



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN LOS POZOS
TRION-1 Y SUPREMUS-1,
CINTURÓN PLEGADO PERDIDO,
EN AGUAS PROFUNDAS DEL GOLFO DE MÉXICO.

TESIS PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA
JORGE ALBERTO ROJANO TOVAR

DIRECTORA DE TESIS:
DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, 2014





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



DEDICATORIA

Principalmente dedico este trabajo a Dios por darme la vida y por haberme permitido concluir esta etapa tan importante de mi vida dentro de mi formación profesional. A mis padres por haberme apoyado en cada momento y en cada decisión que tomé. A mis hermanas por estar también siempre a mi lado en los buenos y malos momentos. A mi familia en general, por darme siempre a conocer su apoyo y lealtad. A mis amigos que siempre están ahí para mí, sea cual sea, la situación que se trate. A mis profesores en general, por haberme dedicado su tiempo y llevarme a la cumbre de esta etapa.

Quiero extender una dedicatoria especial a mi primo **Jesús Emiliano Rojano Aquino**, quien a pesar de que se nos ha adelantado en el camino; quiero que sepa, que siempre lo recordaré con gran cariño por todos los buenos momentos que pasamos juntos y que lo extrañaré mucho hasta el momento que nos volvamos a encontrar.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por protegerme durante todo mi camino y darme fuerzas para superar obstáculos y dificultades a lo largo de toda mi vida.

A mi padre Jorge, quien ha estado conmigo desde que era un bebé hasta esta etapa de mi vida, y ha sido la persona que más me ha motivado a alcanzar mis objetivos. A pesar de las diferencias que hemos tenido debido a nuestros explosivos caracteres, sabes que te amo.

A mi madre Leticia, quien también ha estado conmigo en todo momento, y que gracias a su amor y cariño, siempre he salido adelante de todos los retos y dificultades. Te amo mamá.

A mis hermanas Brenda y Galilea, quienes amo mucho, y quienes siempre han estado conmigo para compartir grandes momentos de diversión y de angustia. Y para las que espero ser un buen ejemplo.

A mi tía Lorena y mi tío Miguel, quienes me apoyaron durante mi estadía en la UNAM dándome de comer cuando me quedaba sin dinero o lavando mi ropa entre otras cosas. A mi abuela Libertad, de igual manera por ayudarme en la alimentación y por esas donaciones a mi billetera, las cuales me sacaron de apuros. Y a los demás miembros de la familia quienes siempre me brindaron su apoyo de alguna manera. Muchas gracias a todos, los quiero a todos.



A todos mis amigos, empezando por mis amigos de la universidad Luis Carlos, Gerardo, Arturo Cadena, David, Beto, Arturo Mariscal, con quienes compartí momentos de diversión haciendo muchas estupideces, pero también grandes momentos de arduo trabajo. A mis amigos de la selección de fútbol de ingeniería, con quienes compartí una gran experiencia entre triunfos y derrotas. A mis amigos de kick boxing Ale XC, Calahun y Christian con quienes hice una gran amistad, muy parecido a una familia.

A la Dra. Rocio de la Torre, al Dr. Carlos Lira y al Mtro. David Reyes, quienes fungieron como mi familia académica durante la realización de esta tesis, y que gracias a sus valiosos asesoramientos me fue posible concluir esta etapa de mi vida profesional.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

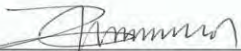
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.


En relación con el Examen Profesional de **ROJANO TOVAR JORGE ALBERTO**, registrado con número de cuenta 409007046 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,




ING. MANUEL JUAN VILLAMAR
VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: En 21/2014



DRA. ROCIO GUADALUPE DE LA
TORRE SANCHEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 21/I/2014



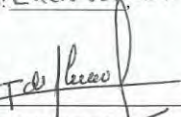
DR. FERNANDO SAMANIEGO
VERDUZCO

FECHA DE ACEPTACIÓN: Enero 23, 2014.



DR. TEODORO IVAN GUERRERO
SARABIA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 21-Enero-2014



M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 5/Febrero/2014

FECHA DE EMISIÓN : 17 de Enero de 2014

FEX-2
JCH



ÍNDICE

	PÁG.
LISTA DE TABLAS.....	III
LISTA DE FIGURAS	V
RESUMEN	14
ABSTRACT	15
INTRODUCCIÓN	16
CAPÍTULO 1. PRODUCCIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS.....	18
1.1 DESAFÍOS DE LA PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	18
1.2 DESARROLLO DE UN CAMPO SUBMARINO A PARTIR DE SU TIRANTE DE AGUA	20
1.3 CONFIGURACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS COSTA-AFUERA	20
1.3.1 PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN	21
1.4 SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN	25
CAPÍTULO 2. ASEGURAMIENTO DE PRODUCCIÓN SUBMARINA	29
2.1 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	29
2.2 ASFALTENOS.....	31
2.3 PARAFINAS	32
2.4 HIDRATOS.....	34
2.5 ASEGURAMIENTO DE FLUJO	36
2.6 REFUERZO DE FLUJO	40
2.7 VIGILANCIA DE FLUJO.....	43
CAPÍTULO 3. COMPORTAMIENTO DE FASES DE LOS ACEITES TRION-1 Y SUPREMUS-1 DEL CAMPO PERDIDO PEMEX (PEP)	45



3.1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS TRION Y SUPREMUS.....	45	
3.2 ESTUDIO DE CONTAMINACION DE MUESTRAS DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO	47	
3.3 PRUEBA DE EXPANSIÒN A COMPOSICIÒN COSNTANTE	49	
3.4 PRUEBA DE LIBERACIÒN DIFERENCIAL.....	51	
3.5 PRUEBA DE SEPARACIÒN INSTANTÀNEA	53	
3.6 PRUEBA DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE	55	
3.7 AJUSTE DE UNA ECUACION DE ESTADO A LOS RESULTADOS DEL ANALISIS PVT.....	69	
3.8 MODELO DE DEL RIO <i>ET AL</i> PARA CRUDOS PROPENSOS A LA PRECIPITACION DE ASFALTENOS	81	
3.9 MODELO INVERSO DE DEL RIO <i>ET AL</i> PARA OBTENER LA COMPOSICION SARA.....	83	
CAPITULO 4. METODOLOGÌA PARA ESTIMACIÒN DE ESCENARIOS DE PRECIPITACIÒN DE SÒLIDOS EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÒN SUPUESTOS DE LOS POZOS TRIÒN-1 Y SUPREMUS-1.....		91
CAPÌTULO 5. RESULTADOS Y DISCUSIÒN		98
CAPÌTULO 6. RECOMENDACIONES PRELIMINARES PARA EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS SUBMARINOS		101
CAPÌTULO 7. CONCLUSIONES.....		106
RECOMENDACIONES GENERALES DEL TRABAJO		109
ANEXO A		110
ANEXO B		117
BIBLIOGRAFIA		121



LISTA DE TABLAS

	PÁG.
Tabla 1.1 Consideraciones de diseño entre un desarrollo submarino de aguas someras y uno en aguas profundas	22
Tabla 1.2 Diferencias principales entre los diseños de las estructuras “apoyadas en el fondo” y “flotantes”	24
Tabla 3.1 Resumen de los datos PVT de los pozos Trión-1, Supremus-1, y Maximino-1.....	56
Tabla 3.2 Envoltente de fases del pozo Trión-1.....	57
Tabla 3.3 Envoltente de fases del pozo Supremus-1.....	57
Tabla 3.4 Composición original del fluido (Trión-1).....	58
Tabla 3.5 Composición original del fluido (Supremus-1).....	59
Tabla 3.6 Prueba de expansión a composición constante @ 59°C (Trión-1).....	60
Tabla 3.7 Prueba de expansión a composición constante @ 31.79°C (Supremus-1).....	60
Tabla 3.8 Prueba de liberación diferencial para el aceite @ 59°C (Trión-1).....	61
Tabla 3.9 Prueba de liberación diferencial para el aceite @ 31.79°C (Supremus-1).....	61
Tabla 3.10 Prueba de liberación diferencial para el gas @ 59°C (Trión-1).....	62



Tabla 3.11 Prueba de liberación diferencial para el gas @ 31.79°C (Supremus-1).....	62
Tabla 3.12 Prueba de separación instantánea @ 30°C (Trión-1).....	63
Tabla 3.13 Prueba de separación instantánea @ 25°C (Supremus-1).....	63
Tabla 3.14 Envolvente de fases del pozo Maximino-1.....	64
Tabla 3.15 Composición original del fluido (Maximino-1).....	64
Tabla 3.16 Prueba de expansión a composición constante @ 76.5 °C (Maximino-1).....	66
Tabla 3.17 Prueba de agotamiento a volumen constante de la fase aceite @ 76.5°C (Maximino-1).....	67
Tabla 3.18 Prueba de agotamiento a volumen constante de la fase gas @ 76.5°C (Maximino-1).....	67
Tabla 3.19 Prueba de viscosidad del aceite @ 76.5°C (Maximino-1).....	68
Tabla 3.20 Prueba de separación instantánea (Maximino-1).....	68
Tabla 3.21 Composición SARA estimada por medio del modelo de Del Rio et al (2009)	88
Tabla 4.1 Parámetros considerados para determinar el perfil de producción.....	93



LISTA DE FIGURAS

	PÁG.
Figura 1.1 Distintos diseños de plataformas de producción.....	25
Figura 1.2 Ejemplo de configuraciones de sistemas submarinos de producción y sus elementos principales.....	28
Figura 2.1 Reducción de diámetro interno de tubería por depositación de asfaltenos.....	32
Figura 2.2 Sección transversal de una tubería con depositación de ceras.....	34
Figura 2.3 Taponamiento de una línea de flujo por formación de hidratos.....	35
Figura 2.4 Diagrama de fases del aceite, ilustrándose los problemas ocasionados por abatimiento de presión y temperatura.....	37
Figura 2.5 Diferencia entre muestreo convencional y un muestreo monofásico de fluidos del yacimiento.....	39
Figura 2.6 Esquema empleado en un proceso típico de aseguramiento de flujo.....	41
Figura 2.7 Configuración típica de un sistema de producción submarino con bomba multifásica como refuerzo del flujo.....	43
Figura 3.1 Mapa de localización de los pozos Triòn-1 y Supremus-1.....	46
Figura 3.2 Mapa de correlación de los pozos en el área de Perdido.....	48
Figura 3.3 Esquema de la prueba de expansión a composición constante en una celda PVT.....	52



Figura 3.4 Esquema de la prueba de liberación diferencial en una celda PVT.....	54
Figura 3.5 Esquema de la prueba de agotamiento a volumen constante.....	56
Figura 3.6 Factor de Formación del aceite B_o @ 59°C (Trión-1).....	73
Figura 3.7 Densidad del aceite ρ_o @ 59°C (Trión-1).....	74
Figura 3.8 Volumen relativo @ 59°C (Trión-1).....	74
Figura 3.9 Factor de compresibilidad del gas Z @ 59°C (Trión-1).....	75
Figura 3.10 Factor de volumen del gas B_g @ 59°C (Trión-1).....	75
Figura 3.11 Relación de solubilidad R_s @ 59°C (Trión-1).....	76
Figura 3.12 Factor de formación del aceite B_o @ 31.79°C (Supremus-1).....	76
Figura 3.13 Densidad del aceite ρ_o @ 31.79°C (Supremus-1).....	77
Figura 3.14 Factor de compresibilidad del gas Z @ 31.79°C (Supremus-1).....	77
Figura 3.15 Volumen relativo @ 31.79°C (Supremus-1).....	78
Figura 3.16 Relación de solubilidad R_s @ 31.79 °C (Supremus-1).....	78
Figura 3.17 Densidad del aceite ρ_o @ 76.5 °C (Maximino-1).....	79
Figura 3.18 Factor de formación del aceite B_o @ 76.5°C (Maximino-1).....	79
Figura 3.19 Factor de volumen del gas B_g @ 76.5°C (Maximino-1).....	80
Figura 3.20 Factor de compresibilidad del gas Z @ 76.5°C (Maximino-1).....	80
Figura 3.21 Comportamiento típico de la respuesta de la técnica (LST) de un aceite vivo.....	82
Figura 3.22 Envoltorio de precipitación de asfaltenos.....	83



Figura 3.23 Estructura de los cuatro principales componentes en el aceite.....	85
Figura 3.24 Esquema del procedimiento SARA.....	86
Figura 3.25 Esquema del sistema HPLC para obtener fraccionamiento SARA.....	88
Figura 3.26 Envoltente de precipitación de asfaltenos para el pozo Trión-1, determinada por medio del método de Del Rio et al (2009)	89
Figura 3.27 Envoltente de precipitación de asfaltenos para el pozo Supremus-1, determinada por medio del método de Del Rio et al (2009)	90
Figura 3.28 Envoltente de precipitación de asfaltenos para el pozo Maximino-1, determinada por medio del método de Del Rio et al (2009)	90
Figura 4.1 Configuración supuesta del sistema de producción marino.....	92
Figura 4.2 Curva de IPR generalizada para el pozo Trión-1.....	93
Figura 4.3 Curva IPR generalizada para el pozo Supremus-1.....	94
Figura 4.4 Curva IPR Generalizada para el pozo Maximino-1.....	94
Figura 4.5 Arquitectura submarina propuesta y resultados de cálculo de las condiciones de producción en el pozo Trión-1.....	96
Figura 4.6 Arquitectura submarina propuesta y resultados de cálculo de las condiciones de producción en el pozo Supremus-1.....	96
Figura 4.7 Arquitectura submarina propuesta y resultados de cálculo de las condiciones de producción en el pozo Maximino-1.....	97
Figura 5.1. Localización de las zonas de precipitación/depositación de asfaltenos y parafinas estimadas, para el aparejo submarino del pozo Trión-1	98



Figura 5.2. Localización de las zonas de precipitación/depositación de asfaltenos y parafinas estimadas, para el aparejo submarino del pozo Supremus-1	99
Figura 5.3 Localización de las zonas de precipitación/depositación de asfaltenos y parafinas estimadas, para el aparejo submarino del pozo Maximino-1	99
Figura 6.1 Control de parafinas en el aparejo submarino de producción, pozo Trión-1	102
Figura 6.2 Control de parafinas en el aparejo submarino de producción con estrangulamiento en el árbol submarino, pozo Trión-1	102
Figura 6.3 Control de parafinas en el aparejo submarino de producción, pozo Maximino-1	103
Figura 6.4 Control de asfaltenos en el aparejo submarino de producción, pozo Trión-1	104
Figura 6.5 Control de asfaltenos en el aparejo submarino de producción, pozo Maximino-1	105



RESUMEN

En esta tesis se estudian los escenarios potencialmente problemáticos (y sus estrategias de remediación de una perspectiva de Aseguramiento de Flujo) que los pozos *Trión-1*, *Supremus-1* y *Maximino-1*, localizados en el área del Cinturón Plegado de Perdido en el Golfo de México pueden presentar, como resultado de las condiciones de producción en aguas ultra-profundas, las cuales los pozos deben enfrentar, en su producción inicial por parte de PEMEX en 2019-2020.

Primero, la propensión de los fluidos producidos a presentar problemas de precipitación de asfaltenos, ceras o hidratos se ha predicho desde un punto de vista termodinámico. Después los perfiles estimados P-T de los pozos posibles (incluyendo sus líneas de flujo submarinas) se estiman para cálculos de flujo en dos fases e información disponible del yacimiento/lecho marino, describiendo las condiciones (de producción). Finalmente, se presentan detalladamente un conjunto de acciones de remediación que muestran un efecto de mejoramiento para el aseguramiento de flujo en estos pozos.



ABSTRACT

We study the potential problematic scenarios (and their remedial strategies from a Flow Assurance perspective) that wells “Trion-1”, “Supremus-1” and “Maximino-1” in the Perdido Fold-Belt at the Mexican GOM may present, as a result of the ultra-deep water production conditions which the wells should have to face, upon their set to initial oil production by PEMEX in 2019-2020.

First, the propensity of the produced fluids to present asphaltene, wax or hydrate precipitation problems is predicted from a thermodynamic point-of-view. Then, the estimated P-T profiles of the potential wells (including their subsea flowlines) are estimated from two-phase flow calculations and available reservoir/sea-bed information, from which potential (production) conditions leading to reduced flows are described in detail. Finally, a set of remedial actions that show an enhancing effect to flow assurance in this wells are presented in detail.



INTRODUCCIÓN

Conforme las compañías petroleras se adentran en aguas cada vez más profundas, se puede observar que la parte menos complicada de un proceso de desarrollo submarino de extracción de hidrocarburos la constituye el descubrimiento de petróleo y gas; el verdadero reto se encuentra en hacer llegar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta las instalaciones de procesamiento.

Para llegar a las instalaciones de procesamiento, la producción proveniente de yacimientos de difícil acceso debe fluir a través de conectores, colectores, líneas de flujo y tubos ascendentes diseñados para soportar las presiones, temperaturas y corrientes que existen en los océanos profundos. Existen algunos factores que actúan en forma independiente o en conjunto, a lo largo de varios kilómetros de tubería, que ocasionan la formación de acumulación de incrustaciones, hidratos, asfaltenos o ceras en el aparejo de producción submarino. Estas acumulaciones pueden ser suficientemente graves como para impedir el flujo hasta las instalaciones de procesamiento en superficie.

El inicio y la magnitud de los problemas de aseguramiento de flujo dependen en gran medida de la composición química de los fluidos producidos, y de las condiciones de presión y temperatura durante su desplazamiento de un punto a otro dentro del aparejo de producción. Estos problemas pueden ser mitigados mediante la prevención y el manejo de las condiciones que afectan el desarrollo hidráulico de los sistemas de producción.

PEMEX Exploración y Producción (PEP) durante el año 2012 tuvo una intensa actividad exploratoria en aguas ultra-profundas del Golfo de México, en la zona del Cinturón Plegado de Perdido. *Trión-1*, *Supremus-1* y *Maximino-1* son los nombres de los pozos descubridores de aceite. El tirante de agua de estos pozos exploratorios oscila entre 2500-3000 metros, conteniendo aceite de gran calidad



(25-43 °API). Estos pozos confirman que las estructuras productoras se extienden a ambos lados de la frontera, en cuyo caso se tendría que plantear la existencia de yacimientos transfronterizos que pudieran requerir un sistema de explotación conjunta, compartido con alguna de las empresas internacionales que se encuentran operando en esa zona. Para eso ya existe un tratado vigente transfronterizo que sería el marco de referencia para desarrollar esa actividad.

En este trabajo se presenta un estudio de Aseguramiento de Flujo preliminar para los pozos exploratorios *Trión-1*, *Supremus-1* y *Maximino-1*, de PEP ubicados en la zona del Cinturón Plegado de Perdido, en la parte norte del Golfo de México. El estudio bosqueja la arquitectura submarina básica posible en esas instalaciones, sus condiciones de operación más probables, así como los escenarios potenciales de Aseguramiento de Flujo que deberán tomarse en cuenta, para el diseño y operación óptima de esas instalaciones. Como parte de los resultados del estudio, se presenta el efecto benéfico que la aplicación de un método de control específico brinda al aseguramiento de la producción de los hidrocarburos.



CAPÍTULO 1. PRODUCCIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

Con el agotamiento de las reservas de crudo en tierra y en aguas someras, la exploración y producción de aceite en aguas profundas ha llegado a ser un desafío para la industria petrolera. La exploración y producción costa-afuera de aceite y gas están avanzando a aguas más profundas a un paso agigantado. La tecnología submarina usada para la producción de gas y aceite costa-afuera es un campo altamente especializado de aplicación, que da lugar a demandas particulares de la ingeniería. La producción submarina trata con aspectos únicos relacionados a la inaccesibilidad de la instalación, su operación y servicio. Estos aspectos especiales hacen de la producción submarina una disciplina específica de la ingeniería.

1.1 DESAFÍOS DE LA PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Conforme el desarrollo de aceite y gas se mueve a aguas cada vez más profundas, nuevas cuestiones ambientales y desafíos se presentan para las compañías petroleras.

Estas cuestiones surgen por diferentes razones:

- Las tecnologías usadas en aguas someras no son adecuadas para profundidades de agua de más de 1000 metros. Como resultado, no se conocen bien las consecuencias ambientales de las nuevas tecnologías de aguas. Esto requiere de la evaluación de nueva tecnología para perforación y sistemas submarinos de producción.



- El escenario ambiental en aguas profundas es muy diferente al de aguas someras. El océano profundo se conoce limitadamente en términos de propiedades físicas y la importancia de estas. Las características físicas del océano como los torbellinos, las corrientes profundas, la rugosidad del suelo marino y sus pendientes pronunciadas tienen un papel importante en determinar el diseño del equipo submarino y la ubicación de la plataforma.
- El tirante de agua y la distancia a la costa implica desafíos significativos en la instalación, operación, mantenimiento de los sistemas submarinos de producción y aseguramiento de flujo.
- Si los yacimientos exhiben características de baja presión y baja temperatura, se requiere de sistemas artificiales de producción adecuados en ambientes submarinos para asegurar la entrega de los fluidos desde el yacimiento hasta superficie.
- El entendimiento de las comunidades biológicas es un paso clave en estimar los impactos resultantes de una operación en aguas profundas. Por lo tanto, es recomendable realizar un muestreo biológico antes de desarrollar un campo en aguas profundas. Las fugas de hidrocarburos y las ventanas térmicas, provocadas por el intercambio entre las temperaturas del fluido de producción dentro de la tubería y del ambiente que la rodea, proporcionan un hábitat para organismos pobremente entendidos. Esto llega a ser importante para entender los efectos causados por las actividades de aceite y gas en un desarrollo de producción de aguas profundas, donde varias comunidades biológicas pueden afectarse.



1.2 DESARROLLO DE UN CAMPO SUBMARINO A PARTIR DE SU TIRANTE DE AGUA

El desarrollo de un campo submarino puede categorizarse de acuerdo a la profundidad del agua:

- Un campo se considerada un desarrollo submarino en aguas someras, si la profundidad de agua es menor a 200 metros.
- Un campo se considerada un desarrollo submarino en aguas profundas, si la profundidad del agua está entre los 200 y 1500 metros.
- Los desarrollos submarinos en aguas ultra-profundas son aquellos en los cuales las profundidades de agua son mayores a 1500 metros.

En la tabla 1.1 se resume la diferencia de los aspectos más importantes entre un desarrollo de aguas someras y uno de aguas profundas.

1.3 CONFIGURACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS COSTA-AFUERA

Las estructuras costa-afuera pueden definirse como “apoyadas en el fondo” o “flotantes”. Las estructuras apoyadas en el fondo pueden ser “fijas” o “compatibles”. Las estructuras flotantes son “neutralmente flotantes”, o “positivamente flotantes”. Las plataformas fijas y flotantes son muy diferentes, no solo en su apariencia, sino también en el acomodo de sus partes. Todas ellas son únicas en su construcción, transporte e instalación, a qué tipo de fuerzas están sujetas, cómo responden a estas fuerzas, y cómo se reusan al final de su vida.



La característica común de todas las estructuras, es que proporcionan un espacio en cubierta y una capacidad de carga para soportar el equipo y el peso variable se usa para soportar las operaciones de perforación y producción.

En la tabla 1.2 se resumen las principales diferencias entre diseños de las estructuras “apoyadas en el fondo” y “flotantes”.

1.3.1 PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN

- **Estructuras basadas en la gravedad (1, Fig. 1.1):** Estas estructuras están colocadas en el suelo marino y se mantienen en el lugar por su propio peso, por lo que no requieren de ayuda adicional. Estas estructuras son bastante adecuadas para la producción y almacenamiento de aceite

- **Estructuras Jacket (2, Fig. 1.1):** Son las estructuras costa-afuera más comunes para producción. Algunas estructuras contienen piernas alargadas, las cuales son adecuadas para auto-elevarse durante su instalación en el sitio. La estructura Jacket fija consiste de tubulares interconectados para formar un marco tridimensional.

- **Torres compatibles (3, Fig. 1.1):** Esta estructura se extiende desde la superficie del mar hasta el fondo marino, y es altamente transparente a las olas. Está diseñada para lidiar con las fuerzas de las olas, viento y corrientes. Usa menos acero que una plataforma convencional fija en el fondo marino para la misma profundidad de agua.



Tabla 1.1 Consideraciones de diseño entre un desarrollo submarino de aguas someras y uno en aguas profundas.

Asunto	Desarrollo en aguas someras	Desarrollo en aguas profundas
Diseño de equipo	<p>La intervención de un buzo es posible, no es necesaria una estructura para un vehículo operado a control remoto (ROV).</p> <p>Se emplean normalmente los árboles mojados.</p>	<p>La ayuda de un ROV se necesita para todas las intervenciones; por lo que se necesita una estructura para el ROV.</p> <p>El aislamiento es necesario para las tuberías debido a las altas presiones y temperaturas.</p>
Requisitos de instalación	<p>Limitado por el tamaño del buque.</p>	<p>Más difícil que en aguas someras, debido a la alta tensión, especialmente carga horizontal.</p>
Diseño del umbilical	<p>Se pueden utilizar pequeños umbilicales debido a la distancia corta de transporte de potencia.</p>	<p>Los umbilicales son más grandes y más caros.</p>
Intervención, mantenimiento y reparación	<p>La intervención de un buzo es factible.</p>	<p>El mantenimiento y reparaciones requieren el uso de un ROV.</p> <p>Los desarrollos submarinos en aguas profundas tienen costo y riesgo alto.</p>



- **Plataforma de piernas tensionadas (TLP) (4, Fig. 1.1):** Es una plataforma compatible amarrada verticalmente por amarras tensas llamadas tendones, restringiendo los movimientos verticales y rotacionales, pero permite movimientos laterales.

- **Plataformas semi-sumergibles (5, Fig. 1.1):** Son estructuras flotantes de múltiples piernas con una gran cubierta. Las piernas están interconectadas en el fondo bajo el agua, con miembros horizontales que flotan llamados pontones. Algunas semi-sumergibles se asemejan a la forma de un barco con dos pontones teniendo una proa y popa.

- **Unidades de producción FPS (Floating Storage Units) (6, Fig. 1.1):** Consisten de estructuras largas, generalmente en forma de barco, equipados con instalaciones de procesamiento y almacenamiento de hidrocarburos. Estas unidades son efectivas en lugares donde el tendido de tuberías en el fondo marino no es rentable, proporcionando una solución económica para los campos petroleros más pequeños que se agotan en poco tiempo. La unidad más utilizada de este tipo es el FPSO (Floating Production Storage and Offloading).

- **Plataformas Spar (7, Fig. 1.1):** Las spar se han diseñado en tres configuraciones: la convencional un casco cilíndrico; el spar entramado, en el cual la sección media está compuesta de elementos entramados conectando el casco flotante superior con el tanque ligero inferior conteniendo lastre permanente; y el spar de celda, el cual está construido de cilindros verticales múltiples. Estas plataformas están amarradas al suelo marino como las TLP's, pero mientras que una TLP tiene amarres de tensión vertical, una spar tiene más líneas de cadena.



Tabla 1.2 Diferencias principales entre los diseños de las estructuras “apoyadas en el fondo” y “flotantes”.

Característica	Apoyadas en el fondo	Flotantes
Soporte de la carga	Capacidad de soporte de la base	Flotabilidad
Acceso al pozo	Conductores rígidos, cabezales y controles superficiales	Risers dinámicos, cabezales submarinos y controles superficiales o submarinos
Cargas ambientales	Resistidas por la fuerza de la estructura y la base, compatible con la inercia de la estructura	Resistidas por la inercia y estabilidad del buque, fuerza del amarre
Construcción	Estructura tubular; patios de fabricación	Placas y marcos en los cascos de desplazamientos; astilleros
Instalación	Barcazas de transporte (seco) para lanzar, voltear y apilar la base	Transporte húmedo o seco, remolcando al sitio, con amarres pre-instalados
Regulaciones y prácticas de diseño	Prácticas de la industria petrolera y regulaciones gubernamentales	Prácticas de la industria petrolera, regulaciones gubernamentales, y regulaciones internacionales marítimas y de la guardia costera

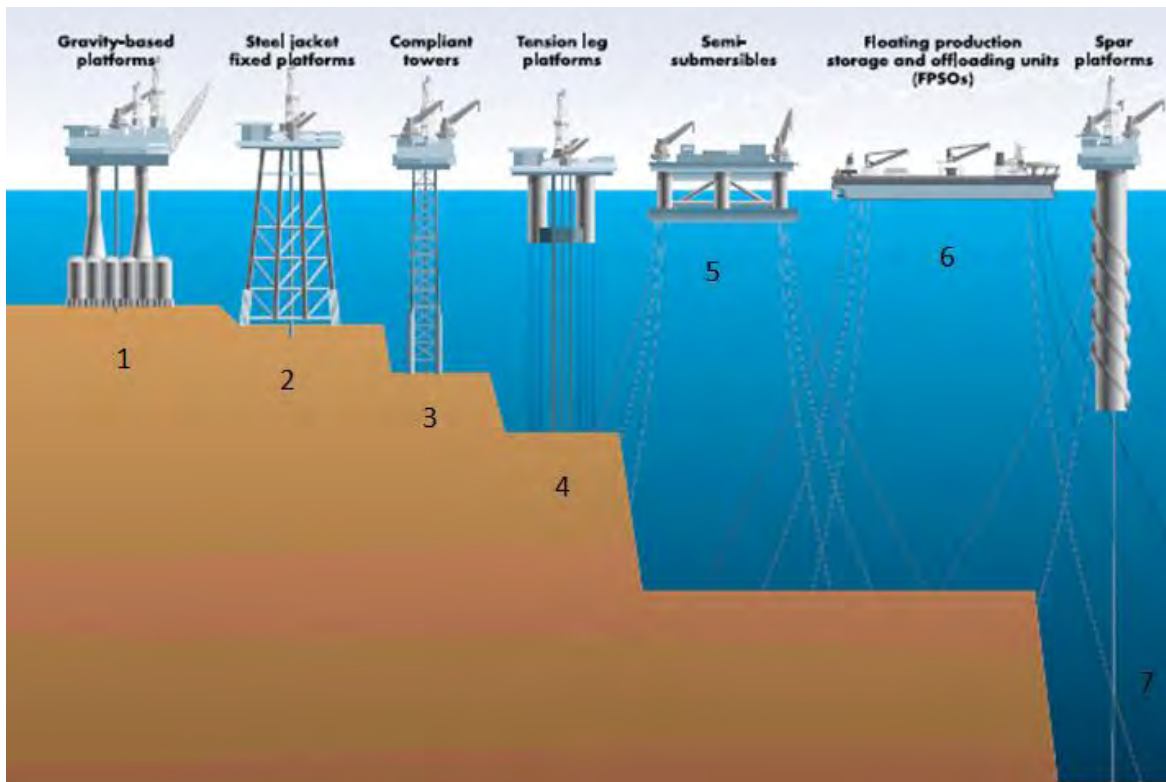


Figura 1.1 Distintos diseños de plataformas de producción.

1.4 SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN

Un sistema submarino de producción consiste de un pozo terminado submarino, un cabezal en el lecho marino, un árbol de producción submarino, un sistema submarino de líneas, equipo submarino e instalaciones de control para operar el pozo. Este sistema submarino de producción puede variar en complejidad desde un solo pozo satélite con una línea de flujo, varios pozos en una plantilla, o agrupados alrededor de un manifold que transfieren los fluidos producidos a una plataforma fija, a un barco FPSO, o directamente a instalaciones en tierra. La figura 1.2 muestra un ejemplo de la complejidad de los sistemas submarinos de producción, mostrando en la sección (1) una configuración de varios pozos



alrededor de un manifold y en la sección (2) una configuración de un solo pozo satélite.

Los elementos principales de un sistema submarino de producción son los siguientes, y se ilustran en la figura 1.2:

- **Manifold submarino:** Los manifolds submarinos se han usado en el desarrollo de campos de aceite y gas para simplificar el sistema submarino y minimizar el uso de tuberías submarinas. El manifold es un arreglo de tuberías y válvulas diseñado para mezclar, distribuir y monitorear el flujo de fluidos. Los manifolds submarinos son instalados en el lecho marino dentro de un arreglo de pozos para reunir la producción o inyectar agua o gas dentro de los pozos. El manifold puede ser anclado al suelo marino con pilotes que penetran la línea de lodo.
- **Estructuras PLEM y PLET:** Un PLEM es una estructura submarina (un manifold sencillo) colocado al final de la línea de flujo que se usa para conectar una línea de flujo rígida con otras estructuras submarinas, como manifolds o árboles, a través de un jumper. Es también llamado PLET, especialmente cuando sirve como apoyo para una válvula de línea de flujo o un conector vertical.
- **Jumper:** es una tubería corta utilizada para transportar los fluidos producidos entre dos componentes submarinos; por ejemplo, un árbol y un manifold; un manifold y otro manifold. También puede conectar otras estructuras submarinas como los PLEM/PLET's y bases de riser. Además de ser usado para transportar los fluidos producidos, un jumper puede ser utilizado para inyectar agua y químicos al pozo. La distancia entre los componentes (árboles, líneas de flujo y manifolds) proporcionan la longitud y características del jumper.



- **Árbol submarino (Wet Tree):** Es un arreglo de válvulas, tuberías, piezas y conexiones ubicadas en la cima del pozo. Sus funciones típicas son: (1) Dirigir el fluido producido desde el pozo a la línea de flujo o canalizar la inyección de agua o gas dentro de la formación. (2) Regular el flujo de fluidos a través del estrangulador. (3) Monitorear parámetros del pozo a nivel de árbol, como la presión del pozo, la presión en el espacio anular, la temperatura, la detección de arena, entre otros. (4) Inyectar dentro del pozo o en la línea de flujo, fluidos para la protección del aparejo de producción y prevención de formación de sólidos; por mencionar algunos como son inhibidores para corrosión y prevención de formación de hidratos.
- **Umbilical:** Es un arreglo de tubos, líneas y conductores eléctricos dentro de una cubierta blindada, que es instalada desde los equipos superficiales hasta los equipos submarinos de producción. El umbilical es usado para transmitir el fluido de control y la corriente eléctrica necesarias para controlar las funciones de producción submarina y seguridad del equipo (árbol, válvulas, manifold, etc.).
- **Riser:** Un riser de producción es la porción de línea de flujo que se encuentra entre la instalación en superficie y el lecho marino. También es el dispositivo primario de un sistema flotante de producción para transmitir fluidos desde el barco o plataforma. Es uno de los elementos más complejos de un sistema de producción en aguas profundas. Pueden ser rígidos o flexibles.
- **Líneas de flujo (Flowline):** Las líneas de flujo submarinas son las tuberías usadas para conectar un cabezal submarino con un manifold, o con las instalaciones superficiales. Las líneas de flujo pueden fabricarse de tubería flexible o tubería rígida, y pueden transportar aceite, gas, agua para inyectar y químicos.



Las líneas de flujo pueden ser sencillas o arreglos de múltiples líneas incluidas dentro de un tubo transportador. Las líneas simples y múltiples pueden necesitar aislamiento para evitar problemas asociados con el enfriamiento de los fluidos producidos conforme estos viajan a lo largo del suelo marino.

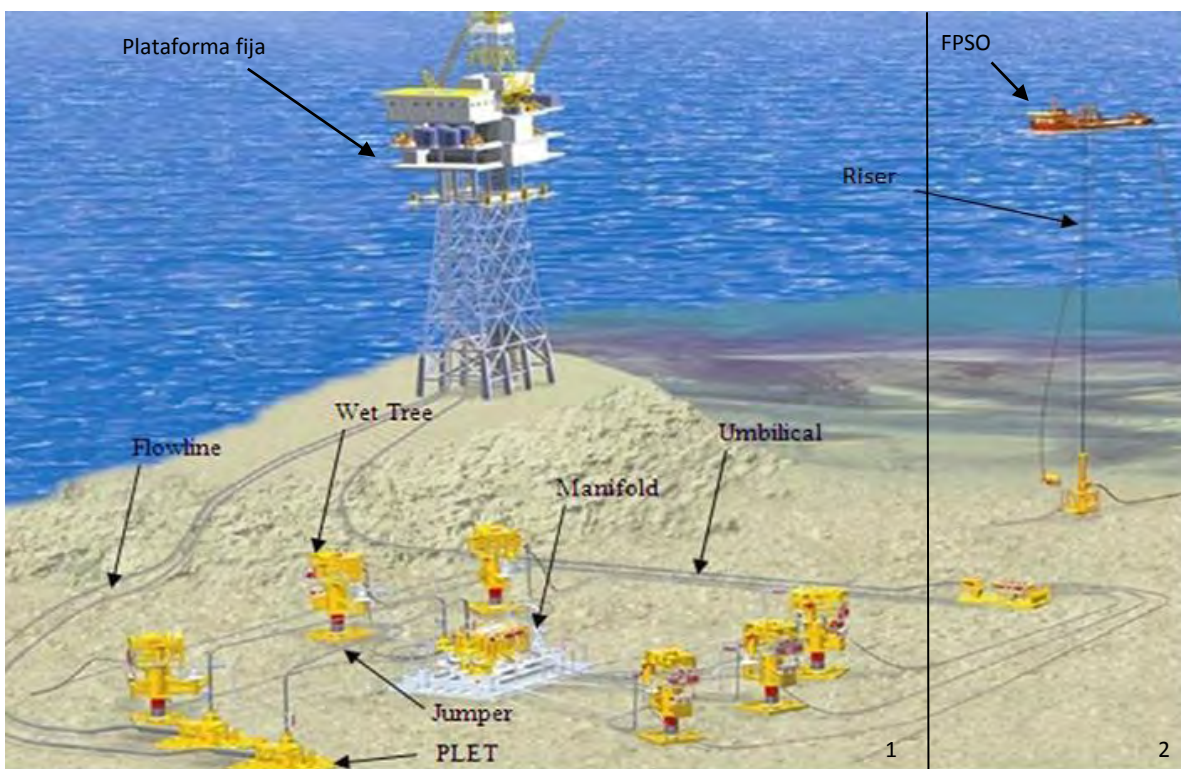


Figura 1.2 Ejemplo de configuraciones de sistemas submarinos de producción y sus elementos principales.



CAPÍTULO 2. ASEGURAMIENTO DE PRODUCCIÓN SUBMARINA

Los sistemas de producción submarinos no permanecen estáticos durante sus vidas productivas; es decir, la presión del yacimiento declina, la composición de los fluidos cambia con el agotamiento, la producción de agua aumenta y la corrosión se hace presente. Es por esto que se deben considerar cambios desde la formación hasta la instalación de procesamiento y prever la mayor cantidad de mejoras y modificaciones desde el diseño original de las instalaciones.

2.1 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

El fluido producido desde un yacimiento de aguas profundas experimenta cambios de presión y temperatura significativos, a medida que se desplaza desde el espacio poroso hasta el tubo ascendente de producción (riser). La presión del yacimiento impulsa los fluidos desde el espacio poroso de la formación hasta la zona de baja presión de un pozo. Dentro del pozo, puede ser necesario implementar algún sistema de levantamiento artificial por gas, o un sistema de bombeo electrosumergible (ESP). El levantamiento artificial agrega energía al flujo del pozo, pero también genera cambios en los fluidos producidos con respecto a calor, presión o densidad. El gas inyectado reduce la densidad del fluido, permitiendo que la presión del yacimiento levante el fluido hasta el árbol de producción, mientras que las paletas de la turbina alojadas dentro de un sistema ESP comprimen los fluidos debido al efecto de la fuerza centrífuga.

Cuando se llega al árbol submarino de producción, donde los fluidos ingresan en un conector de línea de flujo vinculado a un colector de producción, se efectúa un choque térmico importante debido a la diferencia de temperaturas entre los fluidos y el ambiente que lo rodea (agua de mar de aproximadamente 4 °C).



El cambio de temperatura del fluido depende de la estrategia de manejo térmico. Es posible utilizar líneas de flujo calentadas eléctricamente, aislantes de espuma, y a veces enterrar las líneas de flujo debajo del lecho marino para alcanzar cierto aislamiento,

Al ingresar en el colector, el fluido se mezcla con la producción de otros pozos, antes de salir del colector en dirección hacia una línea de flujo. Las líneas de flujo vinculan los campos petroleros a las instalaciones de producción. Cuando la distancia de las líneas y la caída de presión impiden el flujo de producción natural, los fluidos del yacimiento deben pasar a través de una bomba de refuerzo submarina antes de enviarse por una línea de flujo y una tubería ascendente de producción (riser).

Los cambios de presión y temperatura que se producen a lo largo de la línea de flujo contribuyen a la precipitación de asfaltenos, acumulación de ceras y formación de hidratos. Además, cuando el petróleo llega a su presión de burbuja, los hidrocarburos más ligeros son liberados como fase gaseosa; esto provoca que el petróleo se vuelva más viscoso y que la contrapresión del sistema aumente; así mismo, ocasiona que los patrones de flujo se modifiquen debido al incremento del deslizamiento entre las fases petróleo, agua y gas producidas. Los patrones de flujo tienen impacto en las instalaciones de procesamiento en superficie y deben tenerse en cuenta durante la fase de diseño del proyecto.

El mezclado de fluidos incompatibles provenientes de intervalos productores de distintos yacimientos puede producir la formación de sólidos orgánicos o inorgánicos dentro de la línea de flujo.

Al expandirse la fase gaseosa del fluido, que se produce mediante la liberación de la presión a medida que los fluidos se desplazan hacia arriba por un tubo ascendente (riser), se puede presentar el proceso de enfriamiento Joule-Thompson, el cual ocasiona la formación de hidratos en el interior del riser.



Los componentes particularmente problemáticos de los fluidos del yacimiento con los cambios de la presión y la temperatura; son la precipitación de asfaltenos, la acumulación de ceras y la formación de hidratos.

2.2 ASFALTENOS

Los asfaltenos son compuestos orgánicos de estructura molecular compleja, que se definen como los compuestos insolubles en n-alcanos, como n-pentano o n-heptano, y que son solubles en aromáticos como tolueno o benceno. Los asfaltenos se desestabilizan y precipitan como resultado de un esfuerzo de corte en condiciones de flujo turbulento, con los cambios de presión o temperatura, o con los cambios producidos en la composición como resultado de la mezcla de fluidos incompatibles durante la producción.

Los asfaltenos comienzan a precipitar en un rango de presión que oscila entre la presión de yacimiento y el punto de burbujeo, lo que se conoce como envolvente de precipitación de asfaltenos (APE). La precipitación de asfaltenos comúnmente aumenta al reducirse la presión, alcanzando un valor máximo a la presión del punto de burbujeo, en cuyo punto la precipitación decrece mientras que la presión continua decreciendo. Por debajo de la presión de burbujeo los asfaltenos previamente precipitados se re-solubilizan en forma parcial o total, dependiendo de la cinética del asfaleno y de la fuerza de mezclado de la corriente de producción.

Pequeñas cantidades de asfaltenos pueden adherirse a los granos de las formaciones, las bombas, las tuberías, las válvulas de seguridad y las líneas de flujo sin perturbar el flujo; sin embargo, los depósitos de gran espesor pueden producir la interrupción de la producción, ver figura 2.1.



La presencia de asfaltenos en un petróleo crudo no es indicativo de la presencia de problemas de producción. Los petróleos pesados poseen mayores concentraciones de asfaltenos, los cuales suelen mantenerse estables durante la producción, y no contribuyen a taponar el pozo. Los problemas de precipitación de asfaltenos son más comunes en los petróleos más livianos que contienen cantidades de asfalteno menores y se encuentran en yacimientos cuyas presiones son superiores a la del punto de burbujeo.

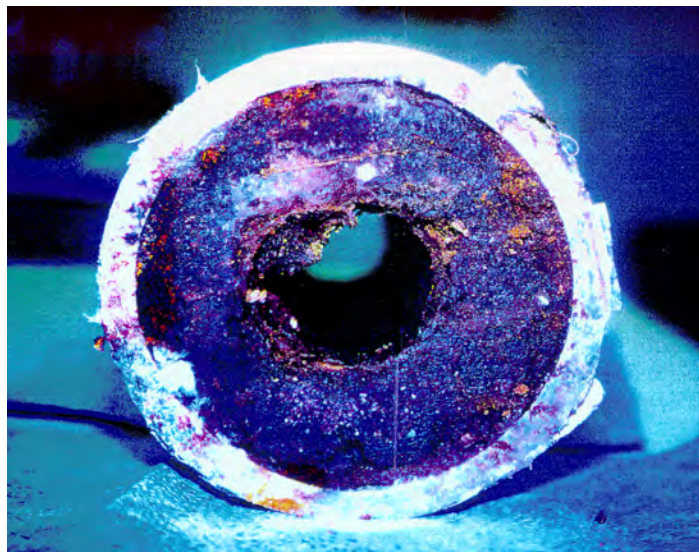


Figura 2.1 Reducción de diámetro interno de tubería por depositación de asfaltenos

2.3 PARAFINAS

Las partículas de cera son parafinas normales y parafinas ramificadas, con fórmulas regularmente $C_{20}H_{40}$ a $C_{50}H_{100}$, que precipitan de los hidrocarburos líquidos en forma sólida a lo largo de un rango de presiones bastante amplio, si el fluido se enfría. Se trata de un fenómeno dependiente de la temperatura. Este rango de presiones se ubica a la izquierda de la línea de temperatura de aparición de las ceras (WAT), definida como aquella temperatura a la cual se forma una fase



cera sólida dentro de un hidrocarburo fluido, a una presión dada. Por debajo de la temperatura de aparición de las ceras, es posible que se produzcan fenómenos significativos de incremento de viscosidad, debido a las partículas precipitadas que se encuentran suspendidas en la corriente de producción; y por lo tanto, afecta las propiedades de flujo.

Existen otros dos parámetros importantes relacionados con las ceras en la corriente de producción durante la detención, obstrucción o interrupción del flujo: el punto de escurrimiento y la resistencia de gel. El punto de escurrimiento es la temperatura, a una presión dada, a la cual el fluido estático puede formar un gel. La resistencia de gel, es el esfuerzo mínimo que se debe aplicar a un fluido dentro de una línea de flujo que se ha gelificado para que comience a fluir nuevamente.

En sistemas submarinos, las siguientes cuestiones causadas por la formación de ceras deben ser tomadas en cuenta:

- La depositación en las líneas de flujo es gradual con el tiempo, pero puede bloquear las tuberías, ver figura 2.2.
- La gelificación del aceite puede ocurrir durante un cierre del pozo.
- Debido a la alta viscosidad se requiere de altas presiones de bombeo para restablecer el flujo.
- El aislamiento de las tuberías incrementa los costos de capital.
- Los inhibidores de ceras aumentan los costos operacionales.
- Las operaciones de limpieza y mantenimiento de tuberías (Pigging) en ambientes costa-afuera son más difíciles que en tierra.
- El manejo de ceras en instalaciones de superficie requiere separadores de alta temperatura.



Figura 2.2 Sección transversal de una tubería con deposición de ceras.

2.4 HIDRATOS

Los hidratos son compuestos cristalinos formados por la combinación física de moléculas de agua, moléculas de hidrocarburos ligeros como metano, etano, propano, nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno en condiciones de alta presión y baja temperatura.

Los problemas de hidratos son frecuentes en pozos productores de gas, y pueden aparecer durante la producción normal, pero son más frecuentes en operaciones de flujo transitorio. Durante un cierre de pozo en un ambiente de fondo marino, la temperatura del fluido dentro de la tubería disminuye hasta la temperatura del medio que la rodea (4°C aproximadamente), dando suficiente tiempo bajo condiciones de alta presión y baja temperatura a que los hidratos se formen.



En el caso de los pozos productores de aceite, la formación de hidratos estará retrasada por una capa de aceite que separa al gas y el agua debido a su acomodo por la diferencia de densidades, y las líneas no se taponarán durante el cierre. Cuando sea restablecido el flujo en el pozo, la fase agua y el gas se mezclarán creando la formación de bloques de hidratos, que taponan el flujo. Los hidratos plantean riesgos de taponamiento para los estranguladores, las líneas de conducción, los separadores, las líneas de flujo y las válvulas. Ver figura 2.3.

La línea correspondiente a la formación de hidratos mantiene una temperatura relativamente estable a lo largo de un amplio rango de presiones hasta que cruza a la línea correspondiente al punto de burbujeo, por debajo de la cual la temperatura de formación de hidratos disminuye al reducirse la presión.



Figura 2.3 Taponamiento de una línea de flujo por formación de hidratos.



2.5 ASEGURAMIENTO DE FLUJO

El aseguramiento de flujo es un proceso de análisis de ingeniería que se usa para asegurar que los hidrocarburos fluyan económicamente desde el yacimiento hasta el usuario final, durante toda la vida del proyecto, en cualquier tipo de ambiente. La parte principal de un análisis de aseguramiento de flujo debe realizarse antes o durante el proceso temprano de diseño e ingeniería.

El proceso de aseguramiento de flujo comienza con el muestreo de fluido de formación durante la fase de perforación del programa de exploración y evaluación. El análisis de las muestras de fluidos de yacimiento es fundamental para la definición de los comportamientos de fases y las propiedades físicas del petróleo, el gas y el agua producidos en un yacimiento. Este análisis también permite identificar y caracterizar el comportamiento de fases de las ceras, los asfaltenos y los hidratos que precipitan de los fluidos de yacimiento con los cambios de presión y temperatura. El comportamiento típico de estos sólidos se presenta en la figura 2.4. De esta figura se puede observar la trayectoria de los fluidos producidos a lo largo de una línea de presión y temperatura que decrece a medida que se desplazan desde el yacimiento (punto A) hacia la línea de flujo (punto F). Esta trayectoria depende del diseño y la operación del sistema de producción. Conforme la presión y la temperatura disminuyen, la trayectoria de los fluidos atraviesa el extremo superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE superior); a partir de ahí, el asfalteno precipita de la solución (punto B). Cuando la trayectoria cruza la línea WAT comienza a precipitarse la cera (punto C). Después se ingresa en el rango de formación de hidratos (punto D). Por último, se atraviesa la línea correspondiente al punto de burbujeo (punto E), en la cual los hidrocarburos más livianos son liberados en fase gaseosa formando un fluido bifásico antes de llegar a la línea de flujo (punto F)

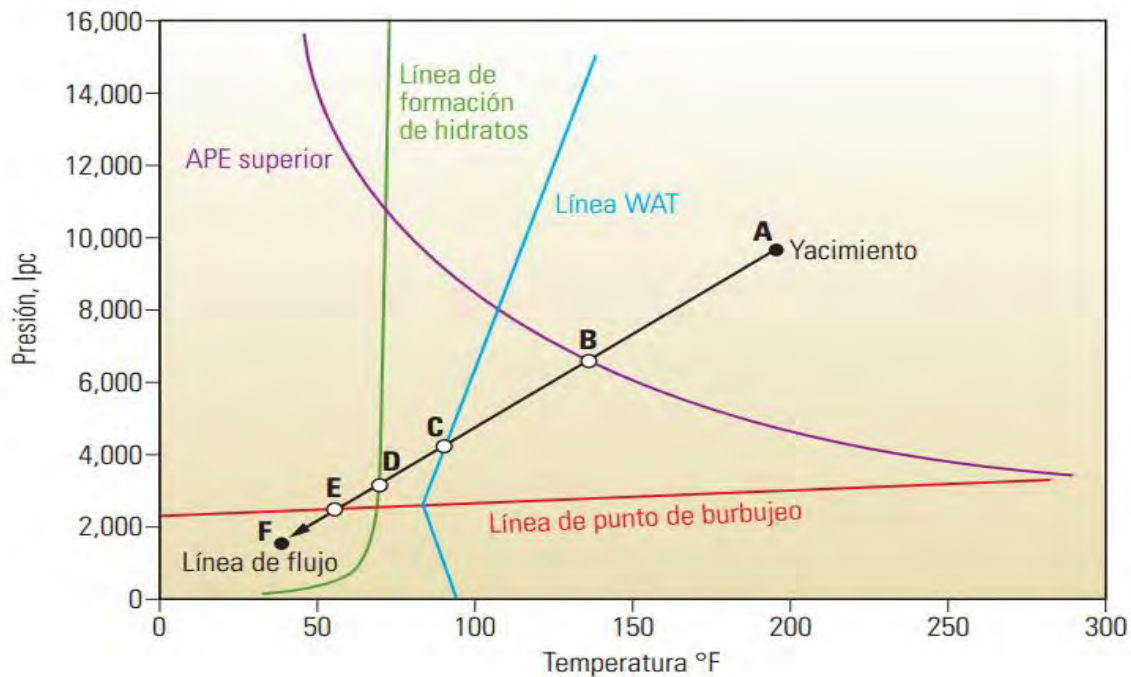


Figura 2.4 Diagrama de fases del aceite, ilustrándose los problemas ocasionados por abatimiento de presión y temperatura.

Para tener modelos de aseguramiento de flujo precisos se necesitan recolectar muestras representativas de los fluidos del yacimiento; es decir, fluidos que tengan las condiciones del yacimiento a presiones mayores del punto de burbujeo, sin precipitación y/o formación de sólidos, y con niveles de contaminación muy bajos o nulos. Las mediciones de estas muestras en laboratorio, establecen propiedades estándar del fluido, tales como su relación presión-volumen-temperatura (PVT), su comportamiento, su viscosidad, su composición y su relación gas-aceite (RGA). Además se realizan pruebas a las muestras para evaluar los contenidos de gas y de sólidos; así como la presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y de dióxido de carbono (CO_2), los cuales requieren manejo y materiales especiales.



Las muestras de los fluidos del yacimiento proporcionan datos importantes para optimizar la inversión en las instalaciones de exploración y producción (upstream) como en las de industrialización (downstream). Esto impacta directamente en el diseño de las instalaciones, sus componentes, metalurgia, planes operacionales, planes de contingencia y programas de remediación.

La figura 2.5 ilustra de manera esquemática, los cambios de presión y temperatura que experimentan las muestras de los fluidos al ser extraídas de un yacimiento y llevadas a la superficie. El punto A representa una muestra monofásica tomada en condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Cuando la muestra llega a la superficie en un recipiente para muestras convencional, la reducción de la temperatura y la caída de presión provocan que los asfaltenos se separen de la solución, los componentes más livianos se separen en una fase gaseosa; y por lo tanto, la composición de los fluidos sea diferente con respecto a la de los fluidos a condiciones del yacimiento, esto lo representa el punto B. Una muestra idéntica extraída con un tomador de muestras monofásicas se presuriza con una carga de nitrógeno hasta alcanzar el punto C antes de ser llevada a la superficie. La carga de nitrógeno proporciona la sobrepresión necesaria para compensar cualquier caída de presión inducida por el cambio de temperatura cuando la muestra se lleva a la superficie. Esta muestra no cruza la envolvente de precipitación de asfaltenos antes de alcanzar la temperatura ambiente en el punto D.

Las estrategias de manejo de aseguramiento de flujo, en función del análisis de muestras de fluidos, generalmente adoptan las formas siguientes:

- Control Termodinámico: Mantiene la presión y temperatura fuera de las regiones donde los sólidos se pueden precipitar o formar.
- Control Cinético: Controla las condiciones (presión y temperatura) bajo las cuales se forman los sólidos, de esta manera se evita la acumulación de los depósitos de sólidos.



- Control Mecánico: Permite que los sólidos se depositen, pero los remueve periódicamente “pigging”.
- Tratamientos químicos: Inhiben la acumulación de ceras, asfaltenos e hidratos.

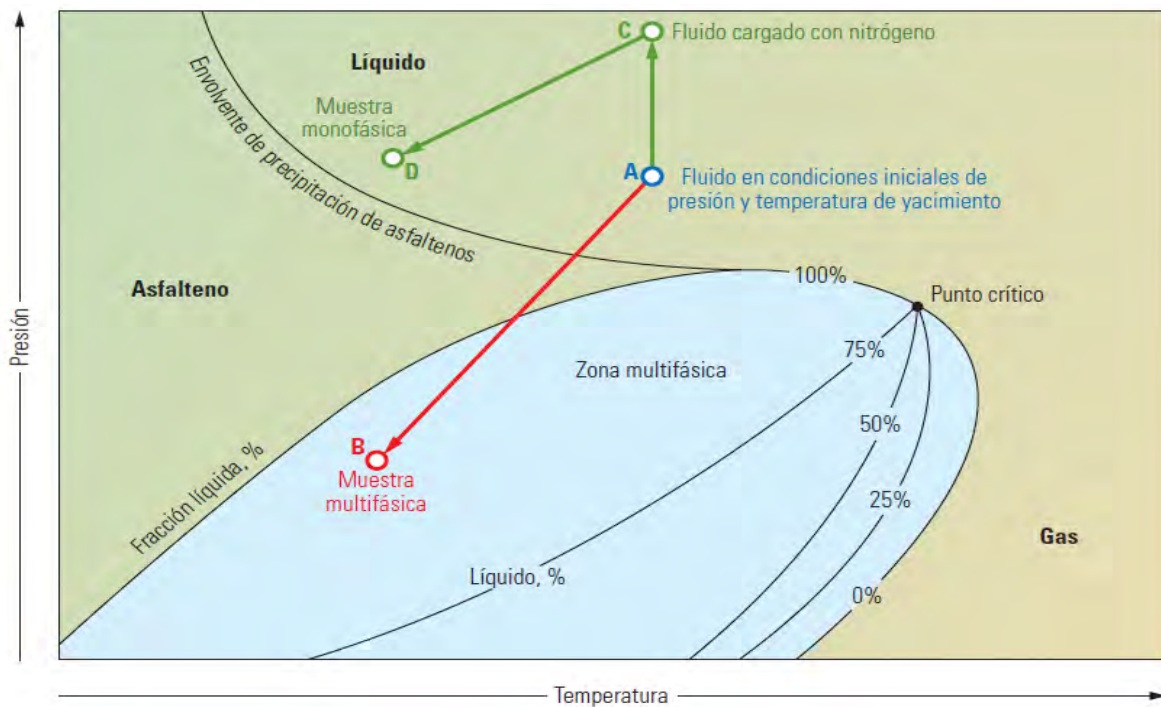


Figura 2.5 Diferencia entre muestreo convencional y un muestreo monofásico de fluidos del yacimiento.

Los requerimientos de cada proyecto son diferentes; por lo tanto, se requieren estrategias específicas para problemas de aseguramiento de flujo. El proceso de aseguramiento de flujo ha llegado a estandarizarse (ver figura 2.6). Las principales cuestiones asociadas con el proceso de aseguramiento de flujo son:



- Caracterización de fluido y evaluaciones de flujo.
- Análisis del desarrollo térmico e hidráulico en régimen permanente.
- Análisis del desarrollo térmico e hidráulico en régimen transitorio.
- Diseño del sistema y filosofía de operación para cuestiones de aseguramiento de flujo.

2.6 REFUERZO DE FLUJO

La presión es la fuerza impulsora que desplaza los fluidos desde el espacio poroso hasta las instalaciones de procesamiento. En la explotación de pozos submarinos, la presión del yacimiento debe vencer las contrapresiones estáticas elevadas provocadas por las largas líneas de flujo y los largos risers, así como la contrapresión causada por la fricción de flujo.

El aumento de la contrapresión requiere una presión de flujo mayor en el fondo del pozo para mantener la producción. Para continuar produciendo los fluidos del yacimiento a través de la línea de flujo hasta la instalación de procesamiento, es necesario reducir esta contrapresión. La función del refuerzo de flujo ayuda a manejar las presiones en el sistema de producción, utilizando dos enfoques complementarios. Primero, se emplean métodos de levantamiento artificial de fondo de pozo, especialmente cuando la baja presión de empuje del yacimiento no puede sostener gastos de producción aceptables, o se combinan relaciones gas/aceite (RGA) bajas con petróleo altamente viscoso. Segundo, se utilizan bombas de refuerzo de lecho marino para impulsar los fluidos producidos a lo largo de toda la extensión de la línea de flujo y a través del riser de producción (ver figura 2.7). Los sistemas de levantamiento artificial se instalan para aumentar la energía en el fondo del pozo, o para reducir la densidad efectiva del fluido en un pozo, reduciéndose así la carga hidrostática sobre la formación productora.

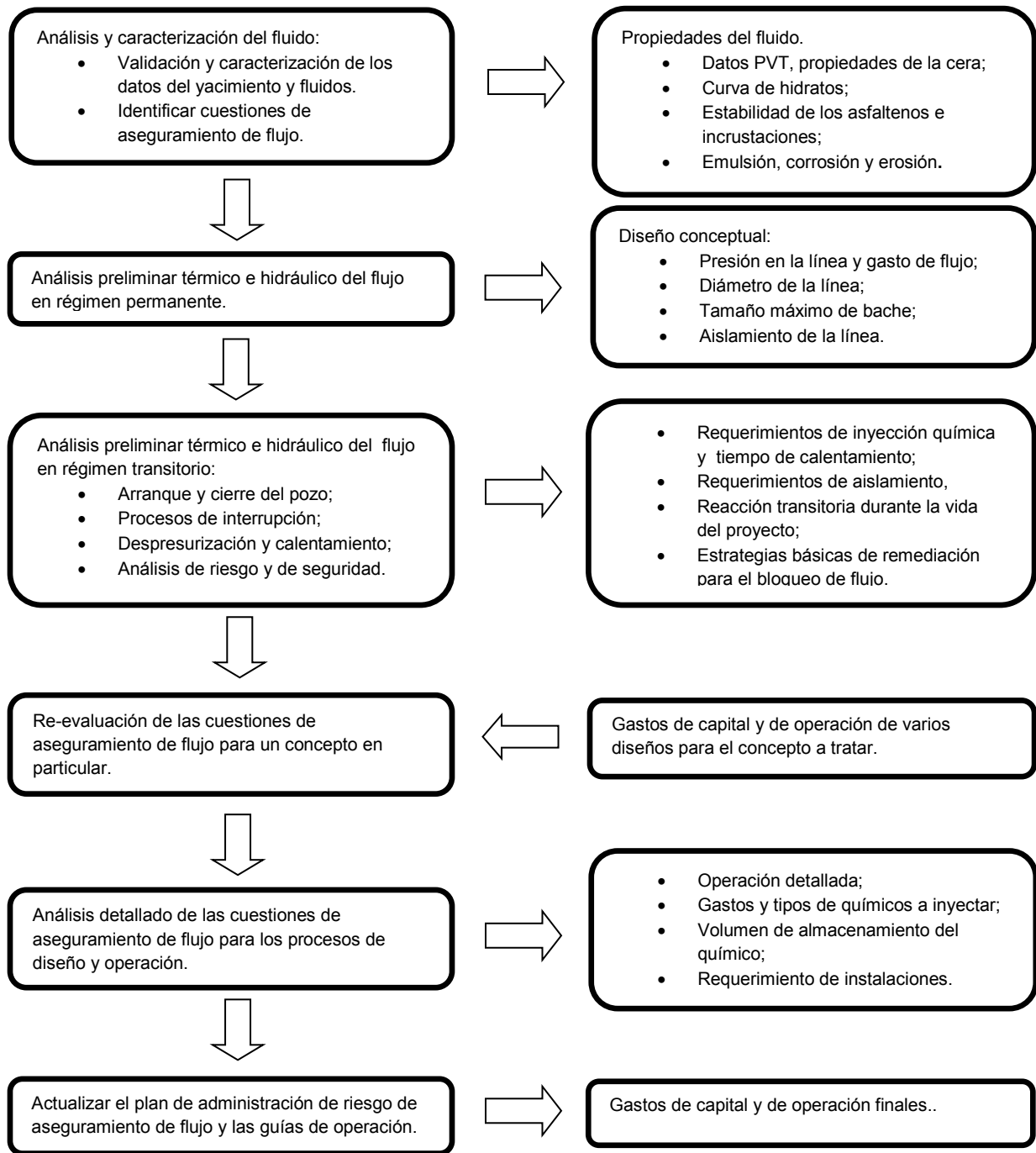


Figura 2.6 Esquema empleado en un proceso típico de aseguramiento de flujo.



El levantamiento artificial por gas y las bombas ESP's constituyen las dos formas más comunes de levantamiento artificial en los pozos submarinos

En el lecho marino, las bombas multifásicas proveen capacidades de refuerzo de flujo adicionales que ayudan a extender la vida productiva de los campos petroleros. Cuando la contrapresión de una línea de flujo y un riser largos impiden que un pozo fluya naturalmente, una bomba instalada cerca del cabezal de producción puede ayudar a reducir la presión de boca de pozo. El efecto generado en el pozo es una reducción de la contrapresión, lo que permite un mayor flujo del pozo.

Las bombas de refuerzo en el lecho marino también desempeñan un rol importante en lo que respecta al aseguramiento de flujo. Sin presión suficiente en la línea de flujo, la corriente de producción se separa en fases múltiples. El gas se liberará de la solución y la atracción gravitatoria estratificará los fluidos. Las condiciones de flujo transitorio resultantes pueden provocar alteraciones del proceso en el equipo de producción de superficie. Las bombas de refuerzo multifásico presurizan las corrientes de producción, comprimiendo el gas, y a veces haciendo que vuelva a entrar en solución en el aceite. La corriente expulsada de una bomba de refuerzo multifásica sale como un líquido homogéneo, en condiciones de presión y temperatura elevadas y con un régimen de flujo estacionario. El calor y la presión adicionales suministrados por la bomba pueden tener una influencia positiva en el aseguramiento de flujo.

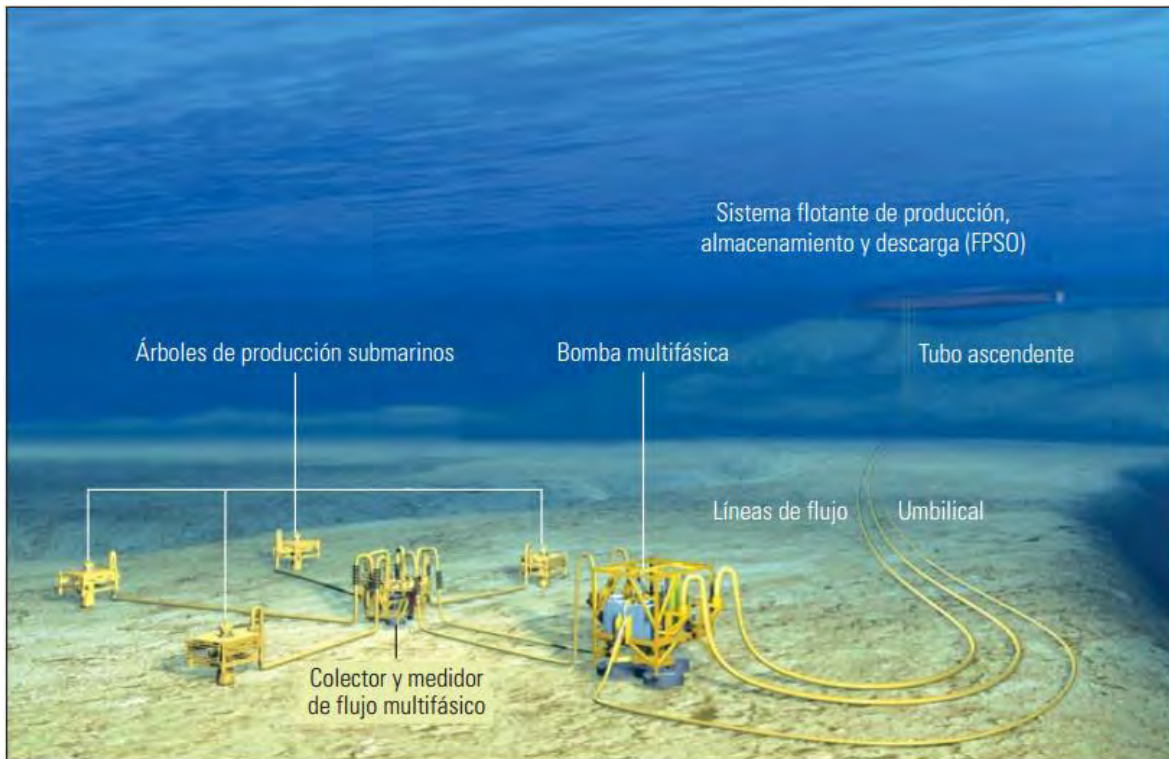


Figura 2.7 Configuración típica de un sistema de producción submarino con bomba multifásica como refuerzo del flujo.

2.7 VIGILANCIA DE FLUJO

Para prever y manejar las condiciones existentes en los sistemas de producción submarinos, se requiere la capacidad de vigilar, medir y analizar los atributos clave, además de disponer de algún medio para controlar los procesos submarinos. Los sistemas de producción hacen uso de la instrumentación y control para predecir y mitigar los problemas relacionados con las funciones de aseguramiento y refuerzo de flujo. Mediante la obtención de mediciones para caracterizar el sistema en tiempo real, se logra minimizar el consumo de químicos o reducir el aporte de energía al sistema a través de la reducción de los requisitos de calentamiento de la línea de flujo, o de la frecuencia de limpieza con limpiadores mecánicos.



Parámetros importantes en tiempo real tales como datos de temperatura, presión, gasto de flujo, densidad del fluido, capacidad de retención de agua, detectores de arena, medidores de presión y sistemas de sensores de la distribución de la temperatura de fibra óptica, deben proporcionarse en forma continua para el diagnóstico del comportamiento de pozos y las líneas de flujo. Esta información permite tomar decisiones operacionales proactivas; tales como, cambiar la configuración de una válvula, reforzar la salida de una bomba o poner en marcha operaciones de inyección química, con base en el análisis de los datos verificados.

La verificación de los datos constituye un aspecto importante del aseguramiento de la producción submarina; es necesaria para garantizar que las decisiones se basen en la información acertada y comprobada. Los datos pueden verificarse mediante la comparación de las mediciones de un sensor con las de otro sensor de corroboración.

El análisis generalmente requiere la confrontación con datos más antiguos y el modelado en función del desempeño esperado. El sistema de vigilancia utiliza los datos adquiridos por los sensores en tiempo real, conjuntamente con los datos de los fluidos y presión obtenidos durante la fase de perforación, para vigilar el estado del sistema general. Los mismos modelos de ingeniería utilizados para diseñar el sistema pueden utilizarse para evaluar su desempeño.



CAPÍTULO 3. COMPORTAMIENTO DE FASES DE LOS ACEITES TRION-1 Y SUPREMUS-1 DEL CAMPO PERDIDO PEMEX (PEP)

Con el objetivo de evaluar la composición, el comportamiento termodinámico y las propiedades de los fluidos de yacimiento, se presentan los resultados del análisis PVT composicional de los fluidos de los pozos *Trión-1* y *Supremus-1*, los cuales se realizaron empleando muestras de fondo tomados con el Probador Modular de la Dinámica de la Formación (MDT).

Los reportes incluyeron el comportamiento de las muestras de fondo a temperatura ambiente, el rastreo de la envolvente de fases, la relación gas-aceite instantánea, un estudio de contaminación, la composición original de los fluidos, la prueba de expansión a composición constante, la prueba de liberación diferencial y prueba de separaciones instantáneas. La tabla 3.1 muestra las características de los datos PVT de cada pozo.

3.1 GENERALIDADES DE LOS CAMPOS TRION Y SUPREMUS

Durante el año 2012, se tuvo una intensa actividad exploratoria en aguas profundas del Golfo de México, donde los descubrimientos realizados por los pozos *Trión-1* y *Supremus-1* de la región norte, incorporaron en conjunto 580.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de reservas 3P.

Los pozos se localizan en la parte norte del estado de Tamaulipas, en la zona económica exclusiva del Golfo de México. El pozo *Trión-1* está a 179 kilómetros de la línea de costa frente a la ciudad de Matamoros, Tamaulipas; y a 28 kilómetros al sur del límite internacional con aguas territoriales de los Estados Unidos de América. Mientras el pozo *Supremus-1* está aproximadamente a 250 kilómetros de la línea de costa de Matamoros; y a 40 kilómetros al sur del límite



internacional con aguas territoriales de los Estados Unidos de América (Fig. 3.1). Los intervalos impregnados de aceite en los pozos Trión-1 y Supremus-1, pertenecen a los plays de las formaciones Eoceno (Wilcox) y Oligoceno (Frio) respectivamente (figura 3.2). El pozo Great White es productor de aceite en estas formaciones del lado estadounidense, el cual se considera como uno de los principales pozos análogos.

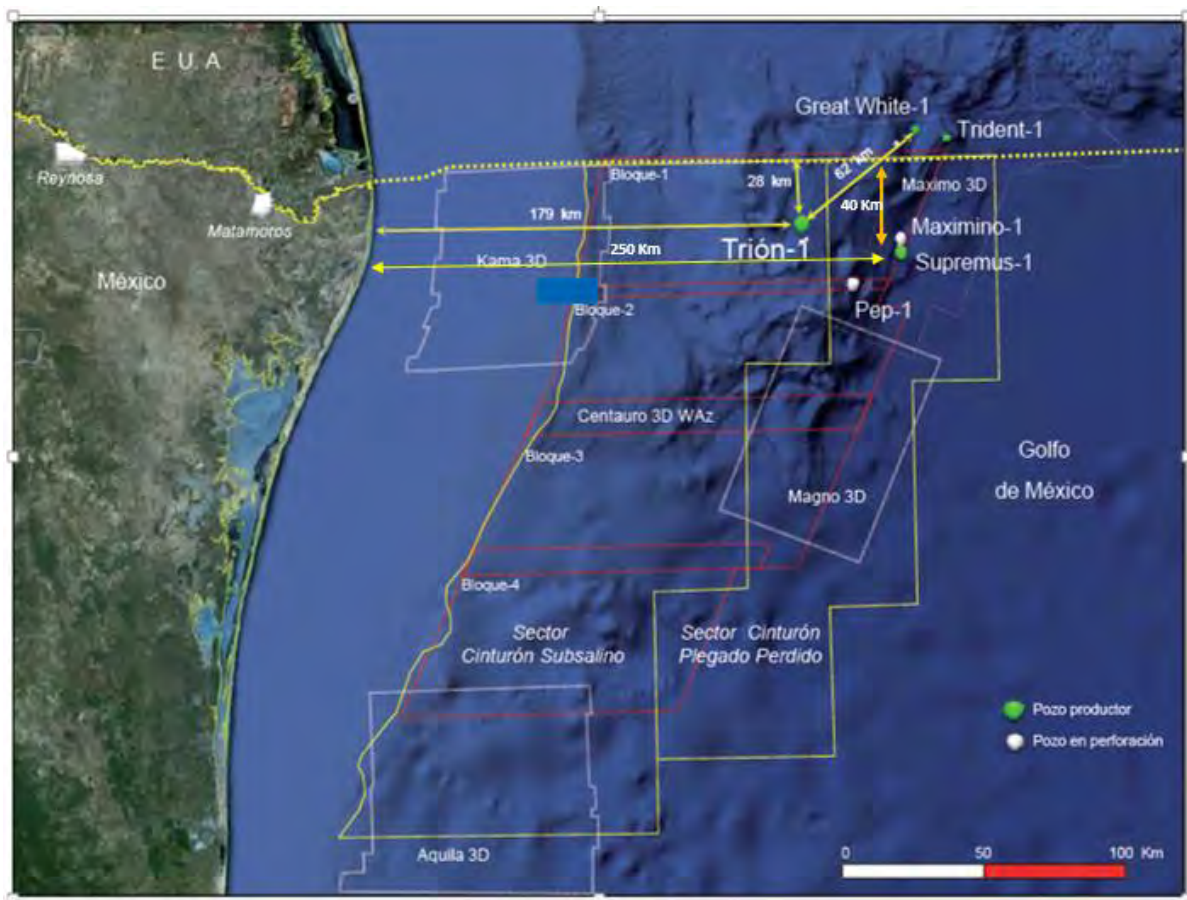


Figura 3.1 Mapa de localización de los pozos Trión-1 y Supremus-1.



3.2 ESTUDIO DE CONTAMINACION DE MUESTRAS DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Los lodos base aceite (OBM) y los lodos sintéticos (SBM) se utilizan ampliamente lodos base agua (WBM) debido a la compatibilidad que tienen con las lutitas, mejoran la estabilidad del pozo y aumentan la velocidad de perforación. Los filtrados de los lodos OBM y SBM se mezclan con los fluidos del yacimiento, afectando las propiedades del yacimiento (Gozalpour et al., 2002); tales como, la presión de saturación, el factor de volumen de la formación, la relación gas-aceite (RGA) y la densidad del aceite en el tanque de almacenamiento. La recolección de muestras de los fluidos del yacimiento es cara, por lo que se requiere determinar una composición y comportamiento de fases precisas de los fluidos del yacimiento de muestras contaminadas con OBM y SBM.

Se conoce que existe una relación exponencial entre la concentración de los componentes en la porción C_{8+} de los fluidos del yacimiento y sus correspondientes pesos moleculares. Esto quiere decir, que si se grafica la concentración molar de un grupo de carbonos contra sus pesos moleculares en una escala semi-logarítmica, resultará una línea recta,. Con base en esta tendencia natural de los fluidos del yacimiento, dos métodos se han desarrollado para recuperar la composición original de muestras contaminadas.

El primer método, se conoce como método "Skimming", en el cual al graficar la composición de la porción C_{8+} de la muestra contaminada, contra sus pesos moleculares en escala semi-logarítmica, se observará una desviación de la tendencia recta sobre el rango afectado por los contaminantes. La concentración de los contaminantes se estima a partir de la separación que existe entre la desviación y la tendencia recta, la cual se declara válida para el fluido descontaminado. Este método arroja una composición confiable del fluido descontaminado, si el contaminante comprende un rango limitado de hidrocarburos.

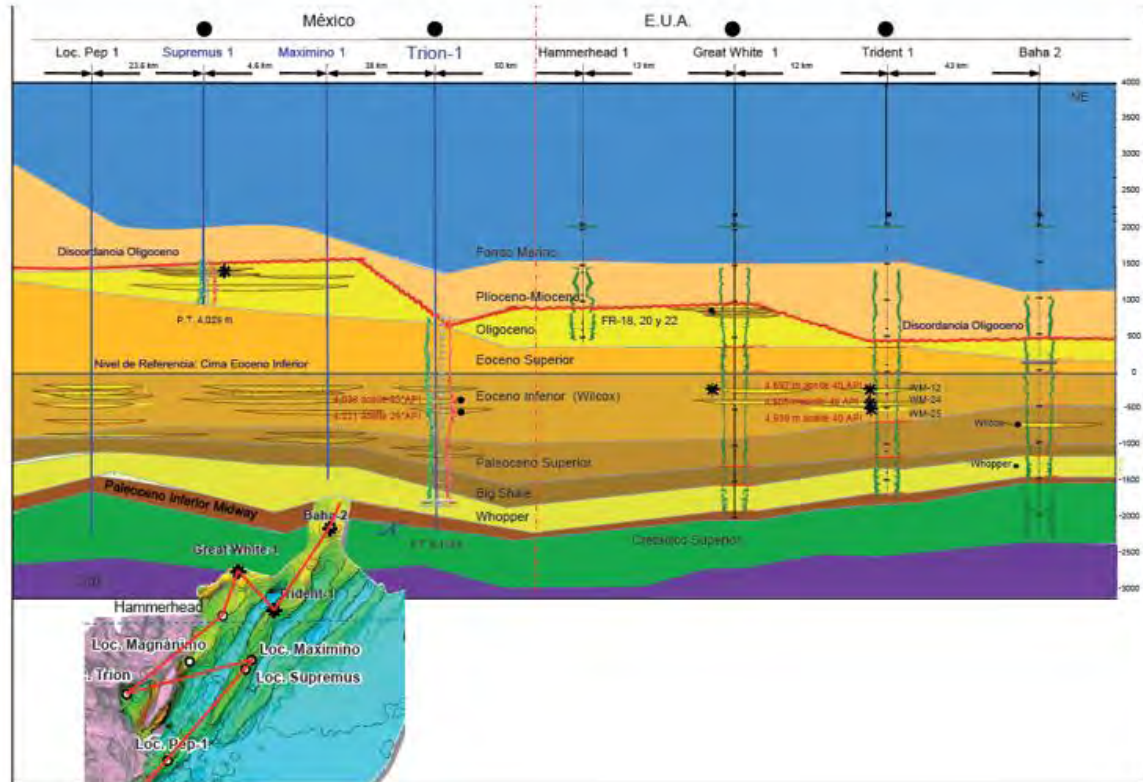


Figura 3.2 Mapa de correlación de los pozos en el área de Perdido.

El segundo método, se conoce como método de "Sustracción", en el cual cierta cantidad de filtrado de lodo, con composición conocida, se separa de la muestra contaminada. La porción C_{8+} de la composición resultante se usa para ajustar a una función de distribución exponencial. El procedimiento se repite para diferentes niveles de filtrado de lodo, que se separan de la muestra contaminada. La composición que ajuste mejor a la función de distribución exponencial, se considera como la composición original del fluido recuperado. La ventaja de este método es que es muy confiable, cuando el filtrado del lodo está compuesto por un rango amplio de componentes de hidrocarburos naturales.



3.3 PRUEBA DE EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN COSNTANTE

La prueba de expansión a composición constante simula la relación presión-volumen de los aceites con el propósito de determinar la presión de saturación (presión de burbujeo), los coeficientes de compresibilidad isotérmica del fluido en una sola fase a presiones mayores de la de saturación, factores de compresibilidad de la fase vapor y el volumen total como una función de la presión. El procedimiento experimental (ver figura 3.3) involucra colocar la muestra de fluido en una celda PVT transparente a la temperatura de yacimiento y a una presión por encima de la presión de yacimiento. La presión se reduce en intervalos a temperatura constante removiendo mercurio (Hg) de la celda, midiendo el volumen total de aceite V_T para cada intervalo de presión. La presión de saturación y su correspondiente volumen V_{sat} se registran y se toman como referencia para determinar el volumen relativo, el cual es el volumen del sistema como una función de la presión en la celda y se define matemáticamente como:

$$V_{rel} = \frac{V_T}{V_{sat}} \quad (3.1)$$

Donde V_{rel} es el volumen relativo, V_{sat} es el volumen a la presión de saturación y V_T es el volumen total de la muestra a determinada presión.

Se debe destacar que el volumen relativo es igual a la unidad en la presión de saturación, y que la composición original de la mezcla se mantiene, debido a que no hay pérdida de material.

La densidad del aceite a la presión de saturación es determinada directamente de la medición volumen-masa de la muestra en la celda PVT. Por arriba de la presión de burbuja, la densidad del aceite es calculada utilizando el volumen relativo con la siguiente expresión:



$$\rho = \frac{\rho_{sat}}{V_{rel}} \quad (3.2)$$

Donde ρ es la densidad a cualquier valor de presión por arriba de la presión de burbuja, ρ_{sat} es la densidad a la presión de burbuja y V_{rel} es el volumen relativo a la presión de interés.

Frecuentemente los valores de volumen relativo requieren de ligeras correcciones por imprecisiones en las mediciones del volumen total de hidrocarburos justo debajo de la presión de saturación. Una función de compresibilidad adimensional comúnmente llamada “función Y”, se emplea para corregir los valores del volumen relativo por medio de los siguientes pasos:

- [1] Se calcula la “función Y” para todas las presiones debajo de la presión de saturación usando la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{p_{sat} - p}{p(V_{rel} - 1)} \quad (3.3)$$

Donde p_{sat} es la presión de saturación, p es la presión de interés y V_{rel} es el volumen relativo a la presión de interés.

- [2] Se grafica la “función Y” contra la presión en escala cartesiana.
- [3] Se determinan los coeficientes que mejor se acerquen al comportamiento de una línea recta de la forma:

$$Y = a + bp$$

donde a es la intercepción con el eje de las ordenadas y b es la pendiente.

- [4] Se recalcula el volumen relativo para todos los puntos debajo de la presión de saturación con la siguiente expresión:

$$V_{rel} = 1 + \frac{p_{sat} - p}{p(a + bp)} \quad (3.4)$$



El coeficiente de compresibilidad del aceite c_o para presiones por encima de la presión de saturación, se obtiene de los datos de volumen relativo por medio de la siguiente ecuación:

$$c_o = \frac{-1}{V_{rel}} \frac{\delta V_{rel}}{\delta p}. \quad (3.5)$$

3.4 PRUEBA DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL

En la prueba de liberación diferencial, el gas que se libera de una muestra de aceite durante la declinación de la presión es continuamente removido del contacto con el aceite antes de que establezcan un equilibrio. Este tipo de liberación se caracteriza por una variación en la composición del sistema de hidrocarburos.

Los datos obtenidos de esta prueba son la cantidad de gas en solución como una función de la temperatura, el encogimiento en el aceite como una función de la presión, las propiedades del gas desarrollado incluyendo la composición del gas liberado, el factor de compresibilidad del gas, la gravedad específica del gas y la densidad del aceite remanente como función de la presión.

Esta prueba describe mejor el proceso de separación que se presenta en el yacimiento, así como el comportamiento de flujo de los hidrocarburos a condiciones por encima de la saturación crítica del gas. En esta prueba se carga la celda PVT con muestra de líquido a la presión de burbuja y a la temperatura del yacimiento. La presión se reduce en intervalos, todo el gas liberado se remueve y su volumen se mide a condiciones estándar. El volumen de aceite remanente V_L es también medido a cada intervalo de presión.

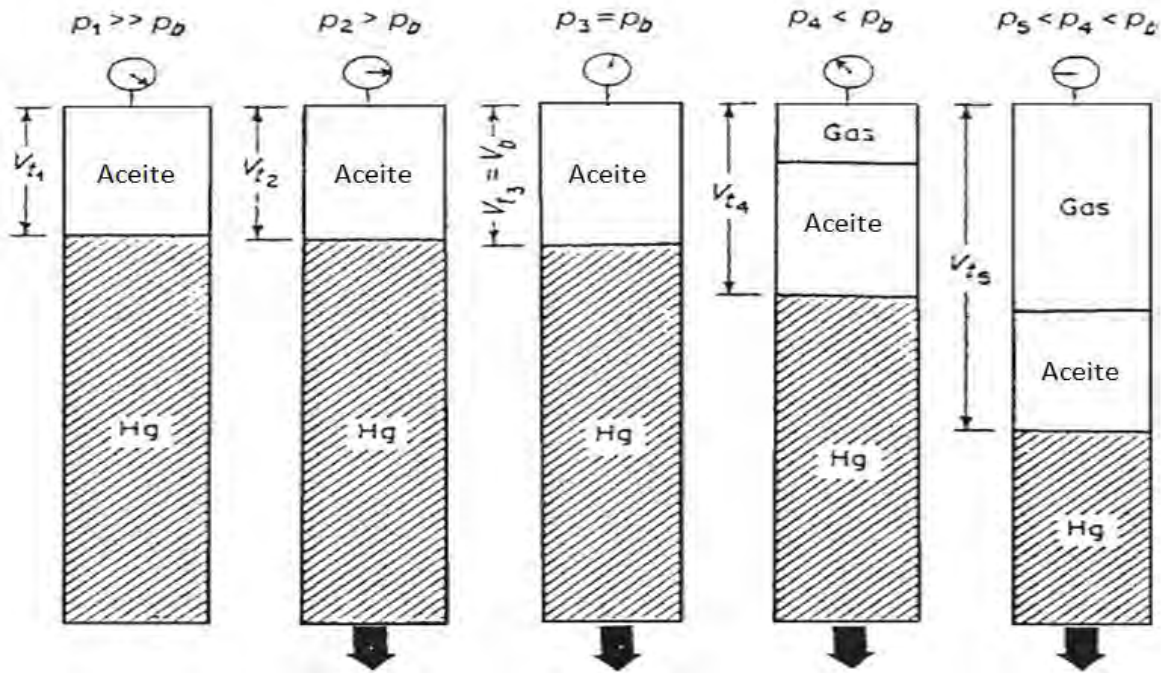


Figura 3.3 Esquema de la prueba de expansión a composición constante en una celda PVT

El procedimiento continúa hasta alcanzar la presión atmosférica donde el volumen de aceite residual se mide a condiciones estándar V_{sc} (ver figura 3.4). Los factores de volumen de formación del aceite diferencial B_{od} a los diferentes intervalos de presión se calculan dividiendo los volúmenes de aceite registrados V_L entre el volumen de aceite residual V_{sc} :

$$B_{od} = \frac{V_L}{V_{sc}} \cdot \quad (3.6)$$

La relación gas en solución-aceite diferencial R_{sd} se calcula al dividir el volumen del gas en solución entre el volumen del aceite residual.

El factor de desviación Z , representa el factor Z del gas liberado a la presión específica y estos valores se calculan de las mediciones de volumen de gas:



$$Z = \left(\frac{VP}{T}\right) \left(\frac{T_{sc}}{V_{sc}p_{sc}}\right). \quad (3.7)$$

Donde V es el volumen del gas liberado en la celda PVT a p y T , p es la presión a la que se libera el gas en la celda PVT, T es la temperatura a la que se libera el gas de la celda PVT, T_{sc} es la temperatura a condiciones estándar, V_{sc} es el volumen del gas removido a condiciones estándar y p_{sc} es la presión a condiciones estándar.

El factor de formación de volumen del gas B_g , es expresado por la siguiente ecuación:

$$B_g = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}}\right) \frac{ZT}{p}. \quad (3.8)$$

Donde B_g es el factor de formación de volumen del gas, T es la temperatura, p es la presión, T_{sc} es la temperatura estándar, p_{sc} es la presión estándar y Z es el factor de compresibilidad del gas.

3.5 PRUEBA DE SEPARACIÓN INSTANTÁNEA

Las pruebas de separador (o pruebas de separación instantánea) determinan los cambios en el comportamiento volumétrico de los fluidos del yacimiento conforme el fluido pasa a través de separadores hasta llegar al tanque de almacenamiento. El resultado del comportamiento volumétrico está ampliamente influenciado por las condiciones de operación, como son las presiones y temperaturas. El objetivo principal de realizar esta prueba es proporcionar esta información de laboratorio necesaria para determinar las condiciones óptimas de separación, las cuales maximizarán la producción de aceite en tanques de almacenamiento

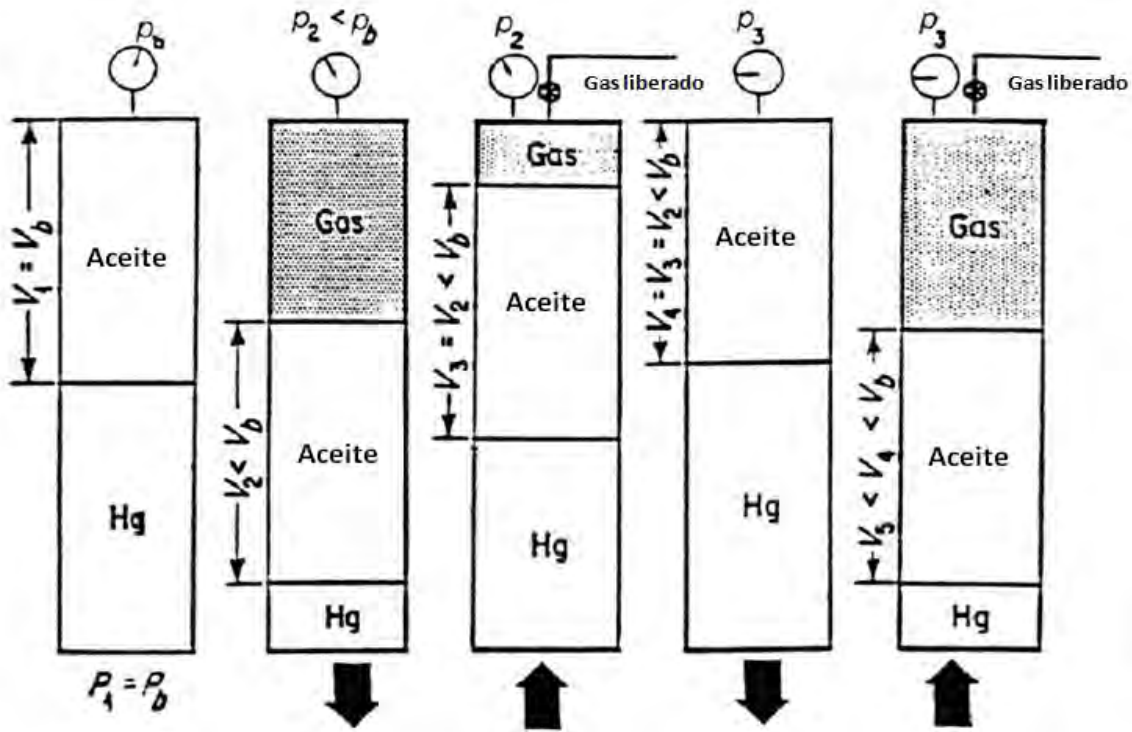


Figura 3.4 Esquema de la prueba de liberación diferencial en una celda PVT.

La prueba se realiza colocando una muestra de aceite en una celda PVT a temperatura de yacimiento y presión de burbuja, el volumen de la muestra se mide a condiciones de saturación, V_{sat} . La muestra de aceite se somete a un proceso de flash en un sistema de separador multi-etapa, comúnmente de una a tres etapas. La presión y la temperatura de estas etapas se seleccionan para representar las facilidades de separación deseadas o actuales en el sistema. El gas liberado de cada etapa se remueve y se determina su densidad específica y volumen a condiciones estándar, El volumen del aceite residual de la última etapa se mide y se reporta como $(V_o)_{st}$. Estos datos experimentales son utilizados para determinar el factor de formación de volumen del aceite y la solubilidad del gas a las condiciones del punto de burbuja con las siguientes expresiones:

$$B_{ofb} = \frac{V_{sat}}{(V_o)_{st}}, \quad (3.9)$$



$$R_{sfb} = \frac{(V_g)_{sc}}{(V_o)_{st}} \quad (3.10)$$

Donde B_{ofb} es el factor de formación de volumen del aceite en el punto de burbuja, R_{sfb} es la relación de solubilidad gas-aceite en el punto de burbuja y $(V_g)_{sc}$ es el volumen total de gas removido de los separadores.

El procedimiento anterior se repite a diferentes valores de presión de separadores y a una temperatura fija. Se recomienda que cuatro de estas ñise realicen para determinar la presión de separación óptima, la cual se considera como la presión del separador que proporciona el valor de factor de formación de volumen mínimo.

3.6 PRUEBA DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE

La prueba de agotamiento a volumen constante se realiza a fluidos de yacimientos de aceite volátil y de gas condensado. La prueba comienza a las condiciones de saturación p_s y V_s , manteniendo la temperatura del yacimiento T_y . El volumen de la muestra en la celda se incrementa, provocando que la presión disminuya y dos fases se formen en la celda. El volumen resultante de la mezcla es disminuido al V_s , permitiendo la liberación del gas por la válvula colocada en la parte superior de la celda, todo esto manteniendo una presión constante. Se registra la cantidad de gas liberado, como porcentaje del gas inicial en la celda y el volumen del líquido en la celda, como porcentaje del volumen de saturación. Se mide el factor de compresibilidad del gas Z a las condiciones de la celda y la composición del gas liberado. El volumen se incrementa nuevamente, el exceso de volumen se libera y así consecutivamente (figura 3.5). Esta prueba se designa para obtener conocimiento acerca de los cambios en las propiedades PVT de las corrientes producidas de yacimientos de aceite volátil y gas condensado con el tiempo.

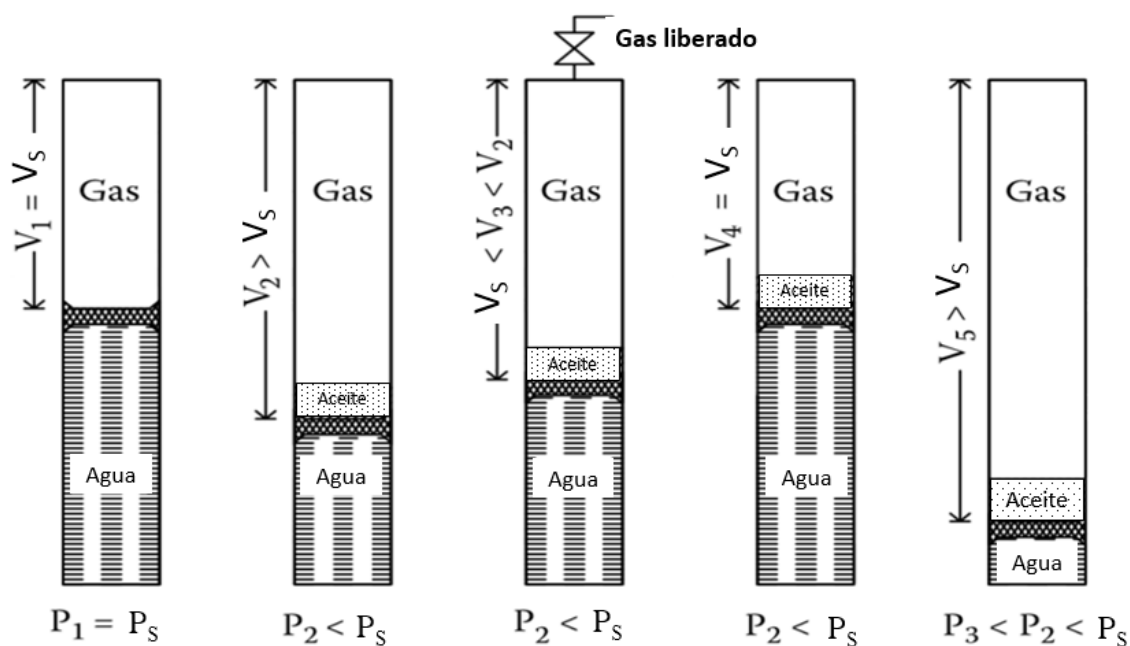


Figura 3.5 Esquema de la prueba de agotamiento a volumen constante.

Un resumen de los resultados de las cuatro pruebas PVT básicas realizadas se presenta en las tablas 3.2 a 3.13 para ambos pozos.

Tabla 3.1 Resumen de los datos PVT de los pozos Trión-1, Supremus-1, y Maximino-1

Pozo	Trión-1	Supremus-1	Maximino-1
Profundidad de Muestreo	4136.8 mdbmr	3695.3 mdbmr	5378.7 mdbmr
Formación Productora	Eoceno Inferior Wilcox	Frío 20 ^a	Eoceno Inferio Wilcox
Fecha de Muestreo	24/08/2012	15/09/2012	25/07/2013
Presión a la Profundidad de muestreo	6627 psia	5632 psia	9937.647 psia
Temperatura a la profundidad de muestreo	59 °C	31.79 °C	76.5 °C
Presión de Burbuja @ t. y.	5608 psia	4978 psia	5538.7 psia
°API	29	27	40



Tabla 3.2 Envoltente de fases del pozo Trión-1.

	Presión		Temperatura	Observaciones
	psia	Kg/cm ²	°C	
5041	355	27	Presión de Burbuja	
5144	362	32	Presión de Burbuja	
5244	369	37	Presión de Burbuja	
5339	375	42	Presión de Burbuja	
5430	382	47	Presión de Burbuja	
5517	388	52	Presión de Burbuja	
5608	394	57.5	Presión de Burbuja	

Tabla 3.3 Envoltente de fases del pozo Supremus-1.

	Presión		Temperatura	Observaciones
	psia	Kg/cm ²	°C	
4855	341	25	Presión de Burbuja	
4946	348	30	Presión de Burbuja	
4978	350	31.790	Presión de Burbuja	



Tabla 3.4 Composición original del fluido (Trión-1).

Componente	PM	Gas	Líquido	Contaminado	Descontaminado	Filtrado SBM
	gr/gr-mol	% mol	% peso	% mol	% mol	% mol
CO2	44.010	0.2236	0.0000	0.1469	0.1571	-
H2S	34.076	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-
N2	28.013	1.6394	0.0000	1.0774	1.1520	-
C1	16.043	82.1152	0.0000	53.9669	57.7048	-
C2	30.070	6.2249	0.0000	4.0913	4.3743	-
C3	44.097	5.2025	0.0745	3.5778	3.8256	-
I-C4	58.124	0.8348	0.0550	0.6376	0.6817	-
N-C4	58.124	1.9415	0.2215	1.6340	1.7471	-
I-C5	72.151	0.6737	0.2025	0.7066	0.7556	-
N-C5	72.151	0.8087	0.3217	0.9504	1.0163	-
C6	86.180	0.3356	0.6823	0.9644	1.0312	-
MCYC-C5	84.162	-	0.2434	0.2717	0.2905	-
Benceno	78.110	-	0.2880	0.3465	0.3706	-
CYCL-C6	84.160	-	0.2807	0.3134	0.3351	-
C7	100.21	-	1.5289	1.4335	1.5328	-
MCYCL-C6	98.189	-	0.0670	0.0642	0.0686	-
Tolueno	92.130	-	0.2456	0.2504	0.2678	-
C8	114.23	-	1.4114	1.1609	1.2413	-
C2-Benceno	106.17	-	0.1616	0.1430	0.1529	-
M&P-Xileno	106.17	-	0.1696	0.1501	0.1605	-
O-Xileno	106.17	-	0.1414	0.1252	0.1340	-
C9	128.26	-	1.6119	1.1808	1.2626	-
C10	134.00	-	2.0418	1.4316	1.2105	4.6238
C11	147.00	-	2.8149	1.7991	1.1584	11.0482
C12	161.00	-	2.4603	1.4357	1.1195	6.0017
C13	175.00	-	2.6912	1.4449	1.0764	6.7657
C14	190.00	-	2.9833	1.4752	1.0346	7.8374
C15	206.00	-	3.1432	1.4336	0.9954	7.7600
C16	222.00	-	4.9725	2.1044	0.9468	18.8166
C17	237.00	-	3.1896	1.2645	0.9229	6.1968
C18	251.00	-	4.1416	1.5503	0.8830	11.1844
C19	263.00	-	3.2598	1.1645	0.8549	5.6347
C20	275.00	-	3.1786	1.0860	0.8233	4.8794
C21	291.00	-	3.0286	0.9772	0.7933	3.6322
C22	305.00	-	2.9137	0.8976	0.7642	2.8242
C23	318.00	-	2.5266	0.7465	0.7372	0.8809
C24	331.00	-	2.5996	0.7379	0.7092	1.1524
C25	345.00	-	2.0154	0.5489	0.5869	0.0000
C26	359.00	-	2.4940	0.6527	0.6573	0.5866
C27	374.00	-	2.4008	0.6031	0.6329	0.1720
C28	388.00	-	2.2081	0.5347	0.5717	-
C29	402.00	-	2.3466	0.5484	0.5864	-
C30+	750.00	-	34.8846	4.3703	4.6724	-
Total		100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000
Peso Molecula	gr/gr-mol	20.870	274.09	107.67	100.16	216.14
Fluido Contaminado						
Densidad Relativa del Acei		0.8930		Gravedad API	26.949	°API
Relación Gas-Aceite Instan'		147.13	m ³ /m ³	723.58	scf/bbl	
Contaminación Filtrado SB		6.4775	% mol	9.8697	% peso	
Fluido Descontaminado						
Densidad Relativa del Acei		0.9044		Gravedad API	24.956	°API
Relación Gas-Aceite Instan'		176.66	m ³ /m ³	943.14	scf/bbl	



Tabla 3.5 Composición original del fluido (Supremus-1)

Componente	PM gr/gr-mol	Gas % mol	Líquido % peso	Contaminado	Descontaminado	Filtrado SBM
				% mol	% mol	% mol
CO2	44.010	3.1813	0.0000	2.0984	2.1950	0.0000
H2S	34.076	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
N2	28.013	0.1315	0.0000	0.0867	0.0907	0.0000
C1	16.043	81.3649	0.0000	53.6679	56.1418	0.0000
C2	30.070	6.8011	0.0000	4.4859	4.6926	0.0000
C3	44.097	5.0440	0.0743	3.4854	3.6459	0.0040
I-C4	58.124	0.6219	0.0288	0.4568	0.4776	0.0040
N-C4	58.124	2.0147	0.1900	1.6359	1.7109	0.0080
I-C5	72.151	0.1156	0.0280	0.1127	0.1179	0.0010
N-C5	72.151	0.4694	0.1514	0.5067	0.5299	0.0040
C6	86.180	0.2556	0.3071	0.5032	0.5263	0.0030
MCYC-C5	84.162	-	0.2482	0.2770	0.2897	0.0010
Benceno	78.110	-	0.3404	0.4094	0.4282	0.0010
CYCL-C6	84.160	-	0.1275	0.1423	0.1488	0.0020
C7	100.21	-	1.4555	1.3644	1.4270	0.0070
MCYCL-C6	98.189	-	0.0496	0.0475	0.0497	0.0000
Tolueno	92.130	-	0.4093	0.4173	0.4361	0.0100
C8	114.23	-	1.1193	0.9204	0.9619	0.0200
C2-Benceno	106.17	-	0.0601	0.0532	0.0555	0.0040
M&P-Xileno	106.17	-	0.1552	0.1373	0.1435	0.0030
O-Xileno	106.17	-	0.0970	0.0858	0.0896	0.0040
C9	128.26	-	1.3630	0.9982	1.0412	0.0640
C10	134.00	-	1.8854	1.3216	1.3755	0.1520
C11	147.00	-	1.9947	1.2745	1.3287	0.0990
C12	161.00	-	2.0515	1.1969	1.2451	0.1500
C13	175.00	-	2.6443	1.4193	1.4786	0.1330
C14	190.00	-	2.7441	1.3566	1.3919	0.5910
C15	206.00	-	3.9815	1.8154	1.6972	4.3788
C16	222.00	-	7.4586	3.1558	0.9748	50.4720
C17	237.00	-	3.5222	1.3959	1.1122	7.5507
C18	251.00	-	6.3670	2.3827	1.2069	27.8919
C19	263.00	-	3.1709	1.1325	1.0529	2.8589
C20	275.00	-	3.4484	1.1779	1.1613	1.5389
C21	291.00	-	3.2531	1.0500	1.0396	1.2749
C22	305.00	-	3.4765	1.0706	1.1113	0.1870
C23	318.00	-	2.2477	0.6639	0.6742	0.4400
C24	331.00	-	3.1018	0.8802	0.9170	0.0820
C25	345.00	-	2.0265	0.5517	0.5645	0.2740
C26	359.00	-	2.7252	0.7130	0.7439	0.0430
C27	374.00	-	2.4745	0.6215	0.6404	0.2120
C28	388.00	-	2.3179	0.5611	0.5825	0.0960
C29	402.00	-	2.2668	0.5296	0.5476	0.1390
C30+	750.00	-	30.6368	3.8369	3.9542	1.2958
Total		100.0000	100.0000	100.0000	100.0000	100.0000
Peso Molecula	gr/gr-mol	20.934	275.93	107.74	101.58	241.31
Fluido Contaminado						
Densidad Relativa del Aceite		0.8878		Gravedad API	27.883	°API
Relación Gas-Aceite Instantánea		128.88	m ³ /m ³	723.58	scf/bbl	
Contaminación Filtrado SBM		4.4064	% mol	9.8697	% peso	
Fluido Descontaminado						
Densidad Relativa del Aceite		0.8942		Gravedad API	26.742	°API
Relación Gas-Aceite Instantánea		167.98	m ³ /m ³	943.14	scf/bbl	



Tabla 3.6 Prueba de expansión a composición constante @ 59°C (Trión-1)

	Presión		Compresibilidad del Aceite	Densidad del Aceite	Factor de Volumen del Aceite, B_o	Función "Y"	Viscosidad del Aceite	Volumen Relativo
	psia	Kg/cm ²	C_o 10 ⁻⁶ psia ⁻¹	ρ_o gr/cm ³	m^3/m^3		μ_o cP	V_{rel} (V_t/V_s)
	8500	598	5.4000	0.7747	1.3500	-	1.5100	0.9818
	8000	563	5.6900	0.7726	1.3537	-	1.4630	0.9845
	7500	527	6.0000	0.7703	1.3577	-	1.4160	0.9874
	7000	492	6.3500	0.7679	1.3618	-	1.3680	0.9904
	6500	457	6.7400	0.7654	1.3663	-	1.3200	0.9937
	6000	422	7.1700	0.7628	1.3710	-	1.2720	0.9971
$P_b=$	5608	394	7.5300	0.7606	1.3750	-	1.2340	1.0000
	5500	387	-	-	-	7.2808	-	1.0027
	5400	380	-	-	-	7.2309	-	1.0053
	5300	373	-	-	-	7.1773	-	1.0081
	5200	366	-	-	-	7.1027	-	1.0111
	5100	359	-	-	-	7.0535	-	1.0141
	5000	352	-	-	-	6.9899	-	1.0174
	4900	345	-	-	-	6.9146	-	1.0209

Tabla 3.7 Prueba de expansión a composición constante @ 31.79°C (Supremus-1)

	Presión		Compresibilidad del Aceite	Densidad del Aceite	Factor de Volumen del Aceite, B_o	Función "Y"	Viscosidad del Aceite	Volumen Relativo
	psia	Kg/cm ²	C_o 10 ⁻⁶ psia ⁻¹	ρ_o gr/cm ³	m^3/m^3		μ_o cP	V_{rel} (V_t/V_s)
	8000	563	5.5900	0.7563	1.3545	-	1.4900	0.9801
	7500	527	5.8900	0.7541	1.3584	-	1.4500	0.9829
	7000	492	6.2200	0.7518	1.3625	-	1.4000	0.9859
	6500	457	6.5700	0.7494	1.3669	-	1.3500	0.9891
	6000	422	6.9400	0.7469	1.3715	-	1.3000	0.9924
	5500	387	7.4200	0.7442	1.3765	-	1.2600	0.9960
$P_b=$	4978	350	7.8900	0.7413	1.3820	-	1.2100	1.0000
	4900	345	-	-	-	7.9633	-	1.0020
	4800	338	-	-	-	7.9082	-	1.0047
	4700	331	-	-	-	7.8504	-	1.0075
	4600	323	-	-	-	7.8003	-	1.0105
	4500	316	-	-	-	7.7337	-	1.0137
	4400	309	-	-	-	7.6774	-	1.0171
	4300	302	-	-	-	7.6132	-	1.0207



Tabla 3.8 Prueba de liberación diferencial para el aceite @ 59°C (Trión-1)

	Presión		Densidad del Aceite	Factor de Volumen del Aceite, B_o	Factor de Volumen de la Fase Mixta, B_t	Relación Gas Disuelto-Aceite	Viscosidad del Aceite
	psia	Kg/cm ²	ρ_o gr/cm ³	m ³ /m ³	m ³ /m ³	R_s m ³ /m ³	μ_o cP
$P_b=$	5608	394	0.7606	1.3750	1.3750	162.07	1.2340
	4300	302	0.7862	1.2840	1.4400	118.99	1.5010
	3100	218	0.8107	1.2110	1.5748	84.347	1.9290
	2000	141	0.8347	1.1490	1.9153	55.194	2.7760
	1000	70	0.8586	1.0940	3.0892	29.942	4.6160
	100	7	0.8857	1.0330	27.132	4.8530	10.562
	14.696	1	0.8914	1.0170	187.56	0.0000	13.279

Tabla 3.9 Prueba de liberación diferencial para el aceite @ 31.79°C (Supremus-1)

	Presión		Densidad del Aceite	Factor de Volumen del Aceite, B_o	Factor de Volumen de la Fase Mixta, B_t	Relación Gas Disuelto-Aceite	Viscosidad del Aceite
	psia	Kg/cm ²	ρ_o gr/cm ³	m ³ /m ³	m ³ /m ³	R_s m ³ /m ³	μ_o cP
$P_b=$	4978	350	0.7412	1.3820	1.3820	159.65	1.2050
	3900	274	0.7634	1.3030	1.4344	123.93	1.4250
	2800	197	0.7881	1.2270	1.5555	90.052	1.8260
	1800	127	0.8139	1.1600	1.8849	60.077	2.6350
	900	63	0.8410	1.0970	3.0598	33.011	4.3780
	100	7	0.8725	1.0270	24.573	5.7490	10.771
	14.696	1	0.8804	1.0080	169.91	0.0000	14.133



Tabla 3.10 Prueba de liberación diferencial para el gas @ 59°C (Trión-1)

	Presión		Densidad del Gas	Densidad Relativa del Gas, DRG	Factor de Compresibilidad del Gas, Z_g	Factor de Volumen del Gas, B_g	Viscosidad del Gas
	psia	Kg/cm ²	ρ_g gr/cm ³	aire = 1	adimensional	m ³ /m ³	μ_g cP
$P_b =$	5608	394	-	-	-	-	-
	4300	302	0.2349	0.6922	0.9204	0.0036	0.0285
	3100	218	0.1701	0.6489	0.8591	0.0047	0.0214
	2000	141	0.1074	0.6281	0.8497	0.0072	0.0166
	1000	70	0.0511	0.6289	0.8937	0.0151	0.0138
	100	7	0.0059	0.7951	0.9787	0.1660	0.0118
	14.696	1	0.0015	1.4250	0.9896	1.1510	0.0100

Tabla 3.11 Prueba de liberación diferencial para el gas @ 31.79°C (Supremus-1)

	Presión		Densidad del Gas	Densidad Relativa del Gas, DRG	Factor de Compresibilidad del Gas, Z_g	Factor de Volumen del Gas, B_g	Viscosidad del Gas
	psia	Kg/cm ²	ρ_g gr/cm ³	aire = 1	adimensional	m ³ /m ³	μ_g cP
$P_b =$	4978	350	-	-	-	-	-
	3900	274	0.2261	0.6786	0.9221	0.0037	0.0289
	2800	197	0.1684	0.6486	0.8494	0.0047	0.0215
	1800	127	0.1070	0.6355	0.8419	0.0073	0.0162
	900	63	0.0510	0.6437	0.8954	0.0155	0.0132
	100	7	0.0064	0.7920	0.9789	0.1530	0.0114
	14.696	1	0.0015	1.2483	0.9911	1.0580	0.0097



Tabla 3.12 Prueba de separación instantánea @ 30°C (Trión-1)

Presión psia	Presión Kg/cm ²	Densidad del Aceite ρ_o gr/cm ³	Relación	Relación	Gravedad API °API	Factor de	Factor de	Densidad Relativa del Gas DRG aire = 1
			Gas Aceite Separador RGA m ³ /m ³	Gas Aceite Tanque RGA m ³ /m ³		Volumen del Aceite B_o m ³ /m ³	Volumen del Aceite Separador B_o m ³ /m ³	
299	21	0.8856	140.01	145.33	-	-	1.0380	0.6286
14.696	1	0.8988	11.896	11.967	24.320	1.3563	1.0060	1.0583
228	16	0.8888	143.88	148.19	-	-	1.0300	0.6357
14.696	1	0.8986	8.8790	8.9323	24.337	1.3557	1.0060	1.0664
157	11	0.8924	148.43	151.55	-	-	1.0210	0.6465
14.696	1	0.8988	5.7360	5.7704	24.303	1.3565	1.0060	1.0599
86	6	0.8971	154.54	156.39	-	-	1.0120	0.6660
14.696	1	0.9000	2.5650	2.5804	24.114	1.3623	1.0060	1.0053
14.696	1	0.9066	168.19	169.03	22.993	1.3986	1.0050	0.7331

Tabla 3.13 Prueba de separación instantánea @ 25°C (Supremus-1)

Presión psia	Presión Kg/cm ²	Densidad del Aceite ρ_o gr/cm ³	Relación	Relación	Gravedad API °API	Factor de	Factor de	Densidad Relativa del Gas DRG aire = 1
			Gas Aceite Separador RGA m ³ /m ³	Gas Aceite Tanque RGA m ³ /m ³		Volumen del Aceite B_o m ³ /m ³	Volumen del Aceite Separador B_o m ³ /m ³	
299	21	0.8667	140.08	146.38	-	-	1.0450	0.6577
14.696	1	0.8839	13.329	13.396	27.507	1.3806	1.0050	1.0604
228	16	0.8706	144.46	149.512	-	-	1.0350	0.6649
14.696	1	0.8837	9.9750	10.025	27.578	1.3798	1.0050	1.0702
157	11	0.8753	149.56	153.15	-	-	1.0240	0.6752
14.696	1	0.8838	6.4500	6.4823	27.507	1.3803	1.0050	1.0668
86	6	0.8812	156.11	158.14	-	-	1.0130	0.6920
14.696	1	0.8850	2.8630	2.8773	27.293	1.3852	1.0050	1.0174
14.696	1	0.8917	168.30	168.97	26.107	1.4151	1.0040	0.7392



Adicionalmente se presentan los resultados obtenidos de los análisis PVT realizados a los fluidos del último pozo exploratorio, descubridor de aceite en la zona de Cinturón Plegado de Perdido por parte de PEMEX-PEP. El pozo Maximino-1 es considerado en este trabajo para aplicar la misma metodología de aseguramiento de flujo, al igual que los pozos Trión-1 y Supremus-1. Los valores obtenidos de las cuatro pruebas PVT básicas se presentan en las tablas 3.14 a 3.20.

Tabla 3.14 Envoltente de fases del pozo Maximino-1

Temperatura (°C)	Presión de Saturación (kg/cm ²)
76.5	389.50
55.0	383.93
35.0	375.89
20.0	365.17



Tabla 3.15 Composición original del fluido (Maximino-1)

Componente	Gas de Flash		Líquido de Flash		Fluido de Yacimiento Contaminado con OBM		Fluido de Yacimiento sin Contaminación OBM	
	% peso	% molar	% peso	% molar	% peso	% molar	% peso	% molar
Nitrógeno	0.50	0.40	0.00	0.00	0.20	0.34	0.21	0.34
Dióxido de Carbono	0.34	0.18	0.00	0.00	0.14	0.15	0.14	0.15
Sulfuro de Hidrógeno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Metano	55.27	78.35	0.00	0.00	22.35	65.97	23.14	66.43
Etano	11.20	8.47	0.01	0.06	4.53	7.14	4.69	7.19
Propano	10.25	5.29	0.08	0.32	4.19	4.50	4.34	4.53
I – Butano	3.27	1.28	0.09	0.27	1.37	1.12	1.42	1.13
N – Butano	6.14	2.40	0.29	0.89	2.65	2.16	2.75	2.18
I – Pentano	3.07	0.97	0.44	1.09	1.50	0.99	1.56	0.99
N – Pentano	3.04	0.96	0.63	1.55	1.60	1.05	1.66	1.06
N – Hexanos	1.48	0.40	2.17	4.60	1.89	1.06	1.95	1.07
M-C-Pentano	0.46	0.13	0.49	1.03	0.48	0.27	0.49	0.27
Benceno	0.22	0.06	0.10	0.23	0.15	0.09	0.16	0.09
Ciclohexano	0.07	0.02	0.54	1.15	0.35	0.20	0.36	0.20
N – Heptanos	3.46	0.82	3.50	6.50	3.48	1.72	3.61	1.73
M-C-Hexano	0.50	0.12	1.59	2.89	1.15	0.55	1.19	0.56
Tolueno	0.13	0.03	0.56	1.08	0.38	0.20	0.40	0.20
N – Octanos	0.42	0.09	5.17	8.61	3.25	1.44	3.36	1.45
E-Benceno	0.01	0.00	0.31	0.53	0.19	0.09	0.20	0.09
M/P-Xileno	0.02	0.01	1.13	1.90	0.68	0.30	0.71	0.31
O-Xileno	0.01	0.00	0.28	0.47	0.17	0.08	0.18	0.08
N – Nonanos	0.14	0.03	4.62	6.81	2.81	1.10	2.90	1.11
pseudo C10H22	0.00	0.00	6.27	8.35	3.74	1.32	3.87	1.33
pseudo C11H24	0.00	0.00	5.01	6.08	2.98	0.96	3.09	0.97
pseudo C12H26	0.00	0.00	4.60	5.10	2.74	0.81	2.84	0.81
pseudo C13H28	0.00	0.00	4.68	4.77	2.79	0.75	2.88	0.76
pseudo C14H30	0.00	0.00	4.08	3.83	2.43	0.61	2.52	0.61
pseudo C15H32	0.00	0.00	4.26	3.69	2.53	0.58	2.55	0.57
pseudo C16H34	0.00	0.00	6.70	5.38	3.99	0.85	2.23	0.46
pseudo C17H36	0.00	0.00	3.53	2.66	2.10	0.42	1.97	0.38
pseudo C18H38	0.00	0.00	5.04	3.58	3.00	0.57	2.00	0.37
pseudo C19H40	0.00	0.00	3.14	2.13	1.87	0.34	1.83	0.32
pseudo C20H42	0.00	0.00	2.72	1.77	1.62	0.28	1.62	0.27
pseudo C21H44	0.00	0.00	2.42	1.48	1.44	0.23	1.46	0.23
pseudo C22H46	0.00	0.00	2.23	1.30	1.33	0.21	1.37	0.21
pseudo C23H48	0.00	0.00	2.07	1.16	1.23	0.18	1.27	0.18
pseudo C24H50	0.00	0.00	1.92	1.04	1.14	0.16	1.18	0.16
pseudo C25H52	0.00	0.00	1.77	0.92	1.06	0.14	1.09	0.14
pseudo C26H54	0.00	0.00	1.59	0.79	0.95	0.12	0.98	0.13
pseudo C27H56	0.00	0.00	1.57	0.75	0.93	0.12	0.97	0.12
pseudo C28H58	0.00	0.00	1.59	0.73	0.95	0.12	0.98	0.12
pseudo C29H60	0.00	0.00	1.29	0.57	0.77	0.09	0.80	0.09
C30+	0.00	0.00	11.54	3.91	6.87	0.62	7.11	0.62
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
MM Fluido		22.74		178.47		47.35		46.06
Relación molar		0.8420		0.1580				



Tabla 3.16 Prueba de expansión a composición constante @ 76.5 °C (Maximino-1)

	Presión (kg/cm ²)	Volumen Relativo (V_{tot}/V_{sat})	Función Y	Compresibilidad $\times 10^{-6}$ (kg/cm ²) ⁻¹
	847.29	0.8967		142.2
	770.09	0.9086		168.3
	699.78	0.9203		195.8
P_{yac}	698.87	0.9204		196.2
	629.75	0.9329		227.3
	559.45	0.9483		263.3
	489.21	0.9669		304.2
	419.04	0.9896		350.3
	398.02	0.9974		365.2
P_b	389.51	1.0000		371.4
	383.95	1.0040	3.633	
	369.82	1.0150	3.551	
	348.66	1.0341	3.438	
	313.58	1.0746	3.246	
	243.48	1.2068	2.900	
	173.24	1.4929	2.533	
	103.14	2.3003	2.135	



Tabla 3.17 Prueba de agotamiento a volumen constante de la fase aceite @ 76.5°C
(Maximino-1)

	Presión (kg/cm ²)	Factor Volumétrico del Aceite (B_o) (vol/stdvol)	Densidad del Aceite (g/cm ³)	Fase líquida (% vol)	Fluido producido acumulativo (% molar)
P_{yac}	847.27	2.464	0.5803		
	770.07	2.497	0.5727		
	699.77	2.529	0.5654		
	698.85	2.529	0.5653		
	629.74	2.564	0.5578		
	559.43	2.606	0.5487		
	489.20	2.657	0.5382		
P_b	419.03	2.720	0.5258		
	398.01	2.741	0.5217		
	389.50	2.748	0.5203	100.00	0.00
	328.33	2.079	0.5727	75.64	6.25
	257.96	1.741	0.6223	63.35	16.20
	202.06	1.578	0.6596	57.43	26.40
	139.07	1.432	0.7043	52.12	41.32
	104.48	1.364	0.7276	49.63	50.79
	69.39	1.288	0.7494	46.88	60.55
	35.29	1.211	0.7729	44.08	70.27

Tabla 3.18 Prueba de agotamiento a volumen constante de la fase gas @ 76.5°C
(Maximino-1)

	Presión (kg/cm ²)	Factor Volumétrico del Gas (B_g) (vol/stdvol)	Factor de Desviación del Gas (Z)	Viscosidad del Gas (cP)	Densidad Relativa del Gas (Aire = 1)
P_b	389.50				
	328.33	0.0035	0.923	0.03600	0.856
	257.96	0.0040	0.823	0.02800	0.771
	202.06	0.0050	0.802	0.02200	0.732
	139.07	0.0074	0.821	0.01700	0.702
	104.48	0.0101	0.846	0.01500	0.695
	69.39	0.0159	0.880	0.01400	0.705
	35.29	0.0327	0.924	0.01300	0.744



Tabla 3.19 Prueba de viscosidad del aceite @ 76.5°C (Maximino-1)

	Presión (kg/cm ²)	Viscosidad del Aceite (cP=mPa·s)
P_{yac}	847.76	0.43
	805.79	0.41
	770.56	0.40
	735.13	0.39
	698.85	0.38
	664.54	0.37
	629.53	0.36
	593.95	0.35
	558.94	0.34
	523.44	0.32
	488.56	0.31
	453.27	0.30
	418.26	0.29
P_b	389.50	0.29
	328.33	0.31
	257.96	0.35
	202.06	0.39
	139.07	0.47
	104.48	0.54
	69.39	0.62
	35.29	0.74
	1.03	1.47

Tabla 3.20 Prueba de separación instantánea (Maximino-1)

Presión	Temperatura	RGA Tanque	RGA Separador	Densidad del Aceite	Factor de volumen del aceite B_o
(kg/cm ²)	(°C)	(m ³ / stdm ³)	(m ³ /sepm ³)	(g/cm ³)	(vol/stdvol)
49.22	25.0	436.02	365.72	0.7318	1.192
1.03	15.6	57.85	57.88	0.7932	1.000

Gravedad API..... 46.7



3.7 AJUSTE DE UNA ECUACION DE ESTADO A LOS RESULTADOS DEL ANALISIS PVT

Se utiliza el simulador llamado “SIMPVT2” desarrollado en el IMP, el cual es un módulo computacional para simular el comportamiento volumétrico y de fases de mezclas de hidrocarburos como función de la presión y la temperatura, a partir de una ecuación de estado cúbica.

El modelo incorpora los procesos de cálculo de presión de saturación a temperatura del yacimiento, y de separación instantánea a diferentes valores de presión desde el yacimiento hasta superficie, teniendo como criterio de convergencia el criterio de igualdad de las fugacidades de cada uno de los componentes en todas las fases presentes. El simulador convierte los resultados de los procesos comúnmente realizados en los análisis PVT a propiedades físicas medibles en el yacimiento, como son: factor de volumen del aceite B_o , factor de encogimiento del aceite sh , factor de volumen del gas B_g , factor de desviación del gas Z , relación de solubilidad R_s , etc.

Las ecuaciones de estado son relaciones matemáticas entre los parámetros de volumen, presión, temperatura. Se emplean para describir el estado del sistema y los cambios entre estados. Las ecuaciones de estado cúbicas se utilizan ampliamente en la industria petrolera para cálculos de ingeniería, por su simpleza y precisión relativa para describir el comportamiento termodinámico de mezclas multifásicas. En este estudio se empleó la ecuación cúbica de estado de Peng-Robinson, la cual es muy usada en los software para el aseguramiento de flujo. La ecuación está dada por la relación matemática siguiente:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(\alpha)}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (3.11)$$



donde p es la presión, T es la temperatura, v es el volumen y R es la constante universal de los gases. Los parámetros a y b son una medida de las fuerzas de atracción y repulsión molecular respectivamente. Para componentes puros los valores de los parámetros a y b son determinados usando las propiedades críticas de dichos componentes:

$$a = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{p_c}, \quad (3.12)$$

$$b = 0.07790 \frac{R T_c}{p_c}. \quad (3.13)$$

El parámetro α representa la dependencia de la temperatura del término de atracción. Generalmente se relaciona al factor acéntrico del componente w . Se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$\sqrt{\alpha} = 1 + (0.3796 + 1.5422w - 0.2699w^2) \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right). \quad (3.14)$$

Escribiendo la ecuación de Peng-Robinson en términos del factor de compresibilidad Z :

$$Z^3 + (B - 1)Z^2 + (A - 3B - 2B)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (3.15)$$

donde:

$$A = \frac{a(\alpha)p}{R^2 T^2}, \quad (3.16)$$

$$B = \frac{bp}{RT}. \quad (3.17)$$



Extendiendo el modelo de Peng-Robinson para mezclas multicomponentes, se adoptaron las reglas de mezclado siguientes:

$$a(\alpha)_m = \sum_i \sum_j [x_i x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})], \quad (3.18)$$

$$b_m = \sum_i [x_i b_i]. \quad (3.19)$$

Para realizar el ajuste de la ecuación de estado cubica con los datos medidos experimentalmente, se estiman los parámetros de interacción binaria k_{ij} , que son un factor de corrección determinado empíricamente, designado para caracterizar cualquier sistema binario formado por componentes i y j en una mezcla de hidrocarburos. Estos parámetros de interacción binaria se utilizan para modelar la interacción intermolecular mediante el ajuste empírico del término de mezclado α_m , procedente de la correlación de los coeficientes de interacción electrostática α_i de los componentes de la mezcla de petróleo. Chueh y Prausnitz (1967) proponen un modelo para la representación de los valores de los parámetros de interacción binaria, en función de los volúmenes críticos de las funciones de hidrocarburos; la ecuación matemática es la siguiente:

$$k_{ij} = 1 - \left(\frac{2(V_{c_i} V_{c_j})^{1/6}}{V_{c_i}^{1/3} + V_{c_j}^{1/3}} \right). \quad (3.20)$$

donde V_{c_i} y V_{c_j} son los volúmenes críticos de las fracciones de hidrocarburo i y j .

Debido a las pobres predicciones en la densidad del líquido obtenidas a partir de una ecuación de estado cúbica, con respecto a los valores experimentales, Peneloux et al (1982) presentaron una modificación a las ecuaciones de estado cubicas con el parámetro denominado traslación de volumen. El parámetro de traslación de volumen c , tiene influencia sobre los volúmenes molares y sobre las densidades de las fases, sin alterar los resultados de los cálculos de equilibrio. Se relacionan los volúmenes molares por medio de la siguiente ecuación:



$$v^{cor} = v - c. \quad (3.21)$$

donde v^{cor} es el volumen molar corregido, y c es el término de corrección determinado por el ajuste de datos medidos y experimentales.

El parámetro de traslación de volumen c aplicable a la ecuación de Peng-Robinson llega a ser de la siguiente manera (Jhaveri y Youngren, 1988):

$$c = \frac{0.50033RT_c(0.25969 - Z_{RA})}{p_c}. \quad (3.22)$$

Donde Z_{RA} es el factor de compresibilidad de Rackett (Rackett, 1970), el cual es particular para cada componente y está en función del factor acéntrico w .

$$Z_{RA} = 0.2906 - 0.08775w \quad (3.23)$$

Para ecuaciones cúbicas que aplican a mezclas multicomponentes se emplean las reglas de mezclado para determinar los parámetros de la mezcla. La regla siguiente se emplea para determinar el parámetro c de la mezcla:

$$c = \sum_{i=1}^N x_i c_i. \quad (3.24)$$

El simulador "SIMPVT2" está conformado por cuatro secciones de valores de entrada: 1) composición. 2) banco de datos, 3) valores de presión de burbuja experimental y 4) valores de densidad de líquido experimental. Para la primera sección de "composición" se deben indicar las características siguientes de los fluidos:

- Presión y temperatura del yacimiento
- Presión y temperatura del superficie
- Fase de alimentación (líquido o vapor)
- Ecuación de estado a utilizar (Peng-Robinson)
- El número de puntos en donde se desea realizar la prueba de separación
- El número de componentes y su fracción mol correspondiente



La segunda sección “banco de datos” reúne las propiedades físico-químicas de cada uno de los componentes puros incluidos en la alimentación. En la tercera sección “valores de presión de burbuja experimental”, se incluye el número, y los pares de valores de temperatura y presión de burbuja experimentales reportados en el análisis PVT. En la sección cuatro “valores de densidad de liquido experimental”, se incluye el número, y los pares de valores de presión y densidad experimentales, reportados en el análisis PVT.

Después de realizar las simulaciones con los datos de los pozos Trión-1, Supremus-1 y Maximino-1, los resultados del ajuste son reflejados en las propiedades medibles en el yacimiento, las cuales se comparan con los datos experimentales obtenidos de los análisis PVT realizados en laboratorio. El comportamiento de estas comparaciones se muestra en las figuras 3.6 a 3.20.

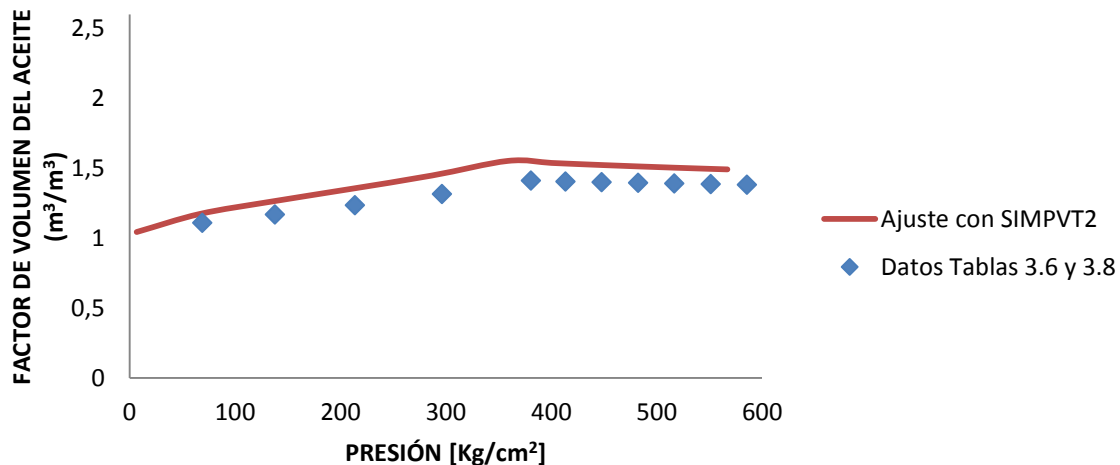


Figura 3.6 Factor de Formación del aceite B_o @ 59°C (Trión-1)

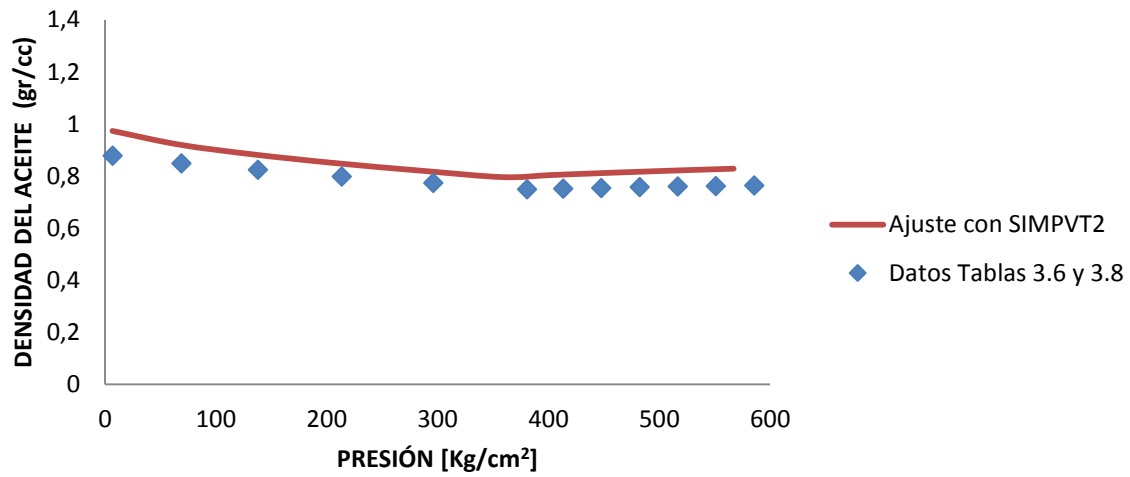


Figura 3.7 Densidad del aceite ρ_o @ 59°C (Trión-1)

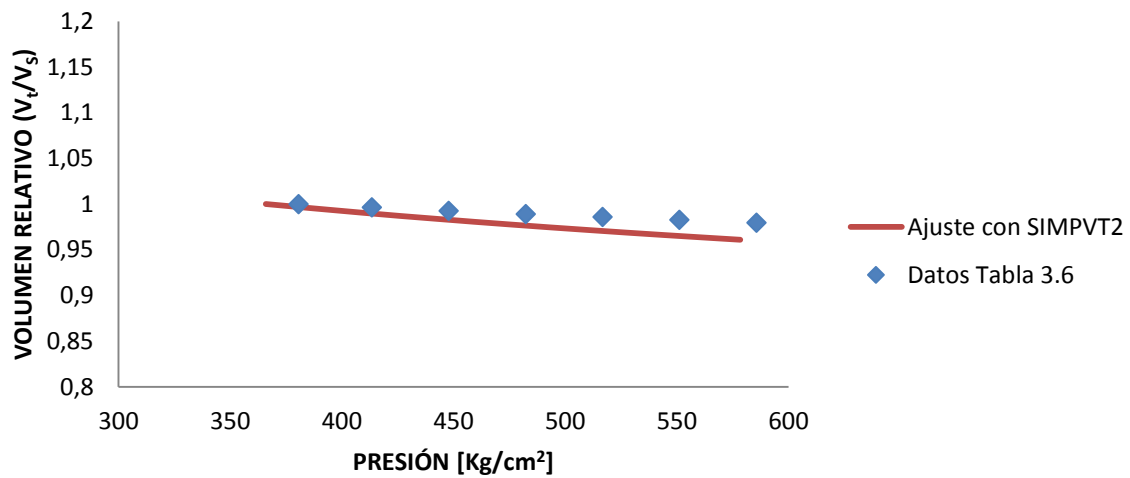


Figura 3.8 Volumen relativo @ 59°C (Trión-1)

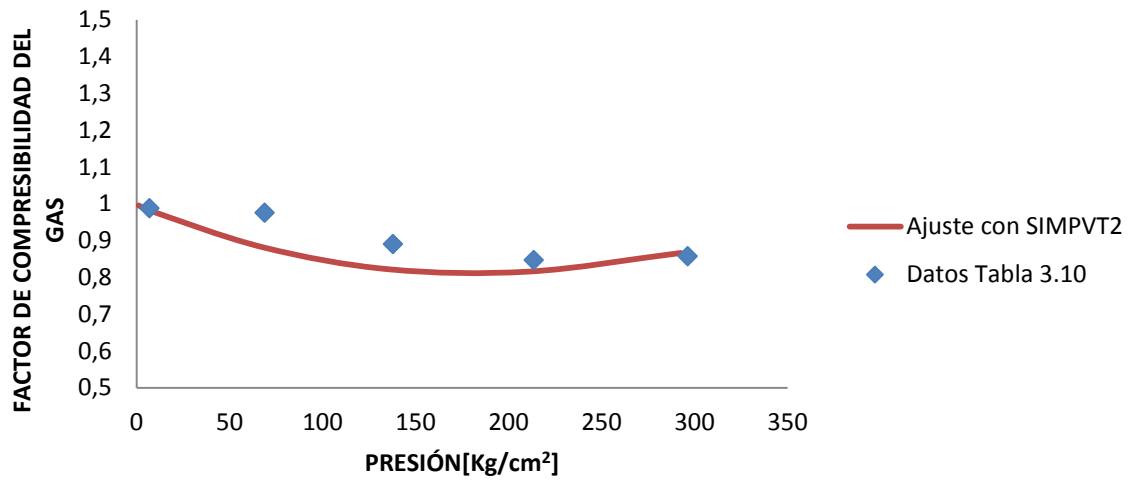


Figura 3.9 Factor de compresibilidad del gas Z @ 59°C (Trión-1)

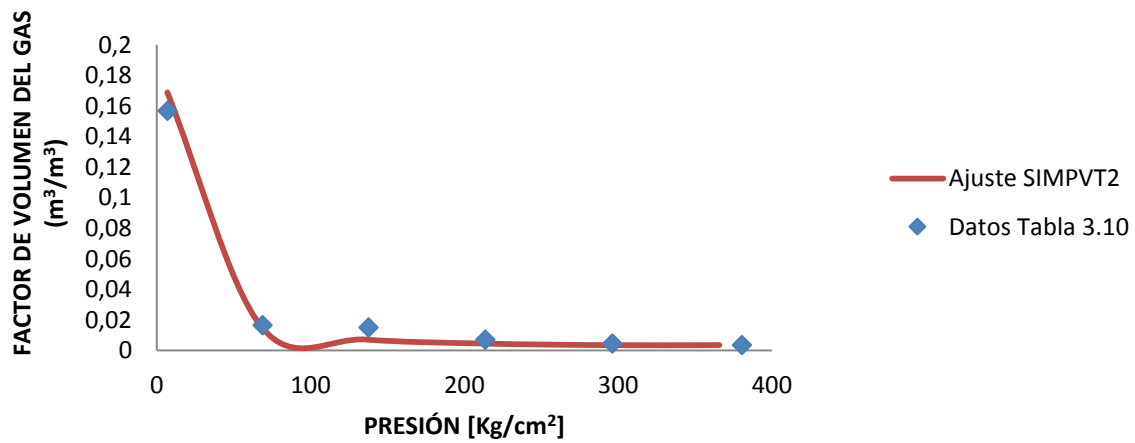


Figura 3.10 Factor de volumen del gas B_g @ 59°C (Trión-1)

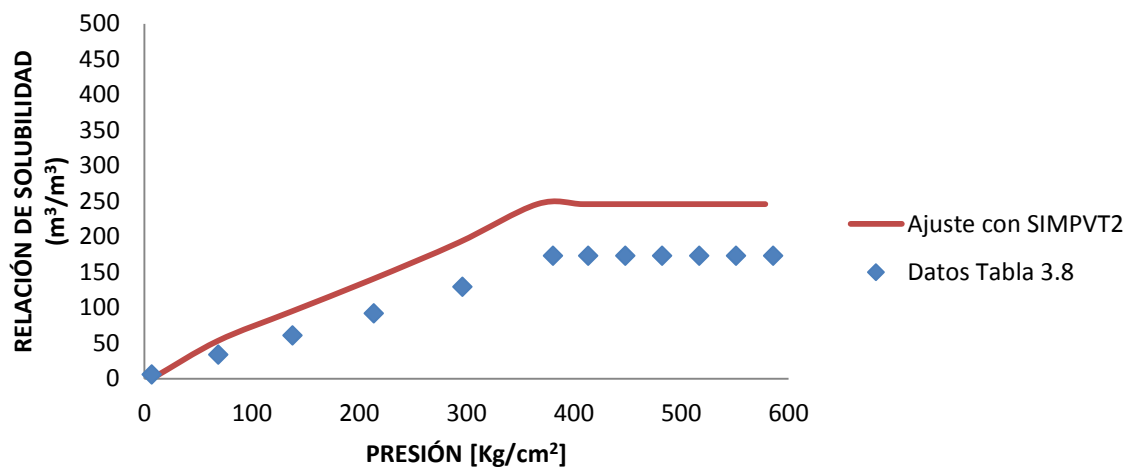


Figura 3.11 Relación de solubilidad R_s @ 59°C (Trión-1)

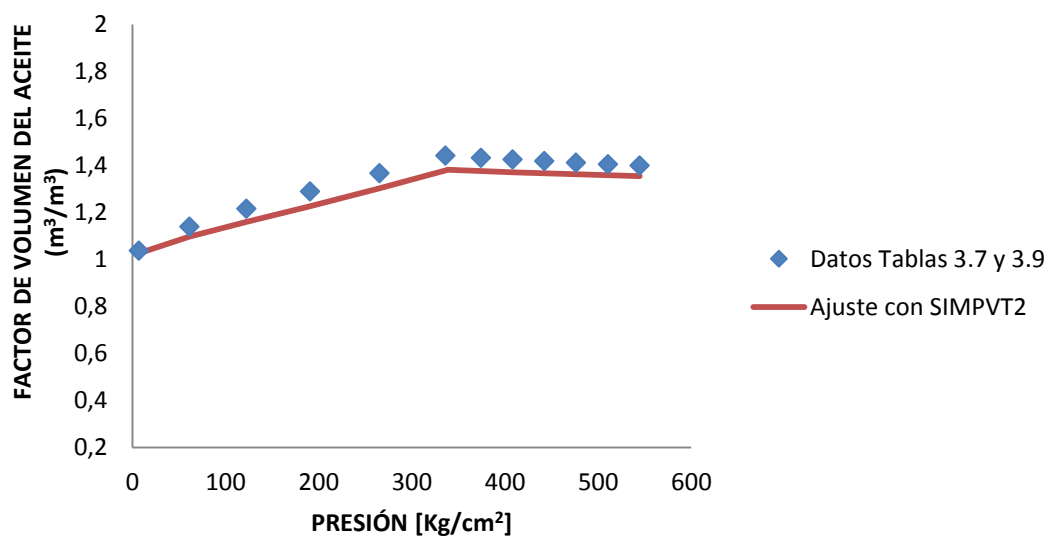


Figura 3.12 Factor de formación del aceite B_o @ 31.79°C (Supremus-1)

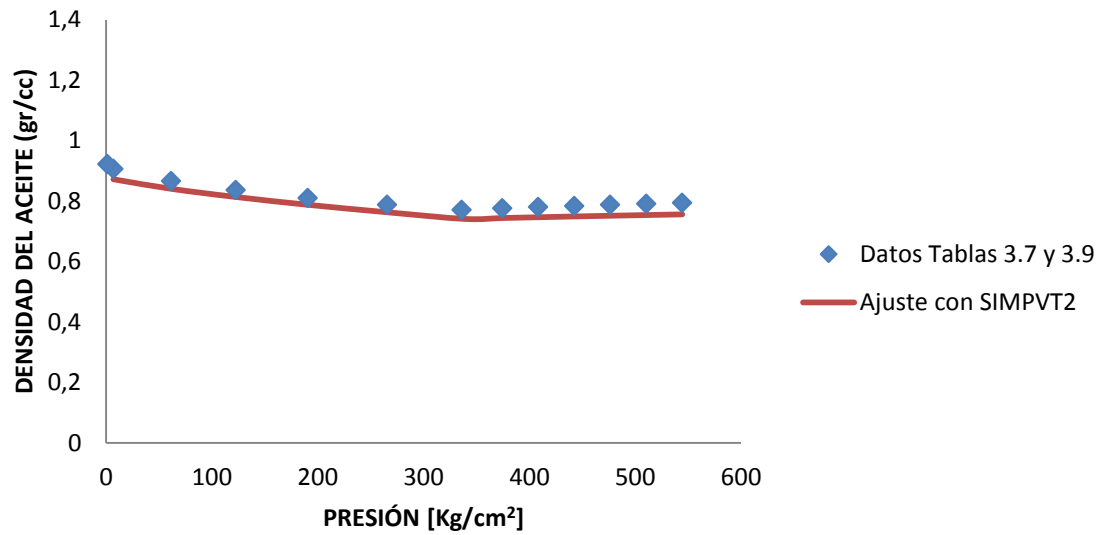


Figura 3.13 Densidad del aceite ρ_o @ 31.79°C (Supremus-1)

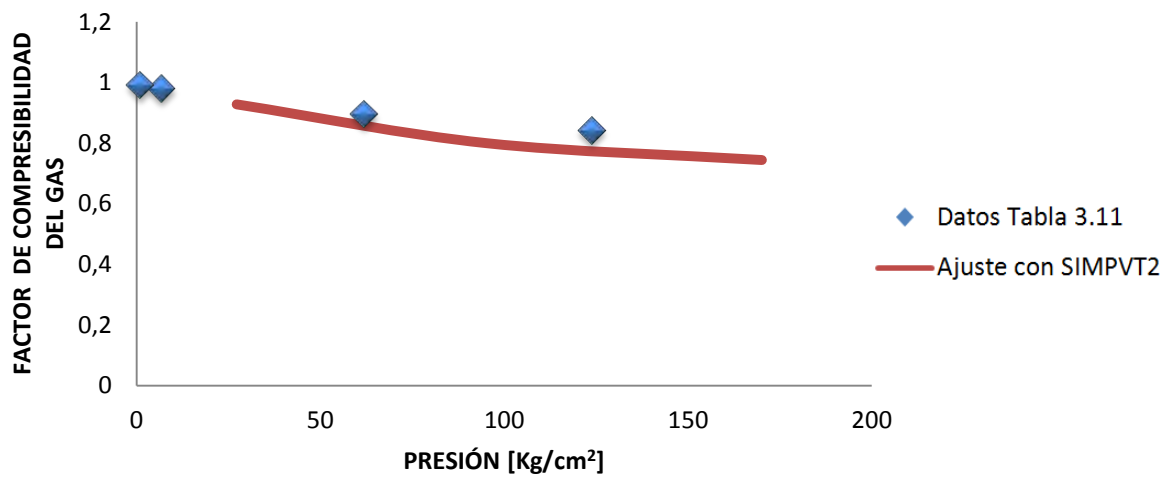


Figura 3.14 Factor de compresibilidad del gas Z @ 31.79°C (Supremus-1)

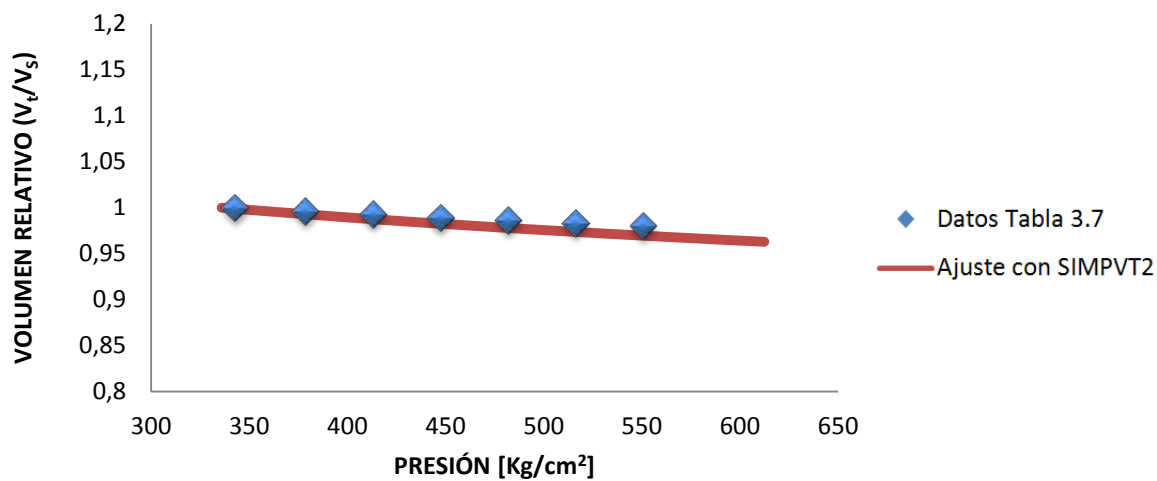


Figura 3.15 Volumen relativo @ 31.79°C (Supremus-1)

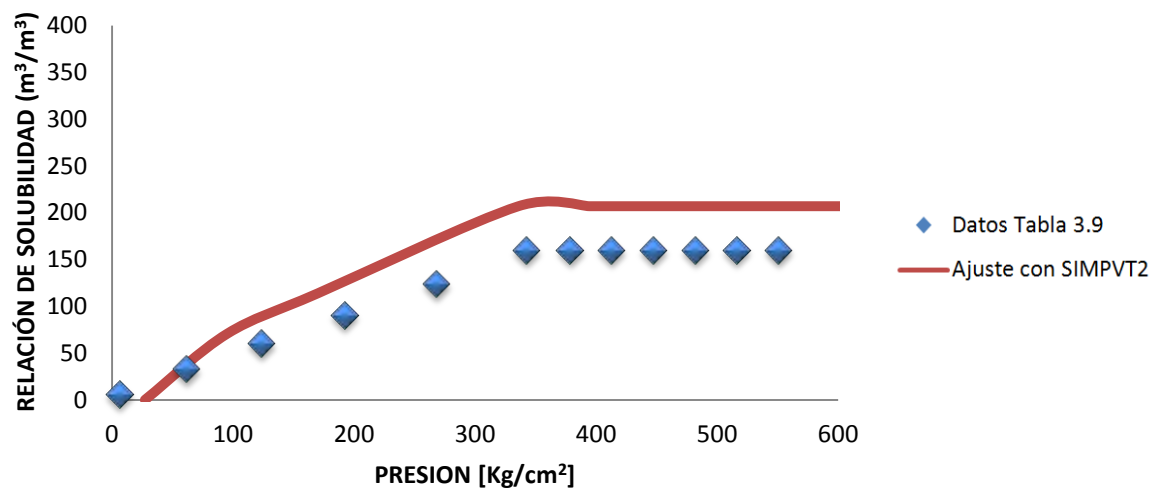


Figura 3.16 Relación de solubilidad R_s @ 31.79 °C (Supremus-1)

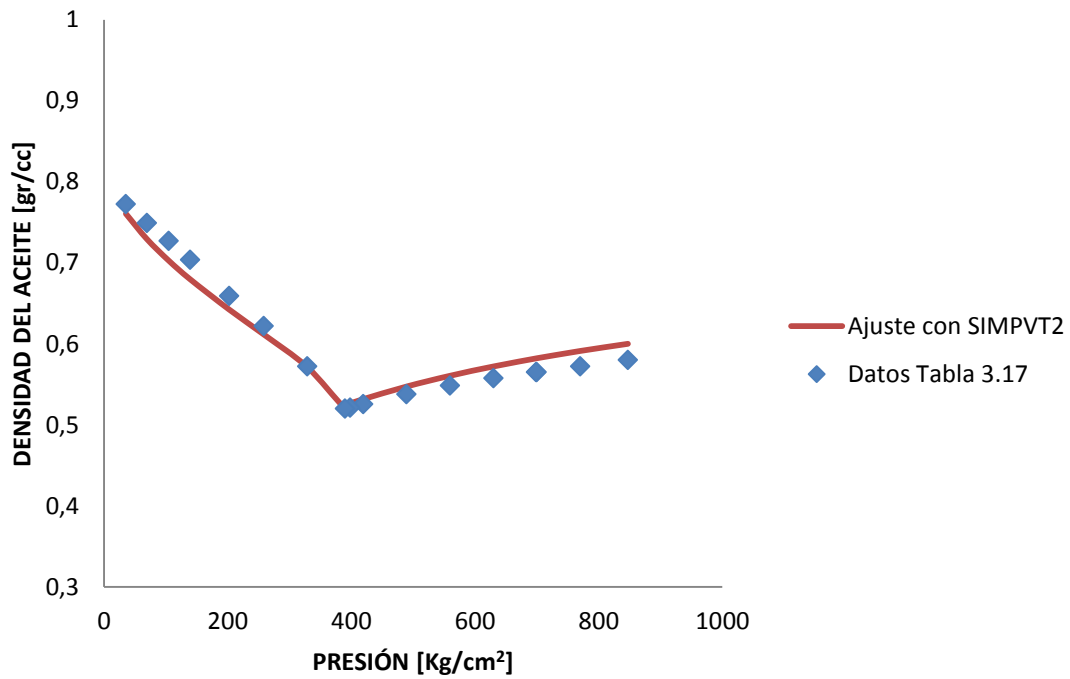


Figura 3.17 Densidad del aceite ρ_o @ 76.5 °C (Maximino-1)

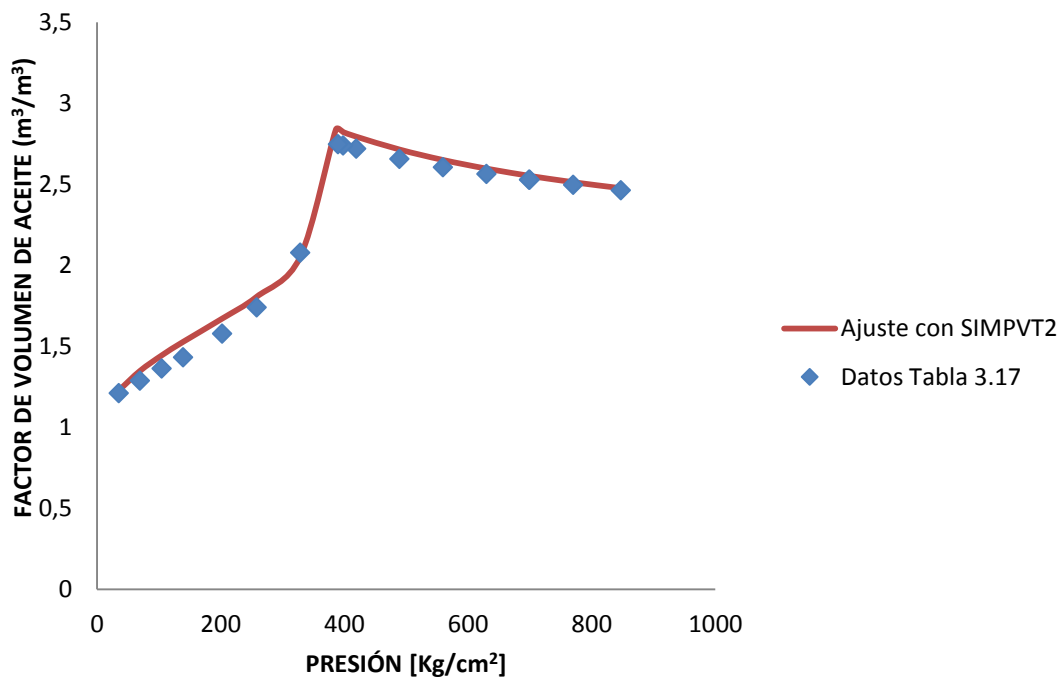


Figura 3.18 Factor de formación del aceite B_o @ 76.5°C (Maximino-1)

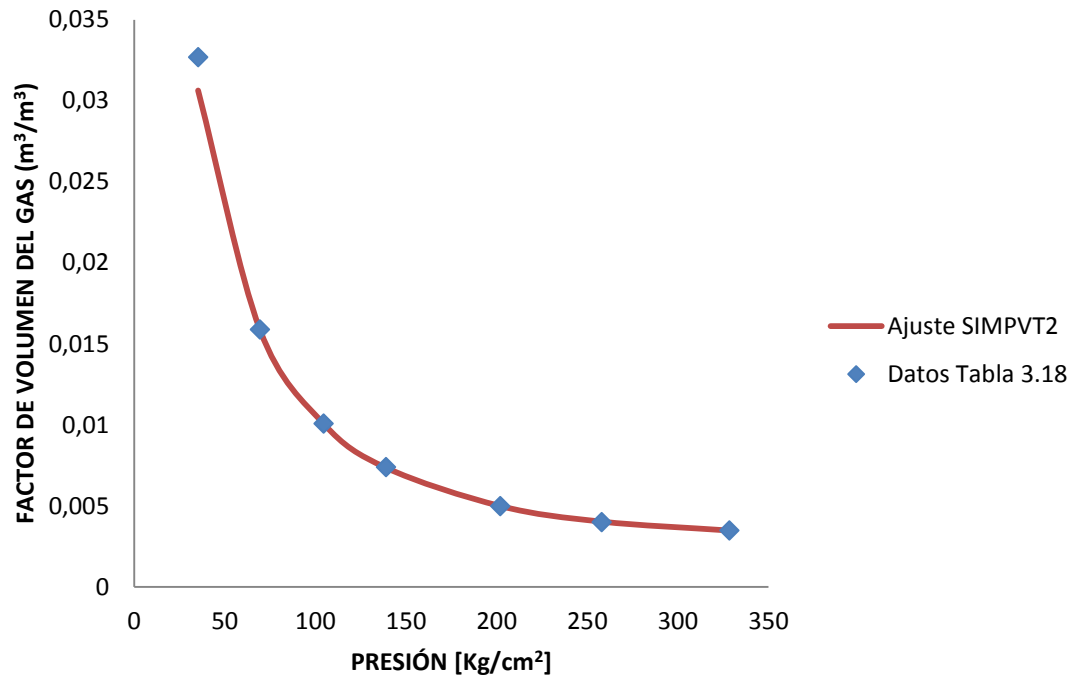


Figura 3.19 Factor de volumen del gas B_g @ 76.5°C (Maximino-1)

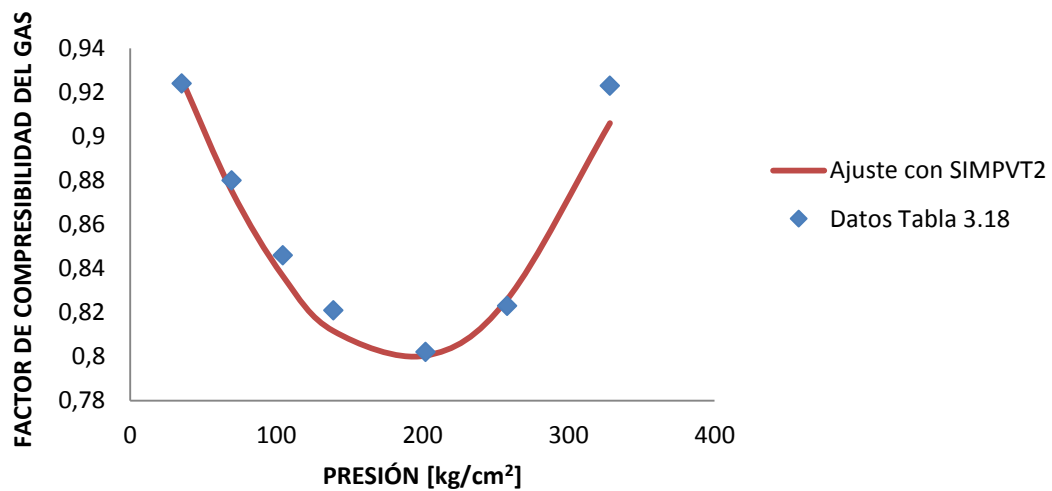


Figura 3.20 Factor de compresibilidad del gas Z @ 76.5°C (Maximino-1)



3.8 MODELO DE DEL RIO *ET AL* (2009) PARA CRUDOS PROPENSOS A LA PRECIPITACION DE ASFALTENOS

La identificación de las condiciones en las que precipitan los sólidos es el primer paso en la búsqueda de una solución para un problema potencial asociado con la presencia de sólidos. Para identificar estas condiciones, se llevan a cabo programas experimentales de laboratorio con antelación a cualquier plan de desarrollo en campos.

Uno de los métodos de aseguramiento de flujo más utilizados es la técnica de dispersión de luz (LST), o sistema de detección de sólidos (SDS), la cual utiliza luz cuya longitud de onda se encuentra en el espectro cercano al infrarrojo, para examinar los fluidos a medida que precipitan los sólidos, ya sea isotérmicamente con la reducción de la presión, o isobáricamente con la reducción de la temperatura. La celda PVT para esta técnica utiliza un tubo de vidrio transparente, que contiene un mezclador en forma magnética. Una fuente de luz cercana al infrarrojo, colocada en uno de los lados de la celda, genera luz a una energía de transmitancia específica. Cuando los sólidos precipitan, dispersan la luz, reduciendo la energía de transmitancia de la luz, detectada por los sensores de fibra ópticos situados al otro lado de la celda. La respuesta de los cambios de fase de un aceite vivo por medio de la técnica de dispersión de luz se muestra en la figura 3.21.

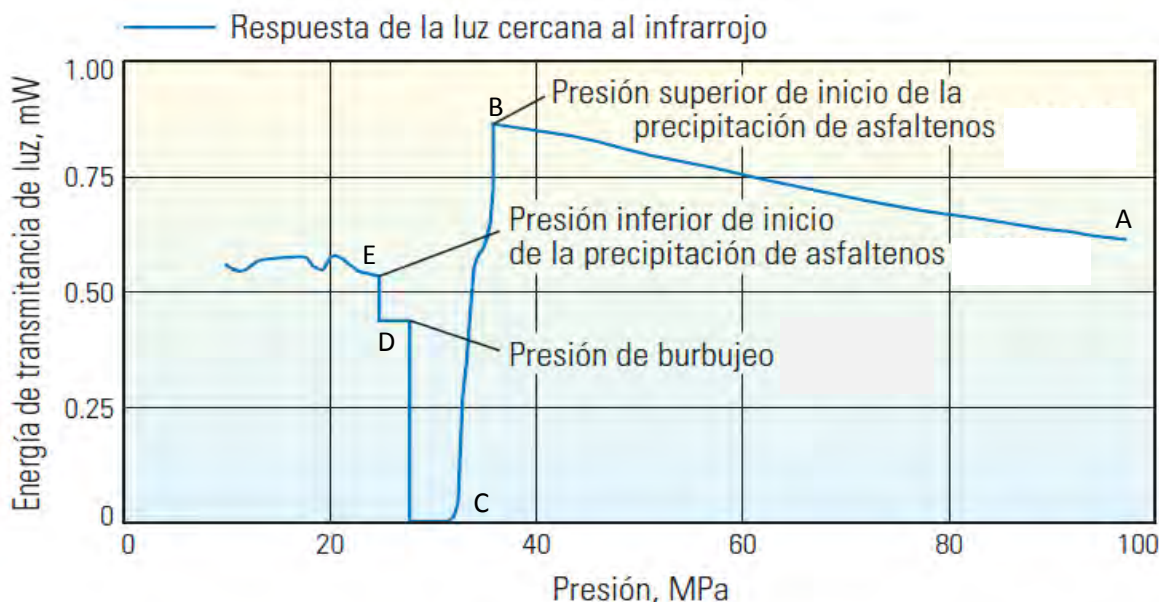


Figura 3.21 Comportamiento típico de la respuesta de la técnica (LST) de un aceite vivo

Los fenómenos que se presentan en la gráfica 3.24 resultante de la técnica de dispersión de luz son: Del punto “A” al punto “B” la energía de transmitancia de luz se incrementa, porque el fluido menos denso permite una mayor transmitancia de luz. En el punto “B” la señal de transmitancia de luz cae drásticamente, lo que indica el comienzo de la precipitación de asfaltenos. Del punto “B” al punto “C”, la transmitancia cae cada vez más, ya que los grupos grandes y los flóculos de los asfaltenos dispersan toda la luz. Del punto “C” al punto “D”, la transmitancia de luz se incrementa al formarse burbujas de gas en el punto de burbujeo. Del punto “D” al punto “E” conforme la presión continua disminuyendo, la transmitancia de luz varía bruscamente; este es el valor en el que los asfaltenos comienzan a redisolverse. Este es el punto inferior de la precipitación de los asfaltenos.

Por medio de esta técnica de dispersión de luz es posible construir la envolvente de precipitación de asfaltenos completa, como se muestra en la figura 3.22.

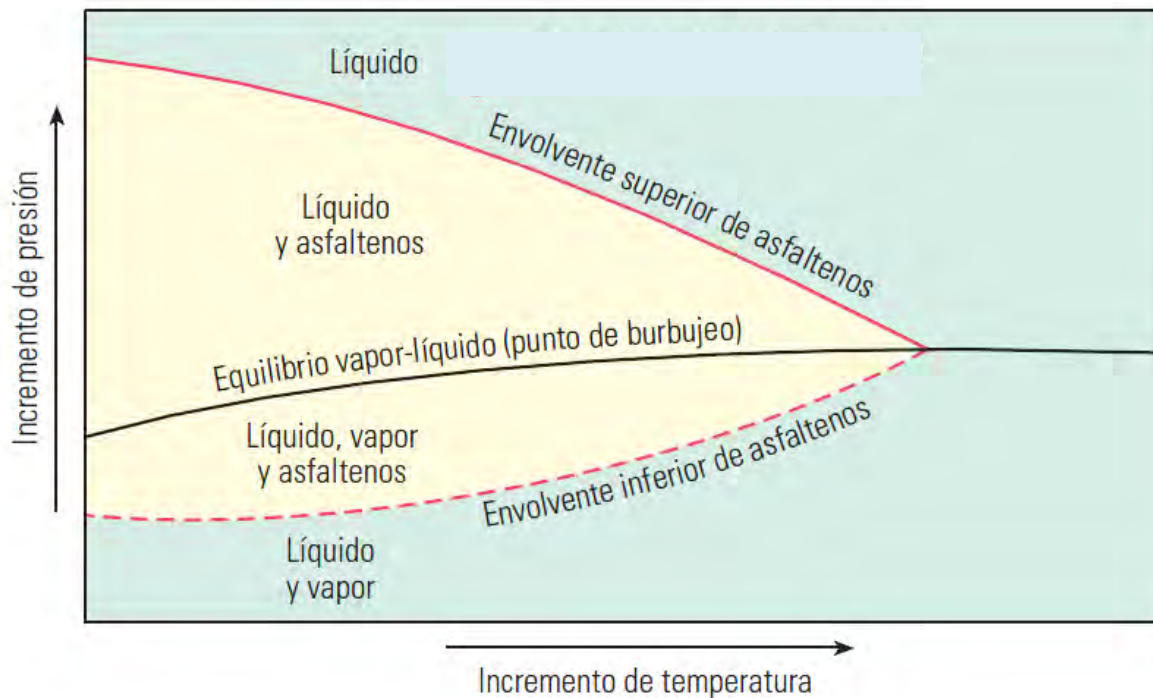


Figura 3.22 Envoltente de precipitación de asfaltenos.

Para este estudio se utilizó el método de **Del Rio et al (2009)** para el cálculo rápido y de pocos requerimientos para predecir el comportamiento de crudos asfálticos. Este método permite identificar las curvas onset de precipitación de asfaltenos y la curva de punto de burbujeo de crudos asfálticos, en un rango amplio de temperaturas (ver anexo A).

3.9 MODELO INVERSO DE DEL RIO *ET AL* PARA OBTENER LA COMPOSICION SARA

Como se pudo notar en el modelo de **Del Rio et al (2009)**, las ecuaciones para calcular las presiones onset y de burbuja requieren las fracciones peso de los componentes saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA). Los análisis PVT realizados en estos pozos solo contaron con las pruebas básicas mencionadas anteriormente.



La separación SARA considera al crudo dividido en cuatro clases químicas principales, basadas en sus diferencias de polaridad y solubilidad; estas cuatro fracciones SARA son los saturados (S), aromáticos (A), resinas (R), y asfaltenos (A) (ver figura 3.23).

Saturados: Los saturados (alifáticos) son hidrocarburos no polares, sin doble cadena, que incluyen alcanos de cadena lineal y ramificados, además de cicloalcanos (naftenos). Los cicloalcanos contienen uno o más anillos, los cuales pueden tener varios alquilos. La proporción de saturados en el crudo normalmente disminuye con el incremento del peso molecular; por lo tanto los saturados son la fracción más ligera del aceite crudo. La cera es una sub-clase de los saturados, consiste principalmente en alcanos de cadena lineal, principalmente de C₂₀ a C₃₀; la cera precipita como una partícula sólida a bajas temperaturas.

Aromáticos: El término aromáticos se refiere al benceno y sus derivados. Los aromáticos son comunes en todo el petróleo, y por mucho la mayoría de los aromáticos contiene cadenas alquilo y anillos cicloalcanos, con adicionales anillos aromáticos. Los aromáticos son frecuentemente clasificados como mono-, di-, y tri-aromáticos, dependiendo del número de anillos aromáticos presente en la molécula. Moléculas aromáticas de alto peso molecular y polares pueden caer en las fracciones de resina o asfaltenos.

Resinas: Esta fracción comprende moléculas polares que frecuentemente contienen heteroátomos como nitrógeno, oxígeno o sulfuros. La fracción resina operacionalmente se define como la fracción soluble en alcanos ligeros, como pentano y heptano pero insoluble en propano líquido. Las resinas tienen una alta relación H/C en comparación con los asfaltenos. Tienen estructuras similares a los asfaltenos, pero menores en peso molecular.

Asfaltenos: La fracción de asfalteno se define como la fracción de crudo que precipita en alcanos ligeros, como el pentano, hexano y heptano, y soluble en solventes aromáticos como benceno y tolueno. La fracción asfaltenos contiene alto



porcentaje de heteroátomos (O, S, N) y constituyentes organometálicos (Ni, V, Fe) en el aceite. La estructura de los asfaltenos consiste de agrupaciones de aromáticos policíclicos, unidos con cadenas alifáticas.

En el fraccionamiento SARA, los asfaltenos se separan de los otros componentes de los hidrocarburos mediante el agregado de un hidrocarburo parafínico de bajo peso molecular. Los componentes remanentes denominados maltenos, son fraccionados haciendo pasar la mezcla a través de una columna con sílica o alumina como material absorbente. Cada componente es removido de la columna mediante el lavado con diversos solventes. La figura 3.24 representa de manera esquemática el procedimiento SARA.

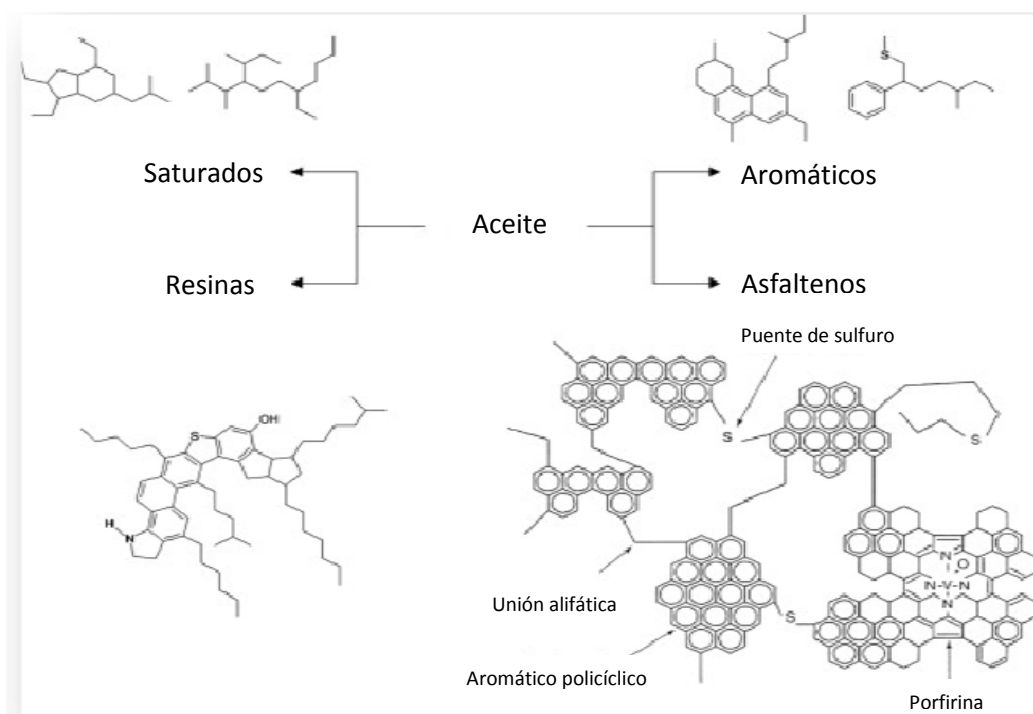


Figura 3.23 Estructura de los cuatro principales componentes en el aceite.

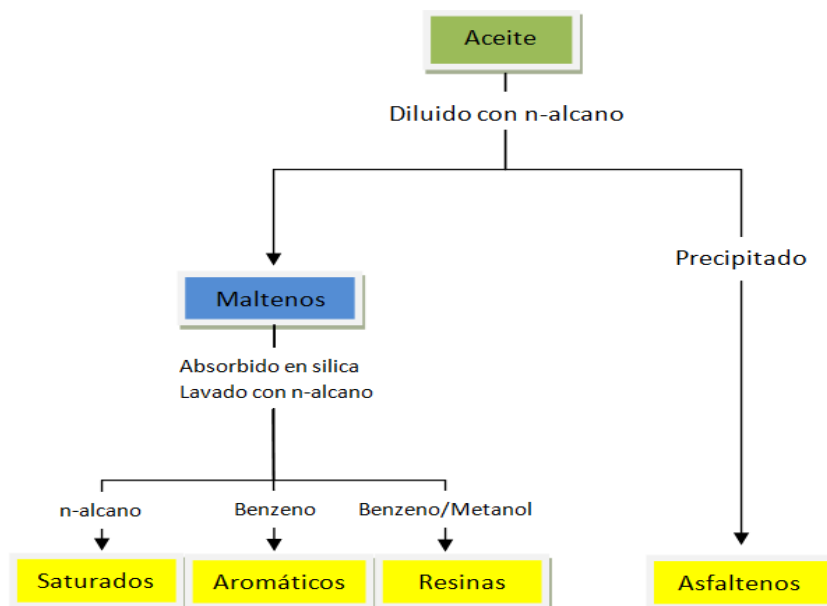


Figura 3.24 Esquema del procedimiento SARA

De manera experimental se puede emplear el método HPLC (High Performance Liquid Chromatography) el cual es un método eficiente para realizar el procedimiento de separación SARA. Usualmente el primer paso consiste en precipitar el asfalteno por medio de alcanos como pentanos, hexanos o pentanos. Las fracciones restantes (SAR) se diluyen en algún n-alcano, que funciona como fase móvil, se inyectan en la válvula de entrada del sistema HPLC directo a las columnas de separación que contienen en su interior sílica o alumina. Los saturados que no tienen retención con el material de la columna, son eluidos primero y revelados por un detector de índice de refractividad, mientras que los componentes aromáticos y las resinas son atrapados dentro de los espacios vacíos de la columna de sílica o alumina. Después los aromáticos son eluidos de la columna por solventes de polaridad media (benceno o tolueno) los cuales son revelados por el detector de rayos ultravioleta y por el detector de índice de refractividad. Las resinas deben ser eluidas con una fase móvil más polar (benceno o metanol). Las distintas fracciones se recolectan en recipientes distintos. En cada uno de las fracciones recolectadas se hace evaporar el



solvente, e incluyendo el resultado de los asfaltenos se obtiene la distribución SARA de cada fracción. La figura 3.25 muestra el sistema HPLC.

Por primera vez en la literatura se utiliza el modelo de **Del Rio et al**, de una manera inversa para estimar las fracciones peso de los componentes SARA, a partir del conocimiento de valores de presión de burbuja a diferentes valores de temperatura, y de las fracciones mol de los componentes ligeros.

En un primer intento de estimación de los resultados requeridos, se construyó un sistema de cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas para determinar la composición SARA, con las ecuaciones para obtener la presión de burbujeo desarrolladas en el trabajo anteriormente mencionado. El sistema resultó ser muy rígido por lo que los valores obtenidos, no fueron aceptados. En un segundo intento se realizó un acoplamiento de las fracciones peso de los componentes SARA de los aceites estudiados en el trabajo desarrollado por **Del Rio et al (2009)**, junto con los datos conocidos de los pozos Trión-1, Supremus-1 y Maximino-1 (envolventes de fases y fracciones mol de compuestos ligeros) en las ecuaciones para determinar la presión de burbujeo hasta obtener la mejor aproximación a los valores experimentales de presión de burbuja.

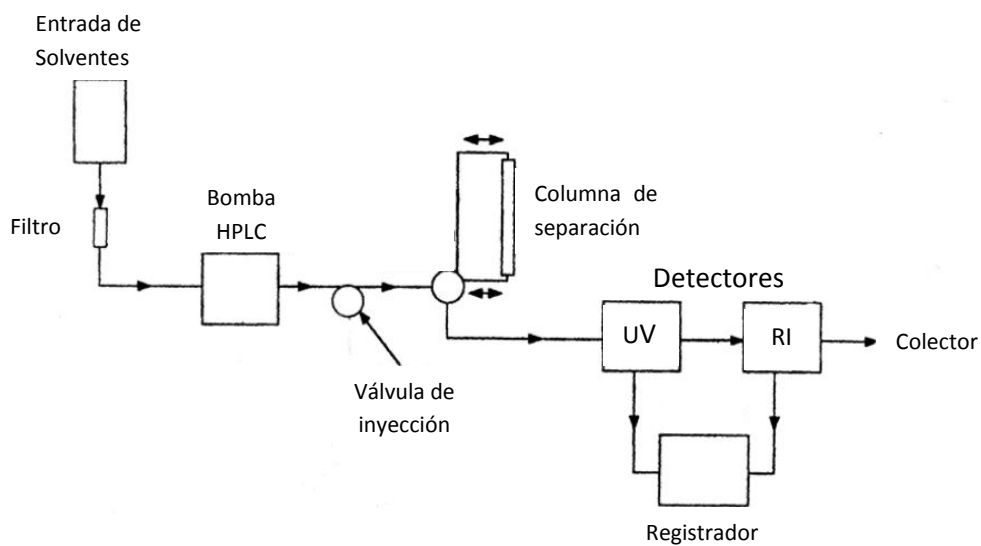


Figura 3.25 Esquema del sistema HPLC para obtener fraccionamiento SARA

Cuando se obtienen valores aproximados de la composición SARA, es factible modificar la pendiente B^{bp} dentro de rangos de error aceptables para tener una precisión mejor de los resultados. Entonces, para obtener resultados aceptables nos apoyamos del complemento Solver de EXCEL, que sirve para optimizar resultados de sistemas de ecuaciones no lineales. Entonces conociendo los valores de la composición SARA, se construye la curva de comienzo de precipitación de asfaltenos por medio de las ecuaciones para obtener p^{upp} . Al igual que B^{bp} , se modificó B^{upp} ligeramente para obtener el comportamiento de la curva de comienzo de la precipitación, dentro de un comportamiento típico. Los resultados obtenidos de la metodología anterior se muestran en la tabla 3.17.

Tabla 3.21 Composición SARA estimada por medio del modelo de **Del Rio et al (2009)**

Aceite	S(% peso)	A (%peso)	R (%peso)	A(%peso)	B^{upp}	B^{bp}
Trión-1	62.7	35	2.1	0.2	0.0505	0.045
Supremus-1	58	26.7	14.4	0.9	0.04	0.06258
Maximino-1	69.25	25	5.26	0.48	0.042	0.07904



Las envolventes de precipitación de asfaltenos (APE) de cada uno de los pozos en un diagrama Presión Vs Temperatura, desarrolladas con el método de **Del Rio et al** se muestran en las figuras 3.26, 3.27 y 3.28.

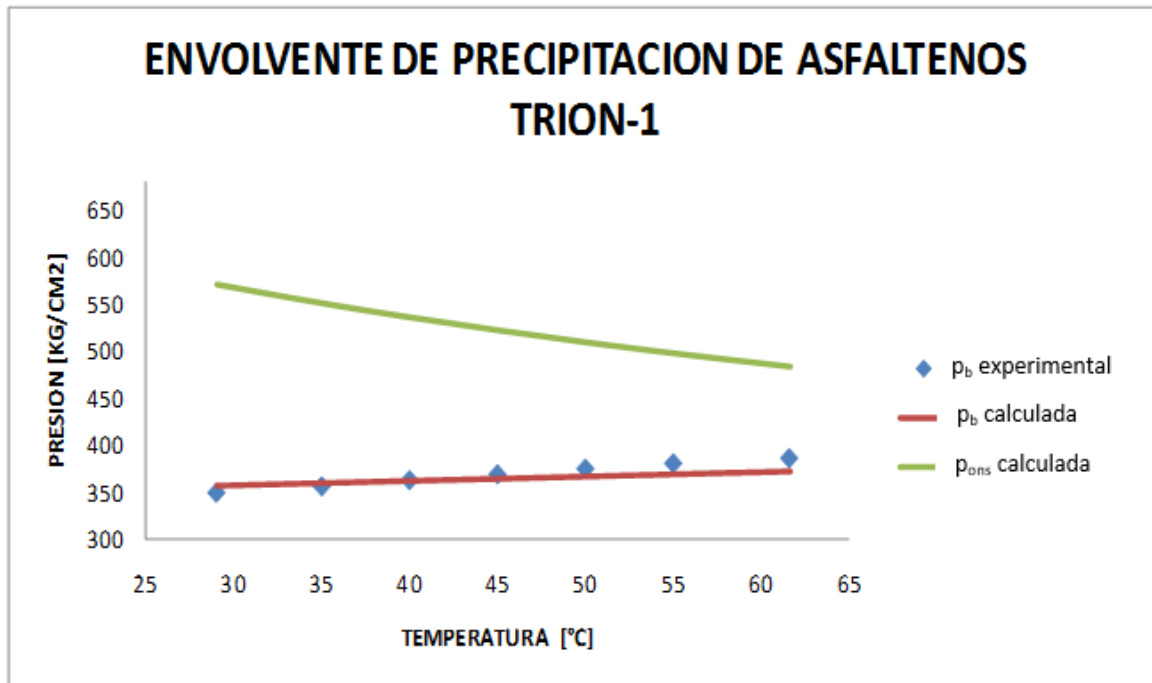


Figura 3.26 Envolvente de precipitación de asfaltenos para el pozo Trión-1, determinada por medio del método de **Del Rio et al (2009)**.

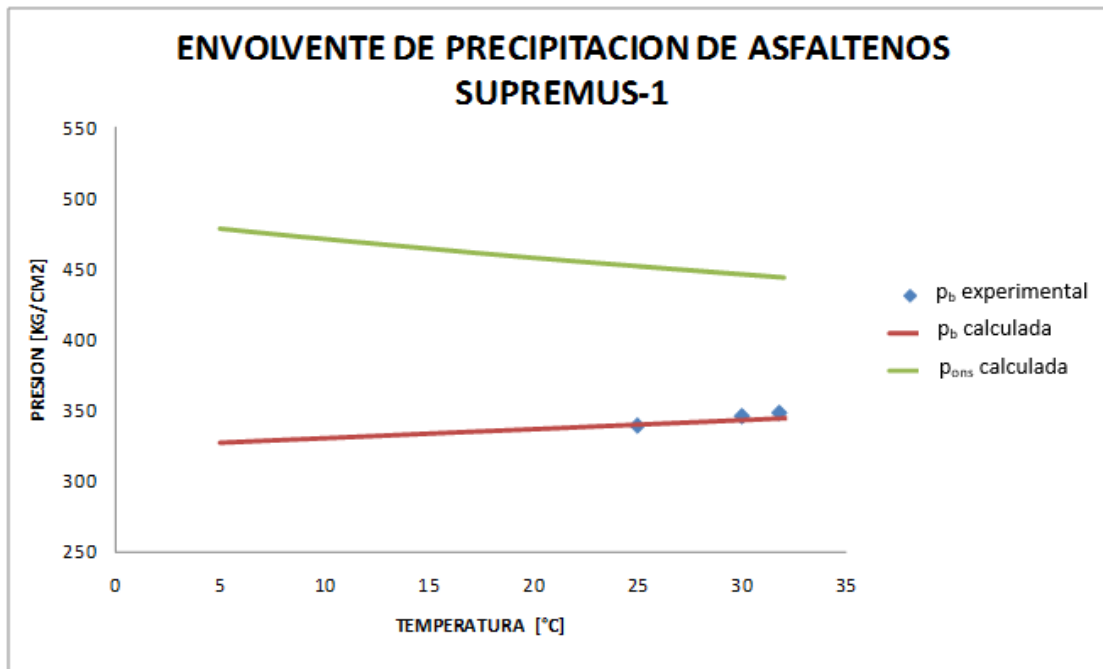


Figura 3.27 Envoltente de precipitación de asfaltenos para el pozo Supremus-1, determinada por medio del método de **Del Rio et al (2009)**.

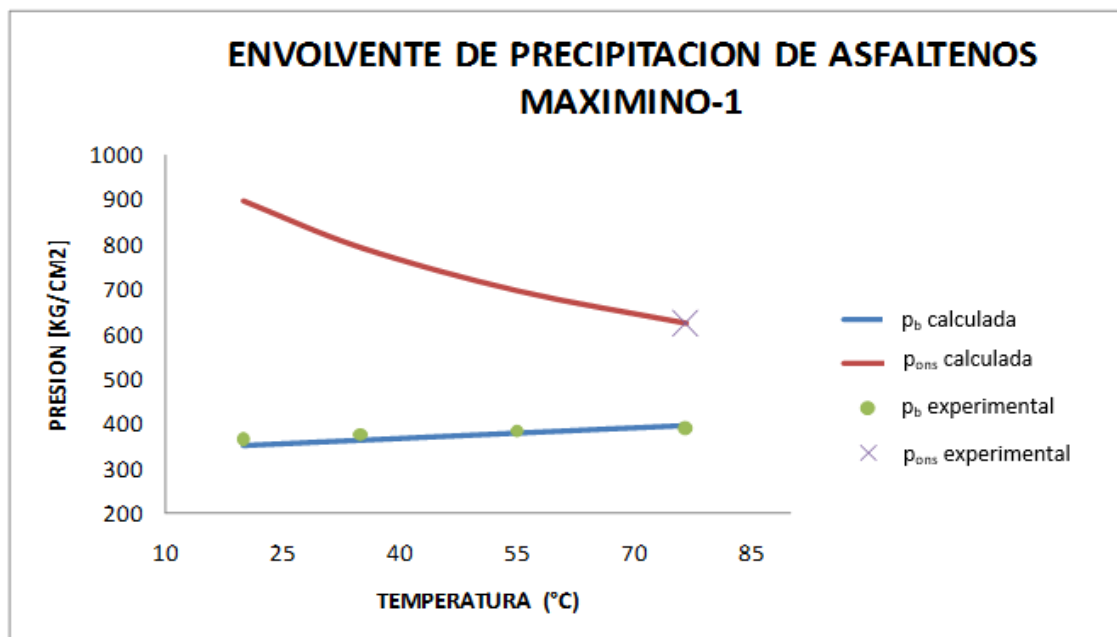


Figura 3.28 Envoltente de precipitación de asfaltenos para el pozo Maximino-1, determinada por medio del método de **Del Rio et al (2009)**.



CAPITULO 4. METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE ESCENARIOS DE PRECIPITACIÓN DE SÓLIDOS EN LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUPUESTOS DE LOS POZOS TRIÓN-1 Y SUPREMUS-1

El método se centra en relacionar el perfil de producción de los pozos y las curvas de formación de sólidos, para:

- (a) Predecir el lugar del aparejo o sistema submarino donde se inicie la precipitación/depositación de los orgánicos,
- (b) Determinar las condiciones a las cuales los fluidos “entran” en la zona de formación de los sólidos, y con esto,
- (c) Proponer estrategias de tratamiento o remediación de estos fenómenos.

Los perfiles de producción supuestos para cada pozo se calcularon mediante el programa de simulación de procesos HYSYS en forma composicional. Para tal efecto, se utilizó una descripción rigurosa multicomponente / multifásica del flujo en el sistema, y la ecuación de estado de Peng-Robinson, la que se ajustó previamente al análisis PVT disponible de los aceites; y se describió el comportamiento de los fluidos en régimen permanente dentro de un sistema submarino de producción básico, compuesto por el pozo, la línea de flujo sobre el lecho marino (*tie-back*) y un riser de producción. Esta configuración o arquitectura submarina básica, propuesta para los pozos en este estudio, se presentan en la figura 4.1, representando una arquitectura de pozo satélite; ésta comprende un pozo totalmente vertical con un árbol submarino sin restricción de flujo, una línea de flujo sobre el lecho marino totalmente horizontal (no se obtuvo la información topográfica del fondo del mar), y un riser de producción vertical.



Para proponer las condiciones iniciales de producción se construyó una curva de IPR generalizada por medio del método de Patton y Goland (1980) para predecir el comportamiento de los pozos (figuras 4.2, 4.3 y 4.4); estos parámetros junto con los considerados para construir el perfil de producción para cada pozo estudiado, se muestran en la tabla 4.1.

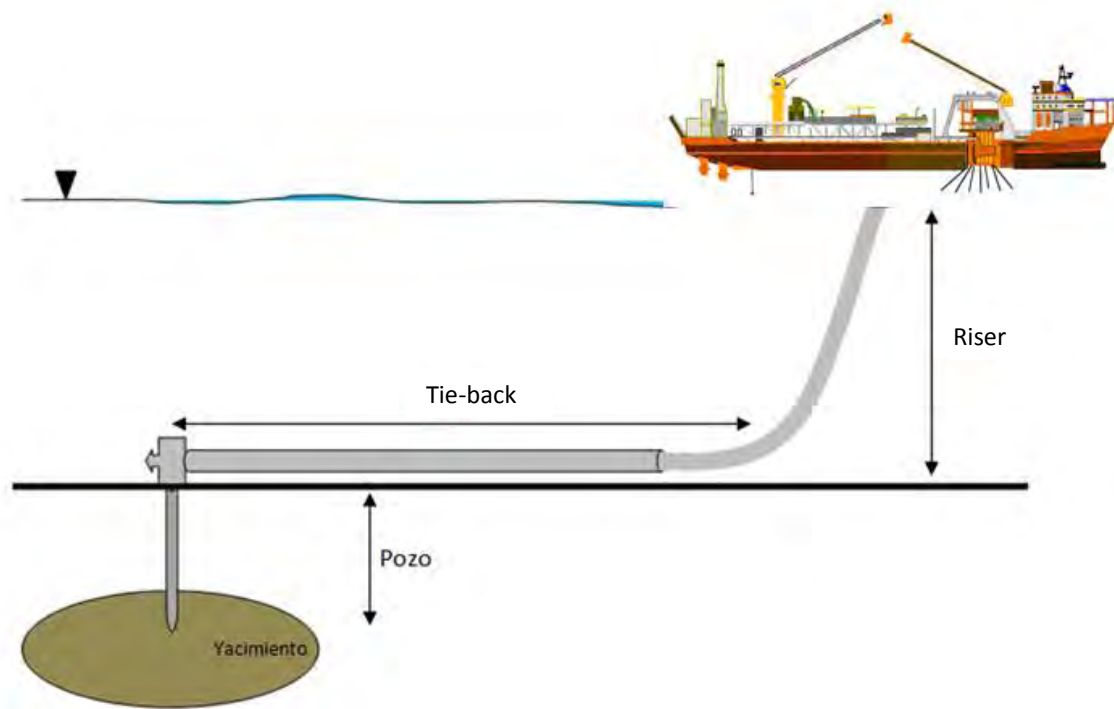


Figura 4.1 Configuración supuesta del sistema de producción marino.



Tabla 4.1 Parámetros considerados para determinar el perfil de producción.

Parámetro	Trión-1	Supremus-1	Maximino-1
°API	29	27	43
$q_{inic\ IPR}$	5000 BPD	5000 BPD	5000 BPD
q_o	5000 BPD	5000 BPD	10000 BPD
P_{ws}	468.28 Kg/cm ²	396.06 Kg/cm ²	698.85 Kg/cm ²
P_{wf}	418.28 Kg/cm ²	346.05 Kg/cm ²	648.85 Kg/cm ²
Material	Acero inoxidable	Acero inoxidable	Acero Inoxidable
D. Interno TP	5.14 pg	5.14 pg	5.14 pg
Longitud TP	1600 m	800 m	2380 m
D. Interno Tie-back	9.13 pg	9.13 pg	9.13 pg
Longitud Tie-back	30 Km	30 Km	30 Km
D. Interno Riser	9.13 pg	9.13 pg	9.13 pg
Longitud Riser	2500 m	2900 m	3000 m

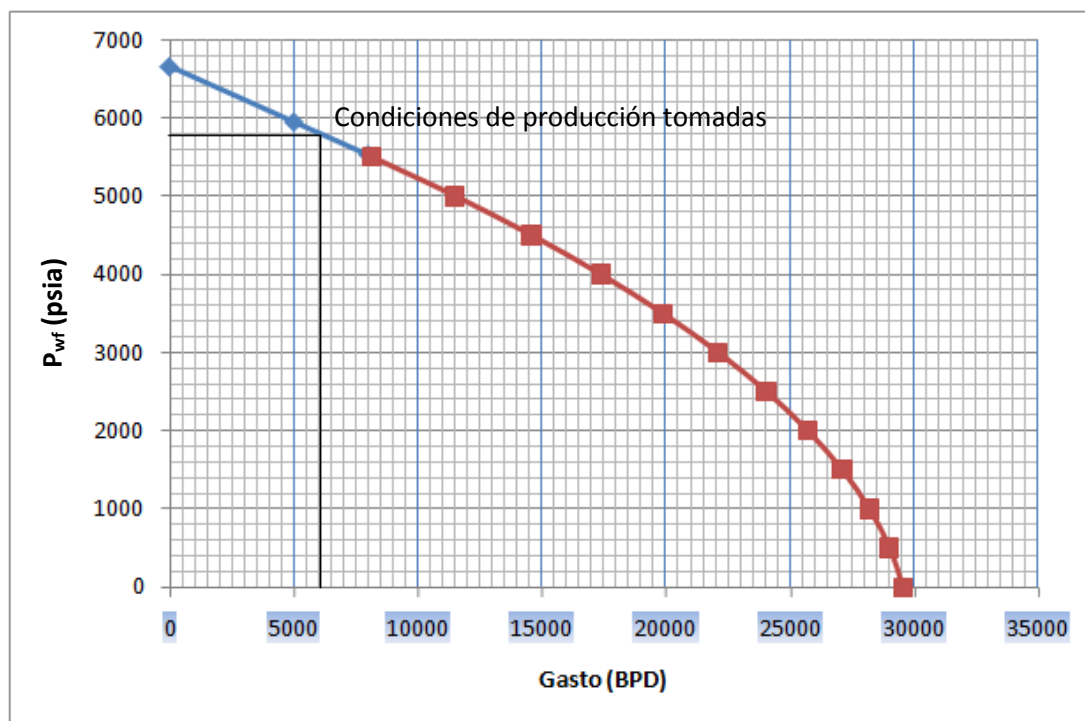


Figura 4.2 Curva de IPR generalizada para el pozo Trión-1.

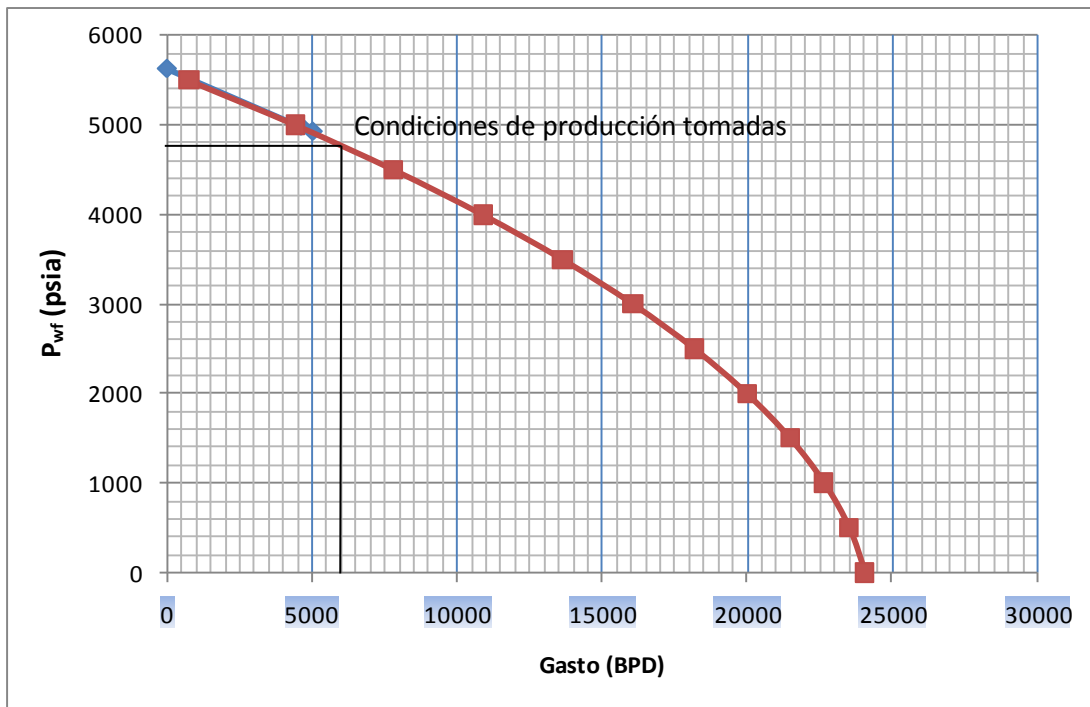


Figura 4.3 Curva IPR generalizada para el pozo Supremus-1.

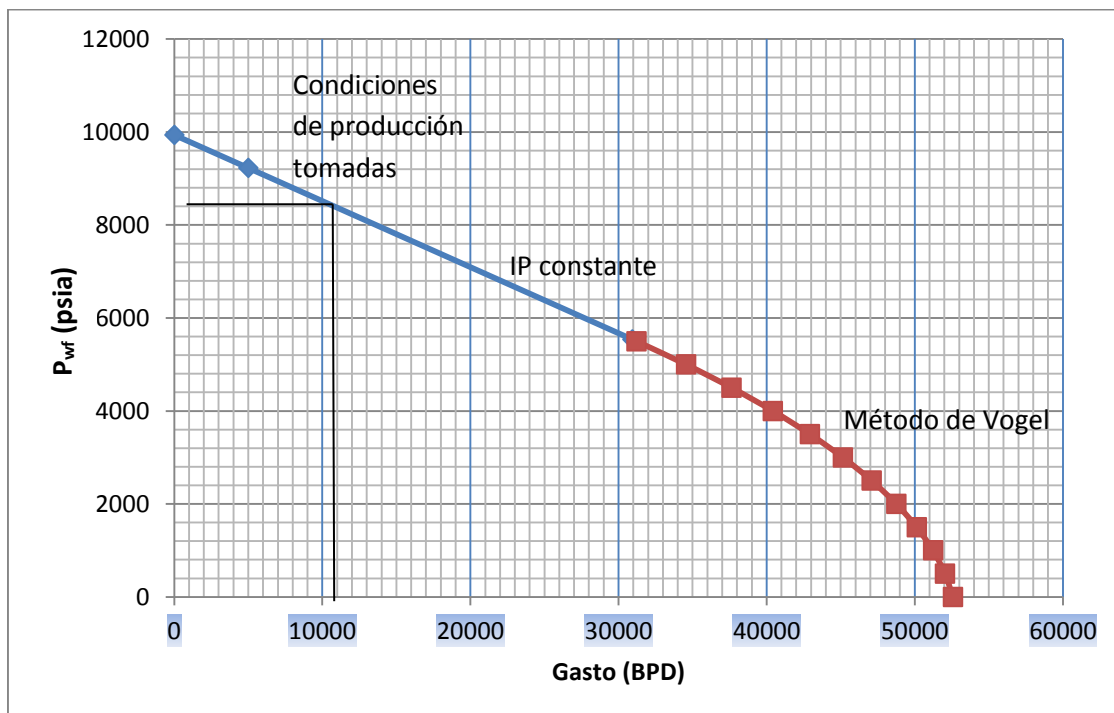


Figura 4.4 Curva IPR Generalizada para el pozo Maximino-1.



El cambio térmico de los fluidos dentro de las tuberías, tie-backs, y risers está fuertemente influenciado por los ambientes que las rodean. Debido al desconocimiento de las propiedades térmicas de la roca y del ambiente marino donde se encuentran estos pozos, para este trabajo se consideraron valores de gradiente conocidos o inferidos. Para el caso de transferencia de calor en el pozo se considera el llamado “gradiente geotérmico normal”, el cual tiene un valor aproximado de 2.5 a 3 grados Celsius por cada 100 metros. En el tie-back por considerarlo totalmente horizontal se considera una temperatura constante de 4°C, la cual es la temperatura típica en el fondo del mar después de 1000 metros de profundidad. Y para el caso del riser de producción se sabe que los cambios de temperatura son muy variables por encima de los 1000 metros de profundidad, y por debajo de esta profundidad se mantiene casi constantes, además de que la temperatura del mar está en función de la salinidad y otros factores; en este trabajo se considera que la temperatura disminuye linealmente con la profundidad.

Los resultados de las simulaciones se muestran en las figuras 4.5 a 4.7, mostrando pares de valores de presión y temperatura en los nodos principales del sistema de producción submarino.

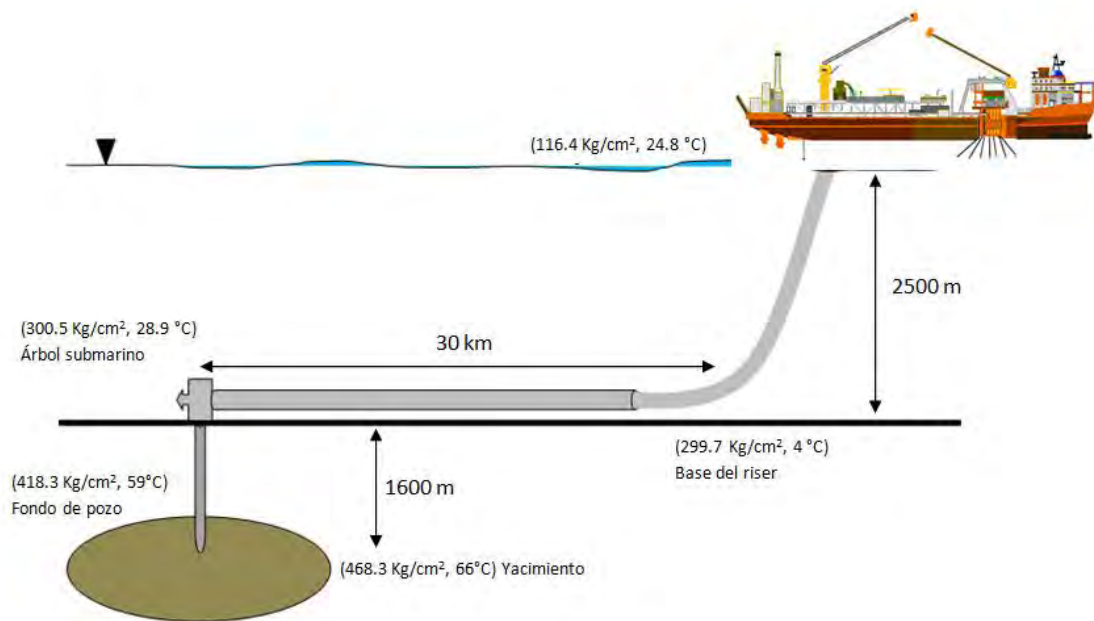


Figura 4.5 Arquitectura submarina propuesta y resultados de cálculo de las condiciones de producción en el pozo Trión-1.

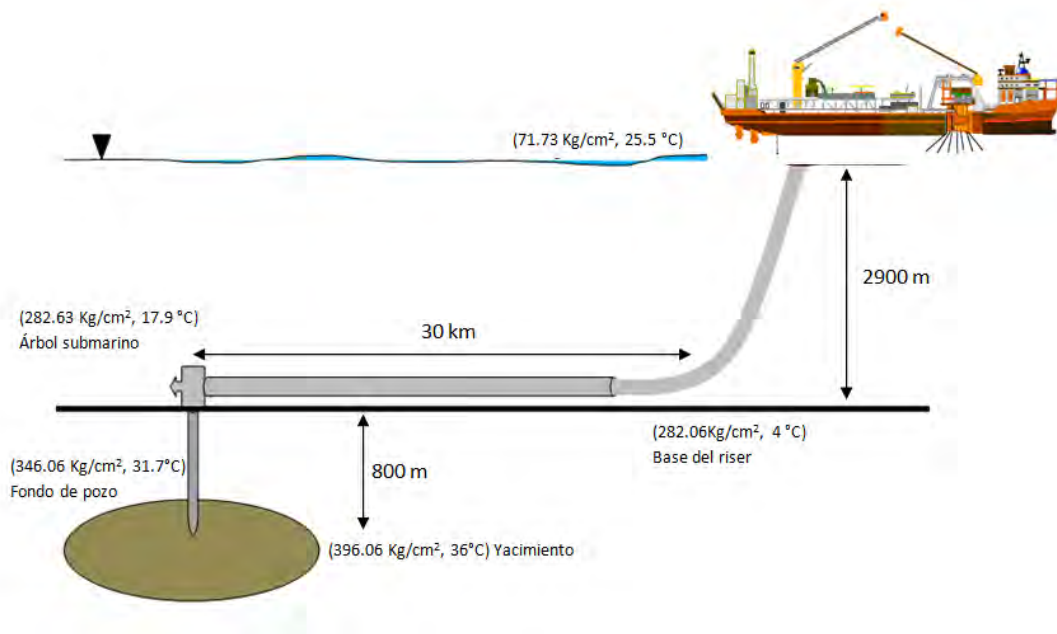


Figura 4.6 Arquitectura submarina propuesta y resultados de cálculo de las condiciones de producción en el pozo Supremus-1.

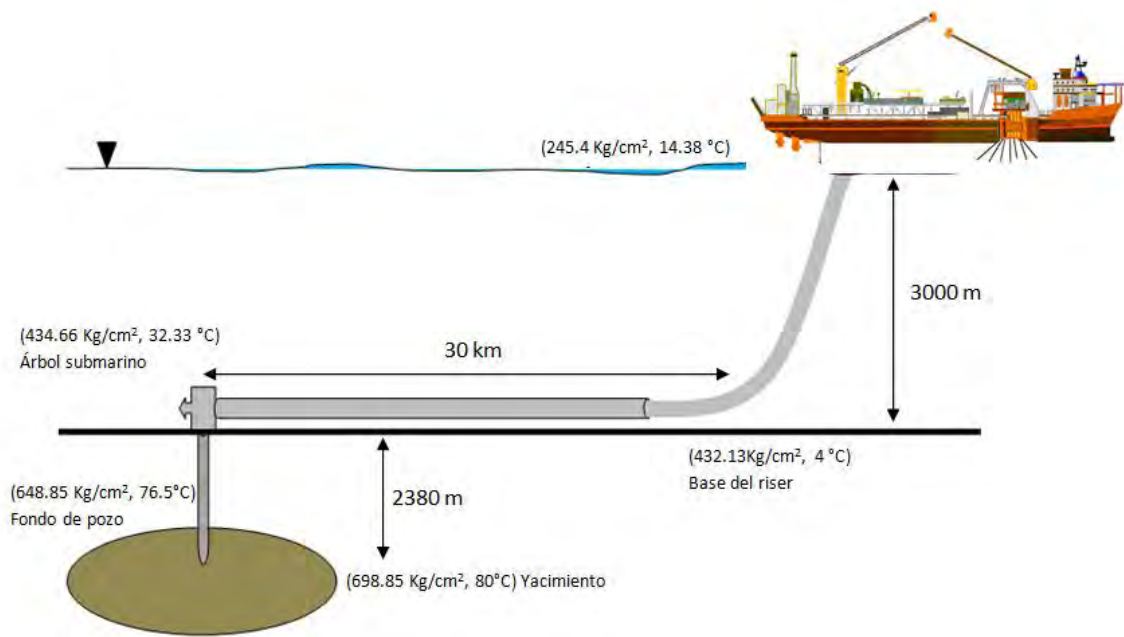


Figura 4.7 Arquitectura submarina propuesta y resultados de cálculo de las condiciones de producción en el pozo Maximino-1.



CAPÍTULO 5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Una vez que se obtienen los perfiles de producción, éstos se grafican en un diagrama Presión-Temperatura junto con la envolventes de precipitación de asfaltenos (APE), y de parafinas (WPE) para cada aceite/pozo, a fin de ubicar las zonas afectadas por la formación de sólidos, como se observa en las figuras 5.1, 5.2 y 5.3. En las figuras referidas, la curva negra representa la curva de inicio de precipitación de asfaltenos, la curva roja representa la curva de burbujeo obtenidas por medio del método de Del Rio *et al* (2009) (ver anexo A), la curva verde representa la curva de precipitación de las ceras obtenidas por medio del método de Lira-Galena *et al* (1996) (ver anexo B), y la línea azul es resultado de la simulación con el programa HYSYS.

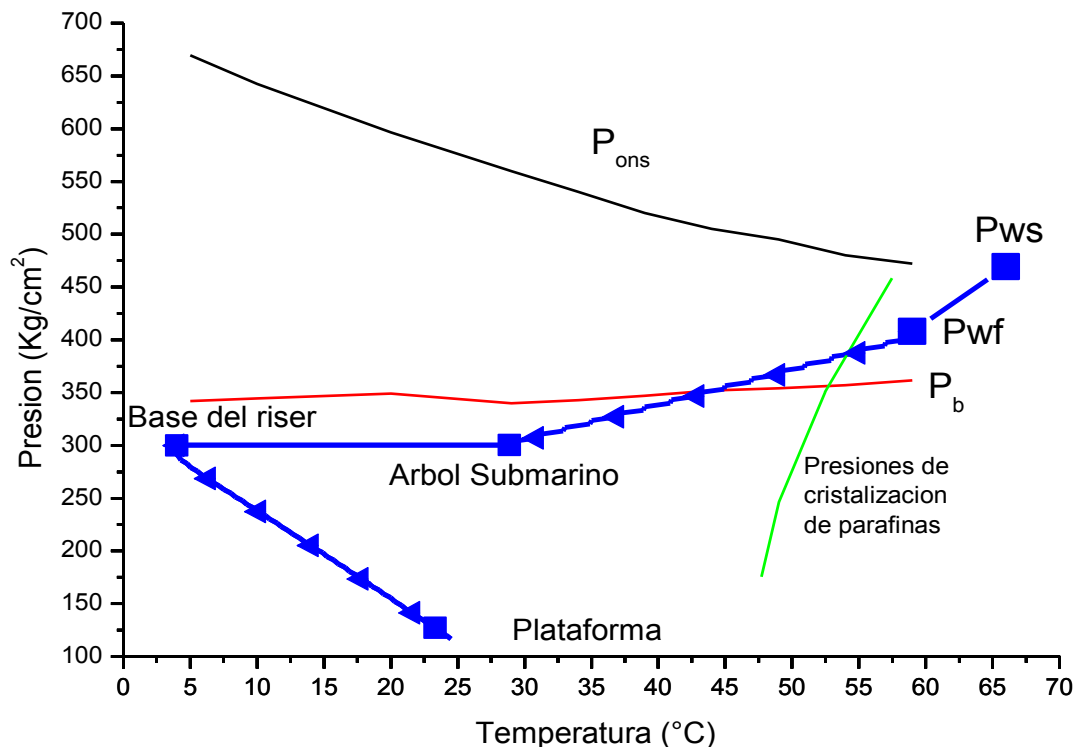


Figura 5.1. Localización de las zonas de precipitación/depositación de asfaltenos y parafinas estimadas, para el aparejo submarino del pozo **Trión-1**.

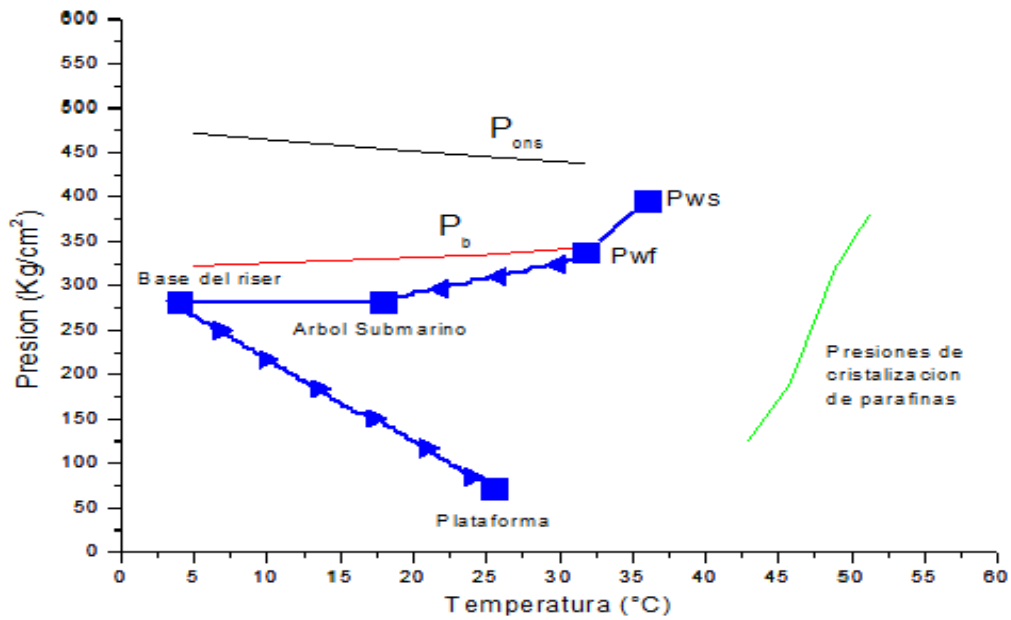


Figura 5.2. Localización de las zonas de precipitación/depositación de asfaltenos y parafinas estimadas, para el aparejo submarino del pozo **Supremus-1**.

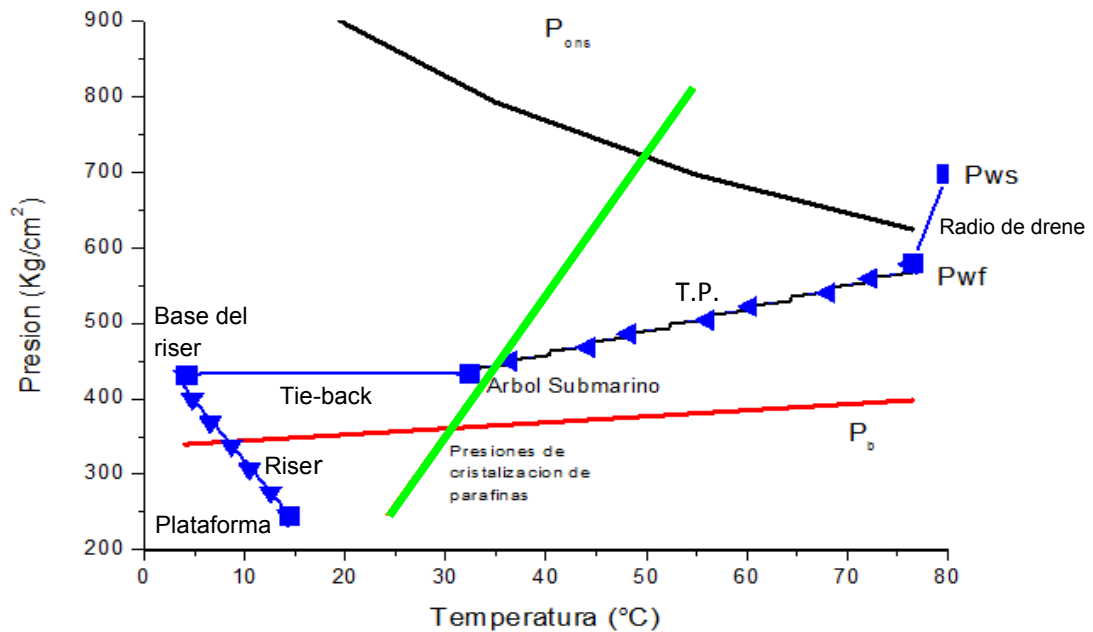


Figura 5.3 Localización de las zonas de precipitación/depositación de asfaltenos y parafinas estimadas, para el aparejo submarino del pozo **Maximino-1**.



Las Figuras 5.1, 5.2 y 5.3 muestran que los pozos, se encontrarían produciendo dentro de la zona de formación de asfaltenos, en donde incluso una parte del radio de drene estaría dañada por este fenómeno. Esto es debido a que la línea del perfil de producción (trayectoria de flujo a la superficie, línea azul en esas figuras) se encuentra en ambos casos por debajo de la curva de P_{ons} . Resulta también interesante observar que para ambos pozos, el nivel de enfriamiento que se alcanza en la línea tie-back es significativo, llegando a igualar a la temperatura del lecho marino al final de la línea de tie-back y comienzo del riser. Como lo ilustra la curva verde hacia la derecha de ambos pozos, tales condiciones corresponden a condiciones de flujo muy por debajo de las presiones necesarias para la precipitación de parafinas, lo que nos asegura que en estos pozos se deberá de recurrir al control simultáneo de estos fenómenos para asegurar la producción.



CAPÍTULO 6. RECOMENDACIONES PRELIMINARES PARA EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS SUBMARINOS

De acuerdo al análisis de los gráficos presión contra temperatura en el capítulo anterior, donde se relacionan las curvas de precipitación de sólidos y el perfil de presión simulado, es necesario implementar estrategias de control de sólidos para evitar la restricción o el taponamiento de flujo en una fase temprana de la producción primaria.

Los problemas de precipitación de ceras y asfaltenos en este trabajo fueron abordados en primera instancia de manera individual y después se buscó unificar las estrategias de control para producir los hidrocarburos sin ningún de los dos problemas aludidos. Las estrategias de control que se consideraron por ser relativamente sencillas de simular en HYSYS fueron la estrategia de control termodinámico y la estrategia de control cinético, aplicadas para los casos de los pozos Trión-1 y Maximinus-1.

CONTROL DE PARAFINAS.- Al utilizar un método de aseguramiento de flujo en el aparejo, consistente en recubrir la TP y el riser del pozo con un material aislante llamado: "URETHANE FOAM", el cual tiene valor experimental de conductividad térmica de $1.8E-2$ W/m-K, y con un espesor de 100 mm, así como recubriendo el tie-back del sistema "EVACUATED ANNULUS", el cual proporciona un valor aproximado de la conductividad térmica de $5E-3$ W/m-K y con el mismo espesor de 100 mm, se logra mantener la temperatura en el sistema en un valor lo suficientemente alto para lograr los resultados presentados en la figura 6.1 para el caso del pozo Trión-1. Adicionalmente a este control de parafinas por medio recubrimiento del aparejo de producción, es factible establecer un estrangulador en el árbol submarino de producción, el cual provocaría una caída de presión teniendo como resultado un aumento de la temperatura del fluido en el tie-back, resultando que el problema de precipitación de ceras se presentara en una zona superior del riser, como se muestra en la figura 6.2.

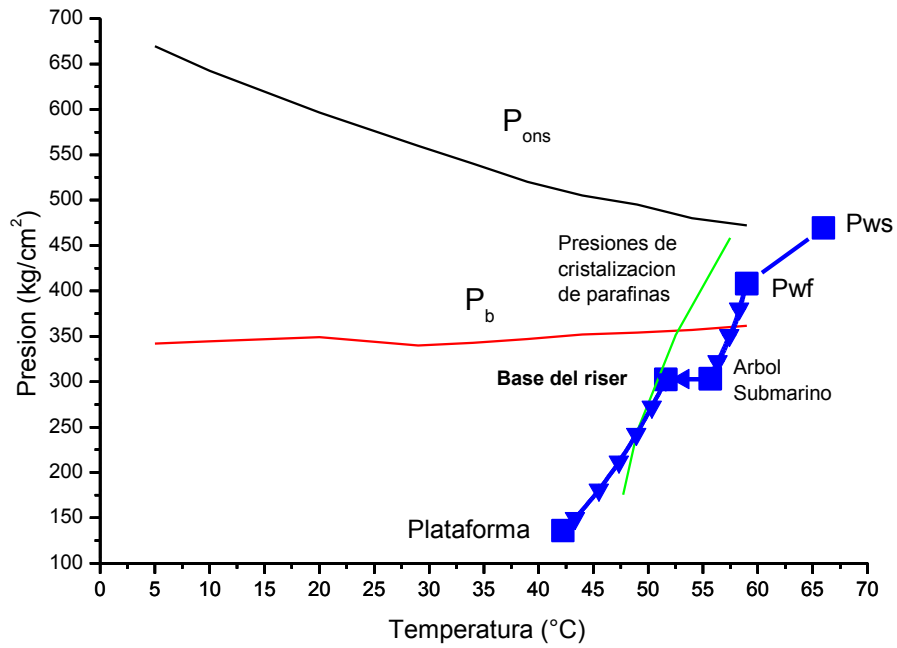


Figura 6.1 Control de parafinas en el aparejo submarino de producción, pozo **Trión-1**.

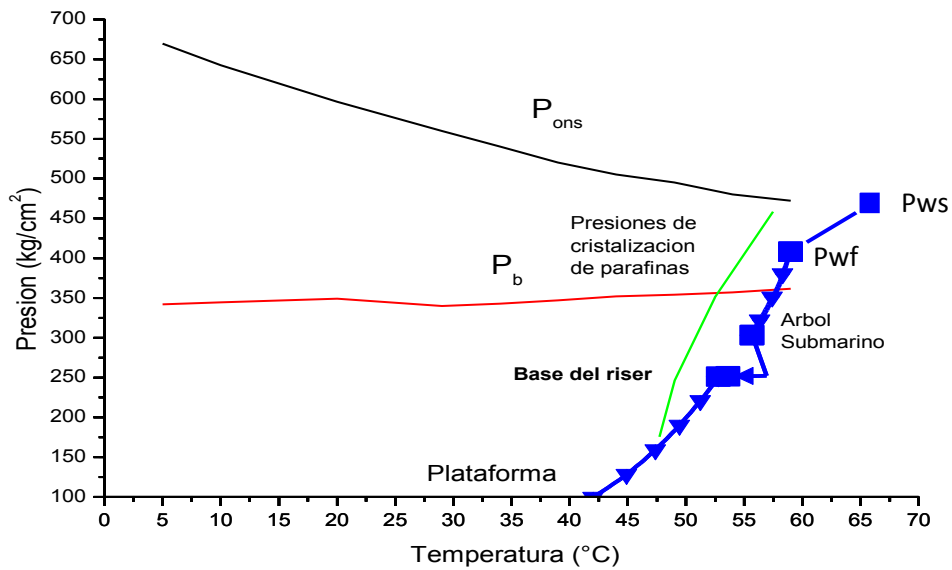


Figura 6.2 Control de parafinas en el aparejo submarino de producción con estrangulamiento en el árbol submarino, pozo **Trión-1**.



En el caso del pozo Maximino-1 es posible recubrir el aparejo de producción submarino con material aislante de mayor conductividad térmica gracias a los valores altos de presión y temperatura del yacimiento, lo cual se refleja en menor costo de las capas que recubren las tuberías. Para este pozo los materiales aislantes utilizados fueron asfalto en el pozo con un valor de 0.7 W/m-k y un espesor de 100 mm, en el tie-back material aislante de 5E-3 W/m-K y el mismo espesor de 100mm, y en el riser un material llamado “Fiber blanket” de 7E-2 W/m-K y el mismo espesor de 100 mm. Los resultados se presentan en la figura 6.3.

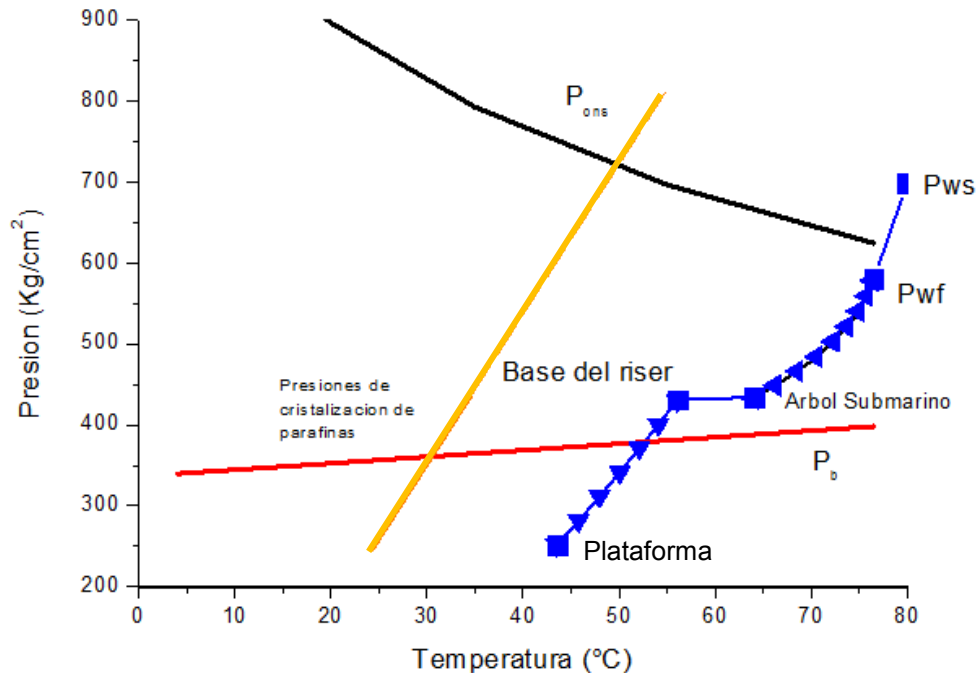


Figura 6.3 Control de parafinas en el aparejo submarino de producción, pozo **Maximino-1**.

De las figuras 6.1, 6.2 y 6.3 se evidencia que el uso de aislante en el aparejo de producción logra eliminar en gran manera el problema de formación de parafinas en el aparejo de producción submarino, aunque no con esto se elimina el ingreso del aceite a la zona de formación de asfaltenos.



CONTROL DE ASFALTENOS.- No obstante lo anterior, si se utiliza un sistema adicional de bombeo de fondo en el pozo (como el dado por un dispositivo electrocentrífugo para aumentar la presión) y un método térmico activo (como el dado por el calentamiento eléctrico, en caso de que la temperatura del fluido después de pasar por el sistema ESP no sea suficiente para salir de la zona de aparición de parafinas), es posible salir de la zona de formación de asfaltenos y producir el pozo sin ninguno de los problemas aludidos.

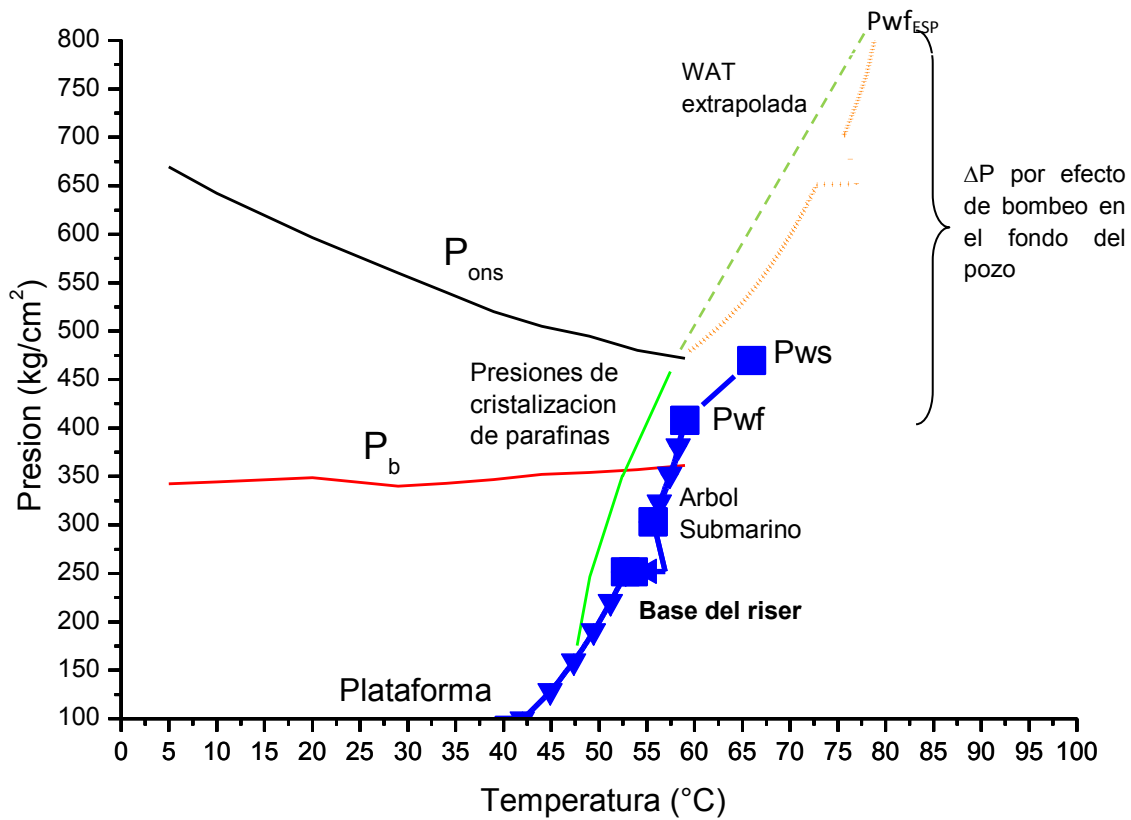


Figura 6.4 Control de asfaltenos en el aparejo submarino de producción, pozo **Trión-1**.

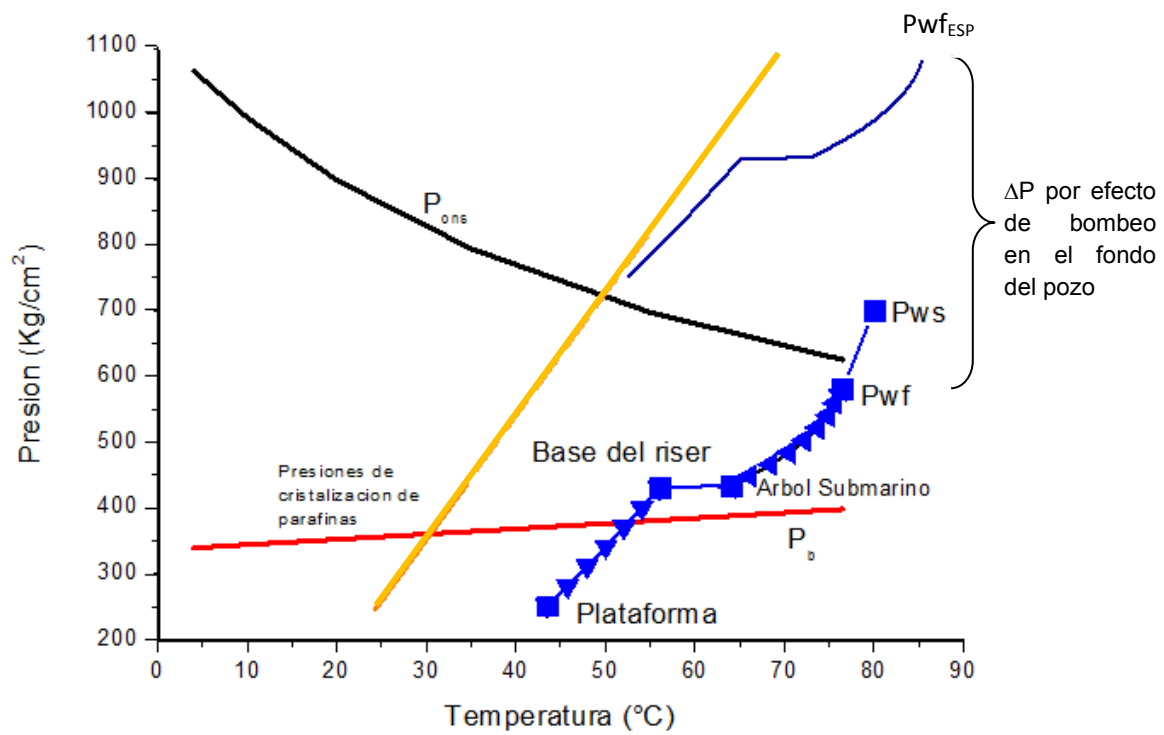


Figura 6.5 Control de asfaltenos en el aparejo submarino de producción, pozo Maximino-1.



CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

Después de implementar la metodología planteada en este trabajo para el aseguramiento de flujo de los escenarios preliminares de producción para los pozos Trión-1, Supremus-1 y Maximino-1 en aguas profundas del Golfo de México, se puede observar y concluir distintas situaciones:

- ✓ La confiabilidad de datos experimentales con aceite muerto puede guiar a decisiones dudosas, en cuanto al diseño de los sistemas de producción y las predicciones de aseguramiento de flujo. Los datos obtenidos de una muestra de aceite vivo permitirán ahorrar millones de dólares en líneas de flujo y operaciones menos frecuentes para remover los sólidos.
- ✓ Con las condiciones de flujo, las características de la tubería de producción, de la línea de flujo y riser propuestas, se aprecia que los problemas de precipitación de asfaltenos y parafinas se presentarán desde el yacimiento, y en la mayoría de la tubería de producción para los tres fluidos analizados (figs. 5.1, 5.2 y 5.3).
- ✓ Se conoce que, manteniendo una geometría de flujo constante, el punto de comienzo de la precipitación de asfaltenos (PIP) tiende a profundizarse conforme aumenta el gasto de aceite producido q_o . Ahora bien, si se mantiene un gasto de aceite constante y se varía la geometría de flujo, a medida que disminuye el diámetro del aparejo, el PIP se mueve a profundidades mayores. Este análisis de sensibilidad ayuda a elegir los parámetros de producción óptimos para manejar la precipitación de los sólidos en una zona dentro del aparejo de producción que sea lo menos difícil de mitigar.



- ✓ Como la precipitación de asfaltenos estará presente, y con las propuestas en cuanto al cambio a parámetros de producción hechas anteriormente, no solucionará de todo el problema, se recomienda la implantación de tecnologías de control. Para el pozo es recomendable utilizar inyección de productos químicos, o como se bosquejó en este trabajo, implementar un bombeo electrocentrífugo para mantener la curva de producción fuera de la envolvente o en una zona donde el tratamiento sea de fácil acceso (figs. 6.4 y 6.5). Para el yacimiento con problemas de precipitación de asfaltenos, que pueden taponar los poros y así disminuir la permeabilidad del paquete rocoso, se podrían implementar estimulaciones acidas o con químicos que ayuden a la disolución del asfaltano depositado. También implementar un fracturamiento hidráulico para inducir una permeabilidad secundaria.

- ✓ En los escenarios de producción sin ninguna estrategia de aseguramiento de flujo implementada aparentemente la línea de flujo sobre el lecho marino y el riser no presentarán problemas de asfaltenos o será menor. Aquí lo que realmente afecta es la temperatura del océano que rodea las tuberías que se puede reflejar en problemas de ceras (parafinas) y formación de hidratos. Por lo que diferentes tecnologías de aislamiento deben ser probadas para obtener el mayor beneficio técnico y económico. En este trabajo se evaluaron distintos materiales para realizar dicho recubrimiento, con resultados satisfactorios (figs. 6.1 y 6.3).

- ✓ Utilizar un estrangulador en el árbol submarino que nos proporcione una caída de presión óptima, es conveniente para evitar que la línea de flujo sobre el lecho marino no caiga dentro de la zona de aparición de las parafinas y así, tener un fácil acceso para la remediación de este problema en el riser de producción (fig. 6.2).



-
-
- ✓ La combinación de las estrategias de prevención que se consideran en trabajos de aseguramiento de flujo, para pozos de aguas profundas del Golfo de México es necesario para obtener las mejores condiciones técnicas y económicas de los proyectos. En estos casos se deben realizar diferentes combinaciones de diseño del estrangulador en el árbol submarino, el recubrimiento del aparejo de producción con material aislante y el bombeo en el fondo del pozo, para lograr los objetivos técnicos y tener el mayor ahorro económico.



RECOMENDACIONES GENERALES DEL TRABAJO

En este trabajo de tesis, se aborda la disciplina de aseguramiento del flujo para la producción de pozos petroleros en aguas profundas de una manera muy general. El análisis de aseguramiento del flujo es una parte crítica del diseño y operación de los sistemas submarinos de producción de aceite y gas. Este trabajo se enfocó principalmente en la prevención y control de depósitos sólidos, que pueden bloquear potencialmente el flujo de los fluidos provenientes de los yacimientos. Estos depósitos de sólidos pueden ser asfaltenos, ceras o hidratos, los cuales aparecen a ciertas combinaciones de presión y temperatura. La aparición de estos sólidos se consideró desde un punto de vista termodinámico; por lo que es altamente recomendable tener un extenso conocimiento de las ecuaciones de estado. Las ecuaciones cúbicas de estado aproximan de buena manera el comportamiento de estos sólidos y de fases, con los cambios de presión y temperatura, lo cual ayuda en gran medida a reducir la cantidad de muestras representativas de los pozos que deben tomarse y a reducir el tiempo de caracterización de los fluidos comparado con los métodos experimentales. El empleo de estas ecuaciones cúbicas de estado requieren del manejo de gran cantidad de datos; por lo que es altamente recomendable conocer lenguajes de programación para agilizar los cálculos; así como, saber elegir y aplicar los sistemas numéricos para el ajuste de los resultados de ecuaciones no-lineales.

El empleo y entendimiento de simuladores es altamente recomendable para tener una buena aproximación de las condiciones reales que se puedan llegar a presentar en el fenómeno físico. En este trabajo se utiliza un simulador de procesos, el cual representa las condiciones más probables de flujo de hidrocarburos en un sistema de producción submarino; a partir de eso y junto con el comportamiento de sólidos, se desarrollan criterios para establecer estrategias de control y remediación a los problemas preocupantes al aseguramiento de flujo que puedan surgir en el sistema de producción submarino.



ANEXO A

Modelo de J.M. del Rio et al (2009) para predecir presiones de comienzo de precipitación y de burbujeo de fluidos de yacimientos propensos a depositación de asfaltenos.

En el desarrollo de este método se utilizaron datos de laboratorio de aproximadamente 70 aceites vivos de distintas partes del mundo, incluyendo 11 mexicanos, para desarrollar una serie de ecuaciones algebraicas para predecir la envolvente superior de precipitación de asfaltenos y la curva de burbujeo, haciéndolas dependientes de la temperatura. Se desarrollaron dos versiones de las ecuaciones propuestas. En la primera versión, un par de valores de presión /temperatura dentro de la envolvente superior o curva de burbujeo se requiere para construir la curva a cualquier temperatura. La segunda versión se desarrolló para aceites sin datos experimentales de precipitación, la cual emplea datos cromatográficos de los fluidos del yacimiento para proporcionar una predicción razonable.

La figura A.1 muestra el comportamiento de las envolventes superiores de precipitación de los aceites utilizados por Del Rio et al para su estudio.

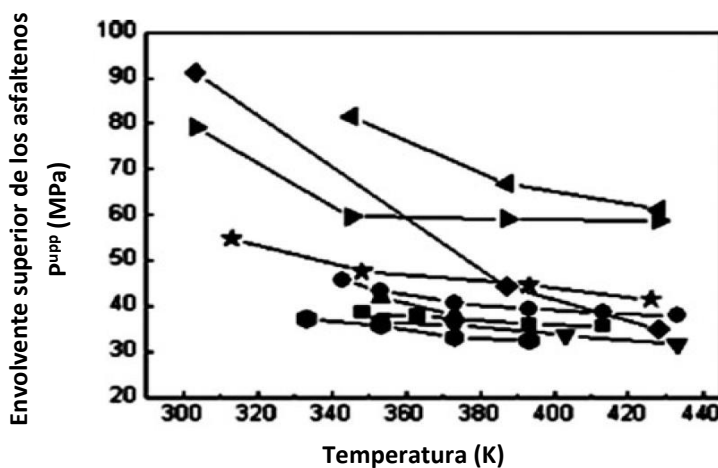


Figura A.1 Curvas de comienzo de la precipitación de distintos aceites vivos.



Se encontró una tendencia recta de cada una de las envolventes superiores de precipitación al graficar la relación T/p^{upp} de cada aceite vivo contra su temperatura T . El resultado del comportamiento de esta relación se muestra en la figura A.2.

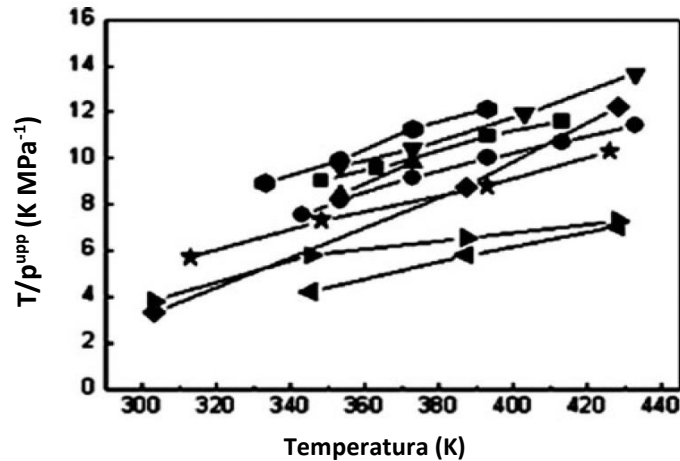


Figura A.2 Relación T/p^{upp} vs T de distintos aceites vivos

De la figura A.2 se obtiene una ecuación general de todas las rectas de la forma:

$$\frac{T}{p^{upp}} = f^{upp}(C_{upp}) + B^{upp}T. \quad (A.1)$$

Donde B^{upp} es la pendiente común para todas las rectas, y $f^{upp}(C_{upp})$ es la intercepción particular de cada recta con la ordenada al origen, la cual se busca representar como función de la composición del aceite C_{upp} . El valor de B^{upp} y los valores individuales de $f^{upp}(C_{upp})$ para cada aceite, se calculan mediante un procedimiento modificado de regresión de mínimos cuadrados, donde se obtiene las ecuaciones de cálculo siguientes:

$$B = \frac{\sum_{k=1}^w b^k}{w}. \quad (A.2)$$



donde w es el número de subconjuntos; es decir, el número de crudos analizados, k representa a cada subconjunto, b es la pendiente de cada subconjunto y B es la pendiente común para todos los puntos. Una vez obtenida la pendiente común para todas los puntos, es posible conocer $f^{upp}(C_{upp})$ para cada subconjunto por medio de la siguiente ecuación:

$$f^{(k)} = \langle y_i^{(k)} \rangle - B \langle x_i^{(k)} \rangle. \quad (A.3)$$

donde $(x_i^{(k)}, y_i^{(k)})$ representa un par de datos dentro de cada subconjunto. Si se grafican los valores experimentales de $T/p^{upp} - f^{upp}(C_{upp})$ contra T de cada aceite se obtiene la figura A.3, en la que se observa que todos los puntos caen sobre una misma línea de comportamiento, derivándose la expresión siguiente para calcular la presión de comienzo de precipitación de asfaltenos a cualquier temperatura.

$$p^{upp}(T) = \frac{T}{f^{upp}(C_{upp}) + B^{upp}T}. \quad (A.4)$$

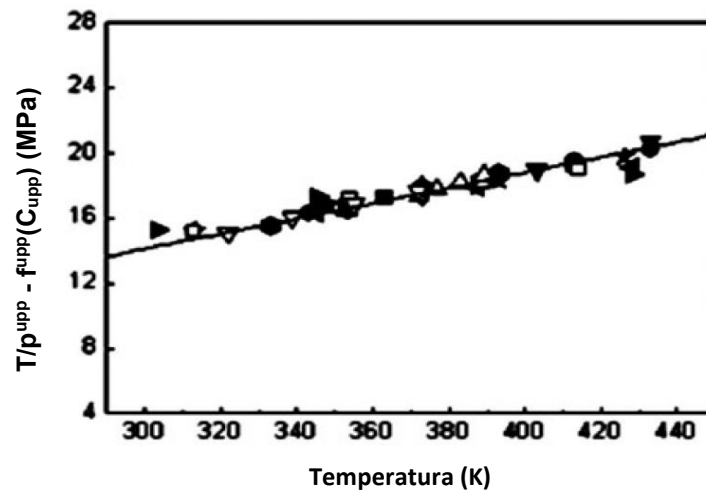


Figura A.3 Relación $T/P^{upp} - f^{upp}(C_{upp})$ vs T de distintos aceites vivos.



Como se menciona anteriormente el parámetro $f^{upp}(C_{upp})$ se correlaciona con la composición del aceite por medio del vector de composición:

$$C_{upp} = (x_{H_2S}, x_{N_2}, x_{CO_2}, x_{C_{1-4}}, t_{sat}, t_{arom}, t_{res}, t_{asph}).$$

donde $x_{H_2S}, x_{N_2}, x_{CO_2}, x_{C_{1-4}}$ son las fracciones mol de los componentes ligeros, y $t_{sat}, t_{arom}, t_{res}, t_{asph}$ son las fracciones peso de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, compuestos de los hidrocarburos obtenidos a partir de un análisis típico SARA.

A partir de las fracciones peso de los compuestos saturados, aromáticos, resinas, asfaltenos y de las fracciones mol de los componentes ligeros conocidos de los aceites que fueron estudiados en este modelo, se encontró la correlación siguiente dependiente de la composición del aceite del yacimiento:

$$f^{upp}(C_{upp}) = f_{H_2S}^{upp} x_{H_2S} + f_{N_2}^{upp} x_{N_2} + f_{CO_2}^{upp} x_{CO_2} + f_{C_{1-4}}^{upp} x_{C_{1-4}} + f_{sat}^{upp} t_{sat} + f_{arom}^{upp} t_{arom} + f_{res}^{upp} t_{res} + f_{asp}^{upp} t_{asp} \quad . \quad (A.5)$$

Para los datos de las curvas de burbujeo se llevó a cabo un tratamiento similar a los datos de las curvas de inicio de la precipitación de asfaltenos. El comportamiento de las curvas de burbujeo estudiadas se muestra en la figura A.4

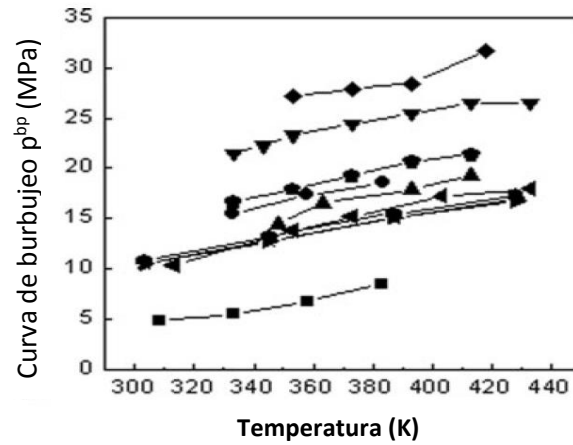


Figura A.4 Curvas de presión de burbujeo de distintos aceites vivos.

Observando la tendencia recta de las curvas de burbujeo se resta la función $f^{bp}(C_{bp})$ y, de igual manera que para los puntos de las envolventes superiores de precipitación, se observó que todos los puntos de burbuja coinciden en una misma línea recta, cuyo comportamiento se muestra en la figura A.5.

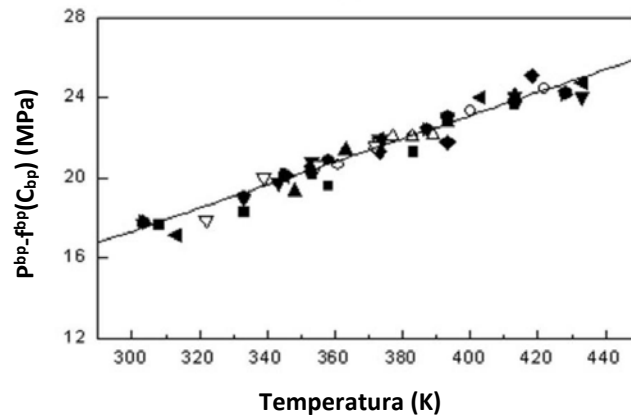


Figura A.5 Relacion $p^{bp} - f^{bp}(C_{bp})$ vs T de distintos aceites vivos.



Del comportamiento de la figura A.5 y de representar $f^{bp}(C_{bp})$ como función de la composición del aceite se originan las ecuaciones siguientes:

$$p^{bp} = f^{bp}(C_{bp}) + B^{bp}T, \quad (A.6)$$

$$f^{bp}(C_{bp}) = f_{H_2S}^{bp}x_{H_2S} + f_{N_2}^{bp}x_{N_2} + f_{CO_2}^{bp}x_{CO_2} + f_{sat}^{bp}t_{sat} \\ + f_{arom}^{bp}t_{arom} + f_{res}^{bp}t_{res} + f_{asp}^{bp}t_{asp}. \quad (A.7)$$

Los parámetros B^{bp} y $f^{bp}(C_{bp})$, se obtienen de la misma manera que los parámetros para las envolventes superiores de precipitación.

Los valores numéricos obtenidos para la utilización de las ecuaciones se muestran en la tabla A.1. Cabe destacar en la ecuación A.7, que el contenido de gas de las fracciones C₁-C₄ de un fluido del yacimiento contribuye de manera muy pequeña a las propiedades estadísticas de esta ecuación; por lo que fue excluida de la ecuación.

Para el caso donde se tenga solo un par de valores experimentales dentro de la envolvente superior de precipitación (p_o^{upp} , T) se utiliza la expresión A.8 para predecir la envolvente superior completa a cualquier temperatura. Esta expresión es producto de despejar $f^{upp}(C_{upp})$ de la ecuación A.1 y sustituirla en la ecuación A.4.

$$p^{upp}(T) = \frac{T}{\frac{T_o}{p_o^{upp}} + B^{upp}[T - T_o]}. \quad (A.8)$$



De igual manera si solo se tiene un solo punto de presión de burbuja p_o^{bp} a una temperatura dada T_o de información experimental, se puede utilizar la ecuación A.6 para derivar una ecuación que construya la curva de burbujeo completa del fluido de un yacimiento como función de la temperatura. La expresión queda como:

$$p^{bp} = p_o^{bp} + B^{bp} [T - T_o]. \quad (A.9)$$

Tabla A.1 Coeficientes obtenidos de la correlación de datos experimentales

Coeficientes de la ecuación p_{upp}		Coeficientes de la ecuación p_{bp}	
B^{upp} (MPa ⁻¹)	0.047408719	B^{bp} (K ⁻¹ MPa)	0.057778821
$f_{H_2S}^{upp}$ (K MPa ⁻¹)	-3.364315662	$f_{H_2S}^{bp}$ (K MPa ⁻¹)	-1.0265795
$f_{N_2}^{upp}$ (K MPa ⁻¹)	0.590476022	$f_{N_2}^{bp}$ (K MPa ⁻¹)	-2.708388597
$f_{CO_2}^{upp}$ (K MPa ⁻¹)	-3.337934227	$f_{CO_2}^{bp}$ (K MPa ⁻¹)	8.593888235
$f_{C_{1-4}}^{upp}$ (K MPa ⁻¹)	-1.125509198	f_{sat}^{bp} (K MPa ⁻¹)	0.308387207
f_{sat}^{upp} (K MPa ⁻¹)	1.325877421	f_{arom}^{bp} (K MPa ⁻¹)	-0.143981998
f_{arom}^{upp} (K MPa ⁻¹)	-0.515158363	f_{res}^{bp} (K MPa ⁻¹)	-0.998941672
f_{res}^{upp} (K MPa ⁻¹)	0.576495619	f_{asp}^{bp} (K MPa ⁻¹)	-2.98440823
f_{asp}^{upp} (K MPa ⁻¹)	2.118534736		



ANEXO B

Modelo de C. Lira-Galena et al para el cálculo de la precipitación de cera en mezclas de hidrocarburos.

Este modelo calcula la precipitación de la cera en mezclas de hidrocarburos en un amplio rango de temperaturas. Este modelo asume que la cera precipitada consiste de varias fases sólidas. Este procedimiento termodinámico está basado en lo siguiente: (a) las especies que precipitan de un aceite consisten en componentes puros o pseudocomponentes que no se mezclan con otras fases sólidas después de la precipitación. (b) el número y la identidad de estos pseudocomponentes que precipitan como sólidos puros son determinados por el criterio de análisis de estabilidad de fases.

De consideraciones de estabilidad, se dice que el pseudocomponente i puede existir como sólido puro si

$$f_i(p, T, z) - f_{\text{pure } i}^s(p, T) \geq 0, \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (\text{B.1})$$

donde $f_i(p, T, z)$ es la fugacidad del componente i con una alimentación de composición z . Los componentes de la mezcla que cumplan con la expresión B.1 precipitarán, mientras que aquellos que no, estarán presentes en las fases líquido y vapor.

A una temperatura y presión fijas, el modelo de fases sólidas múltiples debe satisfacer para cada componente lo siguiente:



$$f_i^v = f_i^l = f_{\text{pure } i}^s \quad (i = N - (N_s - 1), \dots, N) \quad (\text{B.2})$$

$$f_i^v = f_i^l \quad (i = 1, 2, \dots, N - N_s) \quad (\text{B.3})$$

donde N_s es el número de fases sólidas determinadas de la ecuación B.1. Los balances de materia con las ecuaciones B.2 y B.3 arrojarán un juego de $N_s + 2N - 1$ ecuaciones con $N_s + 2N - 1$ incógnitas. Si la fase vapor no está presente el modelo se reduce a $N_s + N - 1$ variables.

Las ecuaciones del balance de materia son:

(1) Para los componentes que no precipitan:

$$z_i - x_i^l \left[1 - \sum_j^{N_s} \frac{S_j}{F} - \frac{V}{F} \right] - k_i^{vl} x_i^l \frac{V}{F} = 0$$
$$(i = 1, \dots, (N - N_s)), \quad (\text{B.4})$$

(2) Para componentes que precipitan, donde todas las fases sólidas son puras:

$$z_i - x_i^l \left[1 - \sum_j^{N_s} \frac{S_j}{F} - \frac{V}{F} \right] - \frac{S_j}{F} - k_i^{vl} x_i^l \frac{V}{F} = 0$$
$$(i = (N - N_s) + 1, \dots, N - 1) \quad (\text{B.5})$$

Donde $k_i^{vl} = \frac{\varphi_i^l(p, T, x^l)}{\varphi_i^v(p, T, y)}$, F son los moles de alimentación, V los moles de la fase gas, S los moles de la fase sólida.

Las fugacidades en las fases vapor y líquida son evaluadas a través de una ecuación de estado (EOS). Las fugacidades de la fase sólida de los componentes



uros $f_{pure\ i}^s$ puede ser determinada de la relación $(f^s/f^l)_{pure\ i}$. Despreciando el efecto de la presión, esta relación se obtiene para cada componente i de la siguiente manera (Prausnitz et al., 1986):

$$\ln \left(\frac{f^s}{f^l} \right)_{pure\ i} = -\frac{\Delta h_i^f}{RT} \left(1 - \frac{T}{T_i^f} \right) + \frac{1}{R} \int_T^{T_i^f} \frac{\Delta C_{p_i}}{T} dT - \frac{1}{R} \int_T^{T_i^f} \Delta C_{p_i} dT. \quad (B.6)$$

donde T_i^f es la temperatura de fusión; Δh_i^f es la entalpia de fusión; y $\Delta C_{p_i} = C_{p_i}^l - C_{p_i}^s$, donde C_{p_i} es la capacidad calorífica del componente i a presión constante.

El cálculo flash procede de la siguiente manera:

- (a) Se caracteriza la fracción *plus* de una mezcla de petróleo dada usando de 7 a 12 pseudocomponentes. Se asignan propiedades críticas y factores acéntricos a todos los pseudocomponentes usando correlaciones (Cavett, 1994); Twu, 1984; Riazi y Daubert, 1980).
- (b) Para parejas de hidrocarburos, se usan los volúmenes críticos de los componentes v_{ci} para obtener los valores de los parámetros de interacción binaria para una EOS, de la correlación de Chueh y Prausnitz (1967) (ecuación 3.20)
- (c) Se desarrolla análisis de estabilidad (ecuación B.1) para la alimentación a la temperatura y presión del sistema. El análisis de estabilidad nos da el número y las identidades de los componentes puros que precipitan y forman la fase sólida.



-
- (d) Se resuelve el sistema de ecuaciones resultante del balance de materia. Para un equilibrio líquido-multisólido las incógnitas son S_j/F y las composiciones de la fase líquida x_i^l . Para los sistemas multisólidos-líquido-vapor las incógnitas son las composiciones de la fase vapor y_i y las composiciones de la fase líquida x_i^l , S_j/F y V/F .



BIBLIOGRAFIA

1. Akbarzadeh, K., Hammami, A., Kharrat, A., et al. 2007. Los Asfaltenos: Problemáticos pero Ricos en Potencial. *Oilfield Review* **19** (2): 24–47. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p22_43.pdf.
2. Amin, A., Riding, M., Shepler, R., et al. 2005. Subsea Development from Pore to Process. *Oilfield Review* **17** (1): 4–17. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors05/spr05/01_subsea_development.pdf.
3. Amin, A., Smedstad, F. y Riding, M. 2004. Role of Surveillance in Improving Subsea Productivity. Artículo SPE 90209, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, septiembre 26-29. <http://dx.doi.org/10.2118/90209-MS>.
4. Armstrong, L.J., Jean, P. y Puz, G. 2002. Deep Water Development Environmental Issues and Challenges. Artículo SPE 73873, presentado en SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Kuala Lumpur, Malasia, marzo 20-22. <http://dx.doi.org/10.2118/73873-MS>.
5. Bai, Y. y Bai, Q. 2010. *Subsea Engineering Handbook*. Amsterdam: Elsevier/Gulf Professional Publishing.
6. Bjerke, H.J. 2009. Subsea Challenges in Ice-Infested Waters. USA-Norway Arctic Petroleum Technology Workshop.
7. Chakrabarti, S.K., ed. 2005. *Handbook of Offshore Engineering*. Amsterdam: Elsevier.



8. Chueh, P.L. y Prausnitz, J.M. 2004. Vapor-Liquid Equilibria at High Pressures: Calculation of Partial Molar Volumes in Nonpolar Liquid Mixtures. *AICHE J.* **13** (6): 1099-1107.
<http://dx.doi.org/10.1002/aic.690130612>.
9. Component Data Base-HYSYS® Process Simulator. 2010. AspenTech.
10. Del Río, J.M., Ramírez-Jaramillo, E. y Lira-Galeana, C. 2009. Equations to Predict Precipitation Onset and Bubblepoint Pressures of Asphaltenic Reservoir Fluids. *AICHE J.* **55** (7): 1814-1822.
<http://dx.doi.org/10.1002/aic.11902>.
11. Edmonds, B., Moorwood, R.A.S., Szczepanski, R., et al. 1999. Latest Developments in Integrated Prediction Modeling Hydrates, Waxes and Asphaltenes. Focus on Controlling Hydrates, Waxes and Asphaltenes, IBC, Aberdeen, octubre 28-29.
http://www.infochemuk.com/publicat/papers/solid_99.pdf.
12. Ellison, B.T., Gallagher, C.T., Frostman, L.M., et al. 2000. The Physical Chemistry of Wax, Hydrates, and Asphaltene. Artículo OTC 11960, presentado en Offshore Technology Conference, Houston, Texas, EUA, mayo 1. <http://dx.doi.org/10.4043/11963-MS>.
13. Gómez Cabrera, J.A. 1986. *Apuntes de Manejo de la Producción en la Superficie*. México, D.F.: UNAM, Facultad de Ingeniería.
14. Gozalpour, F., Danesh, A., Tehrani, A.C., et al. 1999. Predicting Reservoir Fluid Phase and Volumetric Behavior from Samples Contaminated with Oil-Base Mud. Artículo SPE 56747, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, octubre 3-6.
<http://dx.doi.org/10.2118/56747-MS>.
15. HYSYS® – User’s Manual. 2009. AspenTech.
16. Ju, G.T., Littell, H.S., Cook, T.B., et al. 2010. Perdido Development: Subsea and Flowline Systems. Artículo OTC 20882, presentado en Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, mayo 3-6.
<http://dx.doi.org/10.4043/20882-MS>.



17. Kaczmarek, A.A. y Lorimer, S.E. 2001. Emergence of Flow Assurance as a Technical Discipline Specific to Deepwater: Technical Challenges and Integration into Subsea Systems Engineering. Artículo OTC 13123, presentado en Offshore Technology Conference, Houston, Texas, EUA, abril 30. <http://dx.doi.org/10.4043/13123-MS>.
18. LaBelle, R.P. 1998. Deepwater Environmental Concerns. Artículo OTC 8708, presentado en Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, mayo 4. <http://dx.doi.org/10.4043/8708-MS>.
19. Landon Mojica, F.J. y Rodríguez Ramírez, L.G. 2010. Sistemas Submarinos de Producción. Tesis de licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Unidad Ticomán, México, D.F.
20. Lawson, P., Martinez, I. y Shirley, K. 2004. Improving Deepwater Production through Subsea ESP Booster Systems, in Depth. *The Baker Hughes Technology Magazine* **13** (1): 58-63. http://www.oilproduction.net/files/esp_offshore_booster.pdf.
21. Leontaritis, K.J. 2006. The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes. *Fuel Sci. Tech.* **14** (1-2): 13-39. <http://dx.doi.org/10.1080/08843759608947560>.
22. Lira-Galeana, C., Firoozabadi, A. y Prausnitz, J.M. 1996. Thermodynamics of Wax Precipitation in Petroleum Mixtures. *AIChE J.* **42** (1): 239-248. <http://dx.doi.org/10.1002/aic.690420120>.
23. Lira-Galeana, C. y Hammami, A. 2000. Wax Precipitation from Petroleum Fluids: A Review. En *Asphaltenes and Asphalts*, ed. T.F. Yen y G. Chiligarian, Vol. 2, No. 40B, Cap. 21, 557-608. Amsterdam: Developments in Petroleum Science, Elsevier Science.
24. Moy, F. y Mangani, F. 2013. A Novel Petrochemistry Solution: SARA Fractionation of Crude Oil Using an Adaptable Gilson MPLC System. Technical Notes 0312, GILSON, Middleton, Wisconsin. http://www.gilson.com/Resources/TN0312_AutomationCrudeOilSARA_11January2013.pdf.



25. Mullins, O.C., et al., eds. 2007. *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroleomics*. New York: Springer.
26. Narve, A., Kallevik, H. y Sjöblom, J. 2001. Determination of Saturate, Aromatic, Resin and Asphaltenic (SARA) Components in Crude Oils by means of Infrared and Near Infrared Spectroscopy. *Energy & Fuels* **15** (5): 1304-1312. <http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/ef010088h>.
27. Pénéloux, A. y Rauzy, E. 1982. A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes. *Fluid Phase Equilib.* **8** (1): 7-23. [http://dx.doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)80002-2](http://dx.doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2).
28. Peng, D.-Y. y Robinson, D.B. 1976. A New Two-Constant Equation of State. *Ind. Eng. Chem. Fundamen.* **5** (1): 59-64. <http://dx.doi.org/10.1021/i160057a011>.
29. Ratulowski, J., Amin, A., Hammami, A., et al. 2004. Flow Assurance and Subsea Productivity: Closing the Loop with Connectivity and Measurements. Artículo SPE 90244, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, septiembre 26-29. <http://dx.doi.org/10.2118/90244-MS>.
30. Reyes González, D, 2012. Termodinámica del Comportamiento de Fases PVT de Fluidos de Yacimientos Petroleros. UNAM, Instituto de Investigaciones en Materiales.
31. Reyna Rodríguez, J.C. y Cañizales, L. 2013. Análisis PVT Pozo Maximino-1, PEMEX Exploración y Producción, Laboratorio de Yacimientos, Schlumberger, Ciudad del Carmen, Campeche.
32. S. Pedersen Karen, C. Peter L. 2007. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis Group.
33. Sturgis, R. 2008. *Floating Production System Review*. Houston, Texas: SUT Subsea Awareness Course.



-
-
34. Vargas Salinas, C., Bermúdez Pineda, E. y Sierra Cárdenas, C. 2012a. Análisis PVT Pozo Supremus-1. PEMEX Exploración y Producción, Activo Integral Poza Rica Altamira, Laboratorio de Yacimientos (agosto 2012).
 35. Vargas Salinas, C., Bermúdez Pineda, E. y Sierra Cárdenas, C. 2012b. Análisis PVT Pozo Trión-1, Formación Eoceno Inferior Wilcox. PEMEX Exploración y Producción, Activo Integral Poza Rica Altamira, Laboratorio de Yacimientos (agosto 2012).