3. OTC 18388 “Gulf of Mexico Field of the Future: Subsea Flow Assurance”, R.Gudimentla and A. Carroll, BP, and K. Havre, C. Christiansen, and J, Canon, Scandpower Petroleum Technology Inc., 2006.

Lista de figuras y tablas.

Capítulo 1.

Figura 1.1. Instalación de producción submarina en aguas profundas. Subsea equipments. Werneck de Figuereido Mauricio (Petrobras/CENPES). 2009.

Figura 1.2. Anclajes de acuerdo a las condiciones topográficas y del suelo marino. Desarrollo de campos y aspectos que se deben tener en cuenta al desarrollar un campo. Lindsey-Curran Christopher, BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 1.3. Diferentes tipos de sistemas de producción de hidrocarburos en diferentes tirantes de agua. Offshore magazine maps. Deepwater Solutions for concept selections. Marzo 2005.

Figura 1.4. Estructuras apoyadas o ancladas verticalmente en el lecho marino. Programa de explotación de campos en aguas profundas. Rodríguez Núñez Jesús. IMP. 2008.

Figura 1.5. Elementos de una plataforma fija. www.petrobras.com.br

Figura 1.6. Plataforma flexible. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-96/issue-19/in-this-issue/production/tallest-structure-installed-in-gulf.html>

Figura 1.7. Plataforma con piernas tensionadas. “Programa de explotación de campos en aguas profundas”. Rodríguez Núñez Jesús, IMP. 2008.

Figura 1.8. Plataforma de piernas tensionadas TLP. “Programa de explotación de campos en aguas profundas”. Rodríguez Núñez Jesús, IMP. 2008.

Figura 1.9. Sistemas flotantes de producción. “Programa de explotación de campos en aguas profundas”. Rodríguez Núñez Jesús, IMP. 2008.

Figura 1.10. Tipos de plataformas SPAR. <http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/platform-spar-comp.html>

Figura 1.11. FPSO Yúum K’ak Náab “Señor del mar”. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=40&contentid=17973>

Figura 1.12. Riser flexible.
http://bunessanprojectengineering.com/index.php?pr=Case_Studies.

Figura 1.13. Riser rígido. <http://www.compositesworld.com/articles/ct>

Figura 1.14. Riser híbrido.
http://www.intecsea.com/expertise/marine_riser_systems/default.asp

Figura 1.15. Riser en forma de catenaria.
http://www.intecsea.com/expertise/marine_riser_systems/default.asp

Figura 1.16. Cabezal submarino. <http://www.subseaworld.com/news/nca-complete-world-record-subsea-wellhead-recovery-operation-03448.html>

Figura 1.17. Comparación entre árbol vertical y árbol horizontal. “Subseas equipments”, Werneck de Figueiredo Mauricio, (Petrobras/ CENPES), 2009.

Figura 1.18. Válvula de seguridad de fondo de pozo controlada desde superficie. “Válvulas de seguridad de fondo de pozo listas para operar”. Garner James, Martin Kevin, Mc Calvin David, Mc Daniel Dennis. Oilfield Review, SLB. 2012.

Figura 1.19. Tipos de manifolds. “Desarrollo de campos y aspectos que se deben tener en cuenta al desarrollar un campo”. Lindsey-Curran Christopher, BP, Misión de la SUT a México, Marzo 2004.

Figura 1.20. PLEM. Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo (manifold- PLEM-PLET), realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008.

Figura 1.21. Configuración de una conexión de línea umbilical con SDU. Programa de explotación de campos en aguas profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Especificación de Equipo (manifold- PLEM-PLET), realizada por el Ing. Jesús Rodríguez Núñez, Febrero 2008.

Figura 1.22. Líneas de flujo en un sistema de producción submarino.
http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/atuais/DanielA+Fabio/relat2/relat2.htm

Capítulo 2.

Figura 2.1. Aseguramiento de la producción. Aplicación del aseguramiento de flujo en aguas profundas”, Velazco Ibañez Yatzil Claudian, UNAM, 2005.

Figura 2.2. Funcionamiento del aseguramiento de flujo. Flow assurance . Germanischer Lloyd (GL). 2009.

Figura 2.3. Factores que afecten el aseguramiento de flujo en el sistema de producción submarino. The challenges of deepwater flow assurance: one company’s perspective . David B.L. Walker, Norman D. McMullen. BP. 2001.

Figura 2.4. Aseguramiento de flujo en sistemas de aceite pesado en México. Aseguramiento de flujo en sistemas de aceite pesado en México. M.C. Octavio Reyes Venegas , Scandpower PT Inc., M.I. José Ángel Gómez Cabrera FI-UNAM; M.I. Néstor Martínez Romero PEP-SCTET. 2005.

Figura 2.5. Propiedades PVT del fluido para transporte y procesado. Aseguramiento de flujo en sistemas de aceite pesado en México. M.C. Octavio Reyes Venegas , Scandpower PT Inc., M.I. José Ángel Gómez Cabrera FI-UNAM; M.I. Néstor Martínez Romero PEP-SCTET. 2005.

Figura 2.6. Diagrama de fases de un aceite extraído en el golfo de México. Oilfield Review, SLB. 2007.

Figura 2.7. Curva de formación de hidratos. Offshore pipelines. Boyun Guo, Shanhong Song, Jacob Chacko, Ali Ghalambor. 2005.

Figura 2.8. Depositación de parafinas. “Construcción de pozos en aguas profundas”, Aseguramiento de flujo- Parafinas. PEMEX (Perforación y mantenimiento de pozos).

Figura 2.9. Solubilidad de minerales en función de la temperatura. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.10. Solubilidad de minerales en función de la presión. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.11. Solubilidad de minerales en función de la salinidad. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.12.. Nucleación homogénea. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.13. Nucleación heterogénea. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.14. Depósitos minerales en la tubería. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.15. Daños a la matriz producidos por depósitos minerales. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.16. Daños en un pozo inyector. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.17. Daños a un pozo en producción. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.18. Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorros de agua. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.19. Tubería sometida limpieza con abrasivos de partículas de vidrio. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.20. Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua abrasivo. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Figura 2.21. Sarta Macaroni. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George.1998.

Tabla 2.1. Valor de agua de formación. Valor de agua de formación. Medhat Abdou, Andrew Carnegie, S. George Mathews, Kevin McCarthy, Michael O’Keefe , Bhavani Raghuraman, Wei Wei, Cheng Gang Xian. Schulemberger. Oilfield review, primavera 2011.

Tabla 2.2. Parámetros principales en la precipitación de incrustaciones. Offshore pipelines. Boyun Guo, Shanhong Song, Jacob Chacko, Ghalambor. 2005.

Tabla 2.3. Cuadro comparativo de las diferentes técnicas mecánicas y métodos químicos de remoción de incrustaciones. La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención. Crabtree Mike, Eslinger David, Fletcher Phil, Miller Matt, Ashley Johnson, King George. 1998.

Capítulo 3.

Figura 3.1. ¿Qué es la tecnología?. <http://quees.la/tecnología/>.

Figura 3.2. Proceso tecnológico. www.humboldttecnologia.blogspot.com

Figura 3.3. Curva “S” de madurez tecnológica. Desarrollo de los mapas tecnológicos y su impacto en el programa de experiencia operativa de PEP. Tesis. Vargas Guerrero Juan Luis. 2013.

Figura 3.4. Proceso de gestión de tecnología. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.

Figura 3.5. Patrocinadores. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.

Figura 3.6. Esquematización de la aplicación de un consorcio de investigación y desarrollo tecnológico para el estudio de los fenómenos asociados con el aseguramiento de flujo y la restricción de precipitados en el fondo del pozo. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.

Capítulo 4.

Figura 4.1. Figura A. Control de incrustaciones y su impacto en la disciplina de aseguramiento de flujo. M.M. Jordan (NEEC), K. Sjuraether (NEEC), I.R. Collins (BP), N. D. Feasey (NEEC) and D. Emmons (NEEC). SPE 71557. 2001.

Figura 4.2. Figura B. Control de incrustaciones y su impacto en la disciplina de aseguramiento de flujo. M.M. Jordan (NEEC), K. Sjuraether (NEEC), I.R. Collins (BP), N. D. Feasey (NEEC) and D. Emmons (NEEC). SPE 71557. 2001.

Figura 4.3. Figura C. Control de incrustaciones y su impacto en la disciplina de aseguramiento de flujo. M.M. Jordan (NEEC), K. Sjuraether (NEEC), I.R. Collins (BP), N. D. Feasey (NEEC) and D. Emmons (NEEC). SPE 71557. 2001.

Figura 4.4. Control de incrustaciones y su impacto en la disciplina de aseguramiento de flujo. M.M. Jordan (NEEC), K. Sjuraether (NEEC), I.R. Collins (BP), N. D. Feasey (NEEC) and D. Emmons (NEEC). SPE 71557. 2001.

Figura 4.5. Ubicación de campo "Na Kika". www.offshore-technology.com/projects/na_kika/na_kika1.html.

Figura 4.6. Diseño de la estructura del campo "Na Kika". www.offshore-technology.com/projects/na_kika/

Figura 4.7. Área norte y sur de proyecto "Na Kika". <http://www.ogj.com/ogj/en-us/index/article-display.articles.offshore.volume-63.issue-10.news.na-kika-faces-updip-flow-assurance-shallow-tiebacks-defy-blow-down.html>

Figura 4.8. Sistema de riser concéntrico con instalación de bombeo neumático. Artículo SPE 97749 "Heavy Oil Gas Lift Using the Concentric Offset Riser (COR)", Adam. Szucs, 2H Offshore Inc;; Frank. Lim, 2H Offshore Engineering Ltd, 2005.

Figura 4.9. Ubicación de campo "The King". <http://despiertaalfuturo.blogspot.com/2010/09/alarma-en-eeuu-explota-otra-plataforma.html>

Figura 4.10. Plataforma Marlin. <http://www.offshore-technology.com/projects/kingmexica/>.

Figura 4.11. Sistema de calentamiento activo. Artículo OTC 1588 "Active Heating for flow assurance control" in Deepwater Flowlines", Khlefa A. Esaklul, Gee Fung, Gary Harrison and Ron Perego, BP America, 2003.

Figura 4.12. Principales incrustaciones inorgánicas en Cantarell. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.

Figura 4.13. Campo Sihill. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.

Figura 4.14. Distribución de IP en el campo Sihill. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.

Tabla 4.1. Componentes químicos del agua de formación. Caso Noruega. Control de incrustaciones y su impacto en la disciplina de aseguramiento de flujo. M.M. Jordan (NEEC), K. Sjuraether (NEEC), I.R. Collins (BP), N. D. Feasey (NEEC) and D. Emmons (NEEC). SPE 71557. 2001.

Tabla 4.2. Remediaciones mecánicas y estimulaciones realizadas en el campo Sihill. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.

Gráfica 4.1. Mecanismos de producción primaria en el campo Sihill. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.

Gráfica 4.2. Resultado de las remediaciones mecánicas y estimulaciones en el campo Sihill. “Consortios de investigación y desarrollo tecnológico con universidades como vehículo para la generación de soluciones tecnológicas.” Subdirección de gestión de recursos técnicos. PEMEX, exploración y producción. 2012.