



Universidad Nacional Autónoma de México

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

**ESTUDIO SOBRE LA INYECCIÓN DE ACEITE LIGERO EN
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO PESADO Y
EXTRAPESADO**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

FRANCISCO JAVIER FLORES ARTEAGA

TUTOR

DR. T. IVÁN GUERRERO SARABIA

CIUDAD UNIVERSITARIA 2016

JURADO ASIGNADO

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando.

Secretario: Dr. López Ramírez Simón.

Vocal: Dr. Guerrero Sarabia Teodoro Iván.

1er Vocal: Dr. Ramírez Jaramillo Edgar.

2do Vocal: Dr. Martínez Romero Néstor.

Ciudad Universitaria, Ciudad de México.

Tutor de Tesis.

Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia.

Firma

Dedicatoria

Norma Angélica Jiménez Martínez:

Muchas gracias por veinte años de amor, cariño y apoyo.

Michelle, Paquito y Angelito.

El tiempo pasa tan rápido, y cada uno tomará su propio camino.
Los amo más que a mi vida y tal vez en mi afán de sacarlos adelante me falta decirles tantas cosas, abrazarlos, jugar, besarlos y disfrutar su niñez.

Los amo y cada día los abrazo con un pensamiento, una oración
y todo mi amor.

Agradecimientos

A Dios por llenar mi vida de amor e ilusiones.

A la Universidad Nacional Autónoma de México mi Alma Mater.

Al Dr. T. Iván Guerrero Sarabia por su guía, apoyo y su gran vocación académica, al Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo.

Alas autoridades del Activo de Producción Samaria-Luna, PEMEX, en especial ala Mtra. Marcela Arteaga Cardona y al Ing. Modesto Mercado Martínez, por apoyarme en esta etapa profesional.

Agradezco al laboratorio de la Unidad de Servicios Para la Industria Petrolera de la Facultad de Química de la U.N.A.M a su director el Dr. Simón López Ramírez, a la Dra. Cecilia Durán Valencia, a los ingenieros Eduardo García Bazán y Roberto Carlos Ruiz Ortega por su apoyo durante las pruebas de laboratorio.

A mis sinodales Dr. Fernando Samaniego Verduzco, Dr. Néstor Martínez Romero y al Dr. Edgar Ramírez Jaramillo por los comentarios que ayudaron a enriquecer el presente trabajo.

A todos mis profesores de maestría que tuvieron a bien transmitirme su conocimiento, a ustedes mi admiración y reconocimiento.

A mi mamá por todo el amor y cariño, a mi papá † que donde te encuentres tengas luz paz y amor, a mis hermanas Yola y Dulce gracias por cuidar a mi mami y por su cariño. A Jessica, Jahe y Daniela estudien mucho para alcanzar sus objetivos.

A los ingenieros Ezequiel Isidro Torres, Gerardo Alva Arroyo, Leonel de Jesús Rodríguez y al grupo de Productividad de Pozos del Proyecto Samaria Somero, gracias por su amistad y apoyo.

Al Ing. Jaime Larios gracias por el apoyo durante el tiempo que duro la maestría.

Finalmente agradezco a todas aquellas personas que con su trabajo e ingenio tratan de sacar adelante este país a pesar de todas las adversidades.

Francisco Javier Flores Arteaga.

Ciudad de México, junio 2016.

Resumen

Actualmente, la producción de la mayoría de los grandes yacimientos productores de aceite y gas convencionales en México, tanto terrestres como en aguas someras, se encuentran en su etapa de declinación. Por lo tanto, la industria ha orientado las actividades de exploración y producción hacia campos en aguas profundas y ultraprofundas, y a yacimientos no convencionales. De estos últimos, los de aceite pesado y extrapesado son los de mayor interés en el país.

La explotación y transporte de los crudos pesados y extrapesados implica retos tecnológicos importantes. Esto se debe a la alta viscosidad que caracteriza a este tipo de fluidos, pudiendo alcanzar valores del orden de miles de centipoises. El calentamiento, el uso de productos químicos, o la dilución con sustancias afines de baja viscosidad, se han implementado con el objeto de abatirla y facilitar el transporte de este tipo de crudos a través de tuberías.

En este trabajo se investiga la inyección de aceite ligero en pozos productores de aceite pesado/extrapesado, como un mecanismo alternativo de levantamiento artificial. El objetivo del estudio es: “Desarrollar un modelo matemático que capture los principales aspectos hidrodinámicos y de transferencia de calor, durante la inyección de aceite ligero en pozos que producen aceite pesado/extrapesado, e implementarlo en un programa computacional que permita estudiar el comportamiento de este tipo de sistemas bajo diferentes condiciones de diseño y operación, con aplicación a un pozo del Campo Samaria-Neógeno”.

Para tal efecto, se llevó a cabo una revisión de la literatura relacionada con los métodos para predecir la viscosidad de mezclas de crudos, y modelos de flujo multifásico y de transferencia de calor en pozos petroleros.

Se recolectaron muestras de crudos pesados/extrapesados del Campo Samaria-Neógeno, y se investigó experimentalmente su compatibilidad y comportamiento

reológico al mezclarlas con un aceite ligero, a distintas temperaturas. Con base en los datos recabados, se desarrollaron correlaciones para calcular la viscosidad de los crudos en función de la temperatura. Por otra parte, se evaluaron reglas de mezclado para estimar la viscosidad de las mezclas.

Se desarrolló un modelo para describir la hidrodinámica del flujo y la transferencia de calor en pozos que producen aceite pesado o extrapesado, con inyección de aceite ligero.

Con base en un modelo generado en la herramienta computacional, se analizó el comportamiento de un pozo del Campo Samaría-Neógeno, productor de aceite extrapesado, con la inyección de un aceite ligero. En el modelo se consideró la información experimental recabada. Se realizaron estudios paramétricos a partir de las variables principales de diseño y operación del sistema.

Contenido

Dedicatoria	III
Agradecimientos	IV
Contenido	VII
Lista de tablas	XI
Lista de figuras	XIII
Introducción	1
Objetivo	2
Objetivos específicos.....	2
Contenido de la tesis	3
Capítulo 1	5
Revisión de la literatura	5
1.1 Métodos y tecnologías de explotación para yacimientos de aceite pesado o extrapesado	5
1.2 Métodos para el transporte de crudos pesado o extrapesado en tuberías.....	6
1.2.1 Dilución.....	7
1.2.2 Calentamiento	9
1.2.3 Emulsionantes	10
1.2.4 Reductores del punto de escurrimiento	11
1.2.5 Reductores de fricción.....	12
1.2.6 Craqueo en sitio	12
1.3 Modelos para estimar la viscosidad de mezclas de crudos.....	12
1.4 Métodos de flujo multifásico para calcular gradientes de presión en pozos productores de aceite y gas	15
1.5 Modelos de transferencia de calor en pozos	17
Capítulo 2	18

Pruebas experimentales para determinar la compatibilidad y el comportamiento reológico de mezclas de crudos	18
2.1 Tipos de aceite utilizados en las pruebas.....	18
2.2 Pruebas de dilución y compatibilidad	19
2.3 Caracterización reológica	22
2.3.1 Viscosidad de los crudos en función de la temperatura	22
2.3.2 Efecto de la dilución del aceite ligero en la viscosidad de la mezcla	24
2.4 Evaluación de reglas de mezclado para determinar la viscosidad de crudos	26
Capítulo 3	28
Modelo hidrodinámico-térmico.....	28
3.1 Propiedades termodinámicas de los fluidos	28
3.2 Modelo de afluencia del yacimiento al pozo	30
3.2.1 Método de Vogel.....	31
3.2.2 IPR generalizada	32
3.3 Modelo hidrodinámico de flujo en el pozo	33
3.3.1 Correlación de Hagedorn y Brown	34
3.3.2 Modificaciones al método de Hagedorn y Brown.....	36
3.4 Modelo térmico del pozo	38
3.4.1 Modelo de Shiu y Beggs	38
3.4.2 Modelo de Yu et al.	39
Capítulo 4	43
Programa de cómputo.....	43
4.1 Descripción del programa	43
4.1.1 Módulo Datos.....	43
4.1.2 Módulo PVT.....	45
4.1.3 Módulo IPR.....	45
4.1.4 Módulo térmico.....	46
4.1.5 Módulo hidrodinámico.....	47
4.2 Verificación de los resultados del programa	48
4.2.1 Cálculos PVT	49

4.2.2 Perfil de presión	51
Capítulo 5	52
Caso de estudio: Inyección de aceite ligero en un pozo típico del Campo Samaria-Neógeno	52
5.1 Descripción del Campo Samaria-Neógeno.....	52
5.1.1 Etapas de desarrollo del campo	54
5.1.2 Condiciones mecánicas de los pozos del campo Samaria-Neógeno.....	57
5.1.3 Propiedades de los fluidos	60
5.1.4 Presión del yacimiento	63
5.2 Problemática	63
5.3 Pozo típico del campo: Samaria-916.....	65
5.3.1 Presión y temperatura de yacimiento.....	66
5.3.2 Datos PVT	66
5.3.2 Estado Mecánico	67
5.3.3 Aforos	67
5.4 Modelo del pozo Samaria 916 para la inyección de aceite ligero.....	71
5.4.1 Modelo PVT.....	71
5.4.2 Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo	74
5.6.3 Modelo hidrodinámico y térmico del pozo	74
Capítulo 6	76
Estudios paramétricos	76
6.1 Efecto del gasto de inyección sobre los perfiles de presión y temperatura	77
6.2 Efecto del gasto de inyección sobre la producción.....	80
6.3 Efecto del diámetro de la tubería de producción	82
6.4 Efecto de la temperatura de inyección	84
6.5 Efecto de la profundidad del punto de inyección	86
6.6 Efecto de la densidad del aceite del yacimiento.....	87
6.7 Efecto de la densidad del aceite inyectado.....	89
6.8 Efecto de la relación gas aceite (RGA).....	91
6.9 Efecto de la inyección de aceite ligero en pozos estimulados térmicamente	92
Conclusiones	97

Recomendaciones.....	100
Referencias	101

Lista de tablas

Tabla 1.1	Métodos para determinar la viscosidad de mezclas de crudos (Sutton y Bergman, 2012).....	14
Tabla 1.2	Clasificación de las correlaciones de flujo bifásico (Brill J.P, 1999).	16
Tabla 2.1	Densidad de las muestras.....	19
Tabla 2.2	Viscosidad de los crudos en función de la temperatura.	23
Tabla 2.3	Error promedio de los métodos para el calcular la viscosidad de mezclas de crudos.....	27
Tabla 3.1	Correlaciones PVT para estimar las propiedades del aceite y su gas asociado.	29
Tabla 3.2	Porcentaje de Error de las Correlaciones PVT Vs. Laboratorio.	29
Tabla 3.3	Correlaciones para el cálculo de la viscosidad del aceite muerto.	30
Tabla 4.1	Funcionalidades del módulo Datos.	44
Tabla 5.1	Resultados de los Análisis PVT de Pozos del Campo Samaria-Neógeno.....	60
Tabla 5.2	Datos PVT del pozo Samaria-916.	67
Tabla 5.3	Condiciones de inyección de vapor Samaria-916.	70
Tabla 5.4	Correlaciones calibradas.	72
Tabla 5.5	Porcentaje de error entre los datos de laboratorio y los obtenidos con las correlaciones calibradas.	72
Tabla 5.7	Propiedades Térmicas.	75
Tabla 6.1	Propiedades de los fluidos.	76
Tabla 6. 2	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto del gasto de inyección sobre los perfiles de presión y temperatura.	77
Tabla 6. 3	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la inyección sobre la producción de crudo extrapesado.	80
Tabla 6.4	Variación del gasto de aceite extrapesado con la inyección de aceite ligero.	82
Tabla 6.5	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto del diámetro de la TP sobre la producción de crudo extrapesado.	82
Tabla 6.6	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la temperatura de inyección sobre la producción de crudo extrapesado.....	84
Tabla 6.7	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la profundidad de inyección sobre la producción de crudo extrapesado.....	86
Tabla 6.8	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la densidad del aceite pesado/extrapesado sobre la producción del yacimiento con la inyección de aceite ligero.	88
Tabla 6.9	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la densidad del aceite ligero inyectado sobre la producción de aceite extrapesado.....	89

Tabla 6.10	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la RGA sobre la producción de aceite extrapesado.	91
Tabla 6.11	Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la inyección de aceite ligero sobre la producción de pozos estimulados térmicamente.	93

Lista de figuras

Figura 1.1	Métodos de transporte y manejo de crudos pesado, extrapesado (Adaptado de Hart, 2013).	7
Figura 1.2	Alternativas tecnológicas usadas en la dilución de crudo pesado.	8
Figura 1.3	Consistencia de un crudo viscoso antes y después del calentamiento y dilución.....	9
Figura 2.1	Pruebas de dilución usando luz ultravioleta.....	20
Figura 2.2	Asfaltenos depositados para la mezcla M078-M079.....	21
Figura 2.3	Asfaltenos precipitados para la mezcla M078-M079	21
Figura 2.4	Reómetro Anton Paar	22
Figura 2.5	Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura para los aceites pesados (M076 y M077), extrapesado (M078) y ligero (M079).	23
Figura 2.6	Comportamiento de la viscosidad a diferentes velocidades de corte y 20°C de temperatura.....	24
Figura 2.7	Comportamiento reológico de la mezcla: aceite pesado (M076) – aceite ligero (M079) a 40°C de temperatura.....	25
Figura 2.8	Comportamiento reológico de la mezcla: aceite extrapesado (M078) – aceite ligero (M079), a diferentes concentraciones y 40°C de temperatura.	25
Figura 2.9	Comparación de los valores calculados de viscosidad de mezclas de crudos, contra valores medidos, para diferentes concentraciones de aceite ligero. Sistema: aceite pesado – aceite ligero (M076-M079).....	26
Figura 2.10	Comparación de los valores calculados de viscosidad de mezclas de crudos, contra valores medidos, para diferentes concentraciones de aceite ligero. Sistema: aceite extrapesado – aceite ligero (M078-M079).....	27
Figura 3.1	Comparación de correlaciones para la relación de solubilidad contra datos medidos.....	30
Figura 3.2	Curva de IPR generalizada.....	33
Figura 3.3	Cálculo de NLC a partir de NL.....	36
Figura 3.4	Cálculo del factor de corrección ψ	36
Figura 3.5	Transferencia de calor en el pozo.	40
Figura 4.1	Módulo Datos.....	44
Figura 4.3	Módulo IPR, para calcular la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo	446

Figura 4.4	Módulo térmico para calcular perfiles de temperatura en el espacio anular y en la tubería de producción.....	47
Figura 4.5	Módulo hidrodinámico para calcular perfiles de presión en el pozo.	48
Figura 4.6	Comparación de resultados para la presión de saturación (p_b).	49
Figura 4.7	Comparación de resultados para la relación de solubilidad.....	50
Figura 4.8	Comparación de resultados para el factor de volumen del aceite.....	50
Figura 4.9	Comparación de los perfiles de presión.....	51
Figura 5.1	Ubicación del Campo Samaria-Neógeno	53
Figura 5.2	Sección esquemática de las arenas productoras del campo Samaria Neógeno.....	54
Figura 5.3	Histórico de producción del campo Samaria-Neógeno.	56
Figura 5.4	Incremento de la producción en la última etapa de desarrollo del Proyecto Samaria-Neógeno.	56
Figura 5.5	Producción de aceite extrapesado obtenido en la última etapa de desarrollo del Proyecto Samaria-Neógeno.	57
Figura 5.6	Liner ranurado.....	58
Figura 5.7	Estado mecánico típico de un pozo con aparejo térmico.....	59
Figura 5.8a	Evolución de las condiciones mecánicas de los aparejos de producción.....	61
Figura 5.8b	Evolución de las condiciones mecánicas de los aparejos de producción.....	62
Figura 5.9	Problemas operativos de los equipos de bombeo mecánico.	64
Figura 5.10	Comportamiento de pozos que operan con bombeo neumático.	65
Figura 5.11	Registros geofísicos obtenidos en el pozo Samaria-916.	66
Figura 5.12	Estado Mecánico Samaria-916.	69
Figura 5.13	Histórico de producción del pozo Samaria-916.....	70
Figura 5.14	Comportamiento de la presión y temperatura en la cabeza del pozo Samaria 916.	71
Figura 5.15a	Comparación de los valores calculados de relación solubilidad con las correlaciones de Total (1983) y de Standing (1977), antes de calibrarlas, con respecto a los datos medidos.	73
Figura 5.15b	Comparación de los valores calculados de relación solubilidad con las correlaciones de Total (1983) y de Standing (1977), después de calibrarlas, contra los datos medidos.....	73
Figura 5.16	Curva de comportamiento de afluencia para el pozo Samaria-916 (operando con equipo de bombeo mecánico).	74
Figura 6.1	Perfil de presión a diferentes gastos de inyección de aceite ligero (gasto de aceite extrapesado, 100 bpd).	78
Figura 6.2	Perfiles de temperatura en TP a diferentes gastos de inyección de aceite ligero (gasto de aceite extrapesado, 100 bpd).	79

Figura 6.3	Perfiles de temperatura de la formación, TP y espacio anular (gasto de aceite ligero: 100 bpd; gasto de aceite extrapesado, 100 bpd).	79
Figura 6.4	Comportamiento de afluencia del pozo a diferentes gastos de inyección. .	81
Figura 6.5	Curva de bombeo.....	81
Figura 6.6	Diámetro de la TP Vs. Gasto de aceite extrapesado producido	83
Figura 6.7	Temperatura del aceite inyectado vs. gasto de aceite extrapesado.	85
Figura 6.8	Perfil de temperatura del aceite ligero en el espacio anular (gasto de aceite ligero: 100 bpd; gasto de aceite extrapesado: 100 bpd).	85
Figura 6.9	Profundidad del punto de inyección vs. gasto de aceite extrapesado aportado por el yacimiento.	87
Figura 6.10	Gasto de producción vs. Densidad API del aceite producido.	88
Figura 6.11	Resultados del análisis nodal, con la densidad del aceite ligero inyectado como parámetro, con la inyección de 100 bpd.	90
Figura 6.12	Gasto de aceite producido, con la densidad del aceite ligero inyectado como parámetro.	90
Figura 6.13	Producción de aceite extrapesado vs. RGA.	92
Figura 6.14	Efecto del gasto de inyección de aceite ligero sobre la producción aceite extrapesado, antes y después de la estimulación térmica.....	94
Figura 6.15	Efecto de la temperatura del yacimiento sobre las curvas de bombeo.....	94
Figura 6.16	Viscosidades del aceite en el pozo a diferentes gastos de inyección de aceite ligero.....	95

Introducción

Con el fin de restituir las reservas de hidrocarburos que se han perdido por el agotamiento de los yacimientos terrestres y en aguas someras, las actividades de exploración y producción se están extendiendo hacia aguas profundas y ultraprofundas; asimismo, hacia yacimientos no convencionales, tales como los de crudos pesados y extrapesados.

De acuerdo a estudios recientes, se estima que dos terceras partes de las reservas mundiales de petróleo corresponden a crudos pesados y extrapesados. Canadá y Venezuela son los mayores productores de este tipo de aceites, no sólo por la cantidad de reservas que poseen, sino también por el desarrollo de tecnologías que les ha permitido incrementar sus factores de recuperación y reducir los costos de producción.

Actualmente más de treinta países poseen reservas importantes de crudo pesado y extrapesado, entre los que destacan: Estados Unidos de América, México, Brasil, Rusia, Indonesia, China, Colombia, Ecuador, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita, Chad y Angola. En el caso de México, en el año 2013 se produjeron 1.363 MMbpd de crudo pesado, lo que representó el 53.8% de la producción total.

Recientemente Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha descubierto 18 campos de aceite extrapesado en la Región Marina, con calidades que van de 6 a 12 °API y altas concentraciones de ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). Paralelamente ha reactivado campos terrestres que durante mucho tiempo se consideraron no rentables, por el reto que implicaba la extracción y manejo de la producción, debido a la alta viscosidad que caracteriza a este tipo de crudos; por ejemplo, en casos extremos la viscosidad puede alcanzar valores del orden de millones de centipoises.

De esta manera, en la industria se han propuesto diferentes alternativas tecnológicas para incrementar la productividad de los yacimientos de aceite pesado o extrapesado, así como para facilitar su transporte desde el fondo del pozo hasta las baterías de separación. Una de ellas consiste en la dilución del crudo con diversas sustancias afines, tales como naftas, diésel, queroseno y aceites ligeros, para abatir su viscosidad y al mismo tiempo mejorar su calidad (menor densidad).

Siguiendo tal línea tecnológica, en el presente trabajo se estudia la inyección de aceite ligero en pozos que producen aceites pesados o extrapesados, como un mecanismo alternativo de levantamiento artificial, con aplicación a un caso del Campo Samaria-Neógeno en México.

Objetivo

Desarrollar un modelo matemático que incorpore los principales aspectos hidrodinámicos y de transferencia de calor, durante la inyección de aceite ligero en pozos que producen aceite pesado/extrapesado, e implementarlo en un programa computacional que permita estudiar el comportamiento de este tipo de sistemas bajo diferentes condiciones de diseño y operación, con aplicación a un pozo del Campo Samaria-Neógeno.

Objetivos específicos

- Realizar una revisión de la literatura relacionada con: técnicas para reducir la viscosidad de crudos pesados y extrapesados; modelos para estimar la viscosidad aparente de mezclas de crudos; y modelos de flujo multifásico y de transferencia de calor en pozos productores de aceite y gas.
- Estudiar experimentalmente la compatibilidad y el comportamiento reológico de mezclas seleccionadas de crudos ligero-pesado/extrapesado del Campo Samaría-Neógeno.

- Evaluar métodos para predecir la viscosidad aparente de mezclas de crudos ligero – pesado/extrapesado, a partir de los datos experimentales recabados.
- Desarrollar un modelo matemático que describa los principales aspectos hidrodinámicos y térmicos de la inyección de aceite ligero en pozos, que producen aceite pesado/extrapesado en régimen permanente, e implementarlo en un programa computacional.
- Con base en los datos experimentales obtenidos e información de campo, aplicar el programa desarrollado para estudiar el comportamiento de un pozo productor de aceite pesado del Campo Samaria-Neógeno, con la inyección de aceite ligero.
- Realizar estudios paramétricos con variables selectas del sistema.

Contenido de la tesis

Esta tesis está conformada por seis capítulos. En el primero se describen algunos de los métodos utilizados para reducir la viscosidad de crudos pesados y extrapesados; se presentan modelos para estimar la viscosidad de mezclas de crudos; se refieren diversos métodos de flujo multifásico y de transferencia de calor para predecir los perfiles de presión y temperatura, respectivamente, en pozos petroleros.

En el capítulo dos se presentan los detalles y resultados de las pruebas experimentales que se llevaron a cabo para investigar la compatibilidad y el comportamiento reológico de mezclas de crudos pesado/extrapesado con aceite ligero, del Campo Samaria-Neógeno. Asimismo, se evalúan tres modelos para estimar la viscosidad de mezclas de crudos.

El modelo propuesto para describir la hidrodinámica del flujo y la transferencia de calor en pozos que producen aceite pesado o extrapesado, con inyección de aceite ligero, se presenta en el capítulo tres. Se mencionan las correlaciones seleccionadas para calcular las principales propiedades termodinámicas del aceite

y su gas asociado; se propone una correlación para calcular la viscosidad de los aceites crudos considerados en el presente estudio. Se describen los modelos seleccionados para calcular el comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, así como para generar los perfiles de presión y temperatura en los pozos.

Con el fin de estudiar el comportamiento de los pozos productores de aceite pesado o extrapesado con inyección de aceite ligero, se desarrolla un programa de cómputo que permite realizar análisis nodales en este tipo de sistemas. En el capítulo cuatro se describen los detalles del mismo.

En el capítulo cinco se exponen los antecedentes históricos del campo Samaria-Neógeno, sus características geológicas, las propiedades de los fluidos producidos, las condiciones mecánicas de los pozos, y algunos de los problemas identificados durante la operación de éstos. Se describen las características de un pozo productor de aceite extrapesado de este campo, y el cual se utilizará para investigar la inyección de aceite ligero. Se presentan los detalles del modelo generado en el programa de cómputo para este pozo.

En el capítulo seis se analizan y discuten los efectos de algunos parámetros de diseño y operación en el comportamiento del pozo seleccionado, con la inyección de aceite ligero. Los parámetros considerados en el estudio son: gasto y temperatura del aceite ligero; diámetro de la tubería de producción (TP) y profundidad del punto de inyección; viscosidad y relación gas-aceite del aceite del yacimiento; y la temperatura de la formación.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones de este estudio.

Capítulo 1

Revisión de la literatura

En este capítulo se describen algunas de las técnicas usadas para reducir la viscosidad de crudos pesados y extrapesados, y facilitar su transporte a través del sistema integral de producción; se presentan modelos para estimar la viscosidad de mezclas de crudos, así como modelos de flujo multifásico que permiten calcular los gradientes de presión en pozos productores de aceite y gas. Finalmente, se refieren algunos modelos de transferencia de calor en pozos petroleros.

1.1 Métodos y tecnologías de explotación para yacimientos de aceite pesado o extrapesado

Los métodos tradicionales de recuperación primaria, los cuales se basan en la capacidad de desplazamiento de los hidrocarburos de la formación hacia el pozo, generalmente resultan inadecuados para la explotación de los yacimientos de aceite pesado o extrapesado (Greaves et al., 2000; Hart, 2012). Para tal efecto, la mayoría de las compañías operadoras en el mundo han propuesto e implementado algunos métodos de recuperación mejorada, tales como:

- Térmicos
 - ✓ Inyección de vapor
 - ✓ Combustión In-Situ
 - ✓ Calentamiento electromagnético
 - ✓ Inyección de agua caliente

- Inyección de solventes
 - ✓ Aceite ligero
 - ✓ Nitrógeno
 - ✓ Inyección de CO₂
- Inyección de productos químicos
 - ✓ Surfactantes
 - ✓ Polímeros
 - ✓ Micelas
 - ✓ Mezclas de polímeros – micelas-surfactantes
- Inyección de bacterias
- Métodos combinados
 - ✓ Inyección de vapor más solventes (VAPEX)

En el caso de México, es importante señalar que el único método de recuperación mejorada que se ha puesto en marcha exitosamente, es la inyección alterna de vapor (IAV) en el Campo Samaria.

1.2 Métodos para el transporte de crudos pesado o extrapesado en tuberías

Debido a que la viscosidad de los aceites pesados y extrapesados puede incrementarse en varios órdenes de magnitud con la reducción de la temperatura, el flujo de estos crudos a través de tuberías (pozos y ductos) puede resultar extremadamente complicado. Por lo tanto, se han desarrollado algunos métodos para mejorar el transporte y manejo de la producción de este tipo de hidrocarburos, que pueden clasificarse en los rubros indicados en la **Figura 1.1**, y que se describen más adelante.

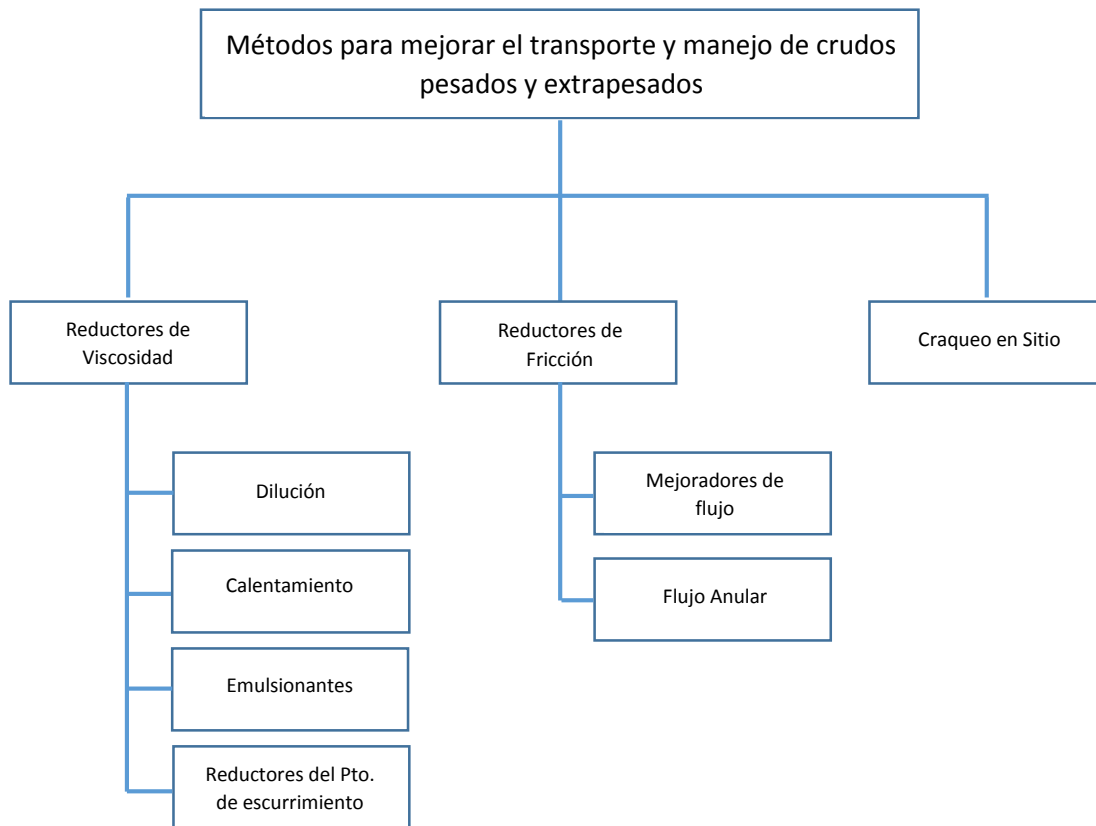


Figura 1.1 Métodos de transporte y manejo de crudos pesado, extrapesado (Adaptado de Hart, 2013).

1.2.1 Dilución

La inyección de diluyentes en tuberías que transportan crudo pesado o extrapesado, es una de las metodologías más antiguas y comúnmente empleadas para reducir tanto la viscosidad como la densidad (mayor °API). Generalmente se utilizan aceites ligeros y otros derivados del petróleo, tales como naftas, queroseno, diésel (biodiesel) y ciertos alcoholes, como sustancias diluyentes o solventes (ver **Figura. 1.2**).

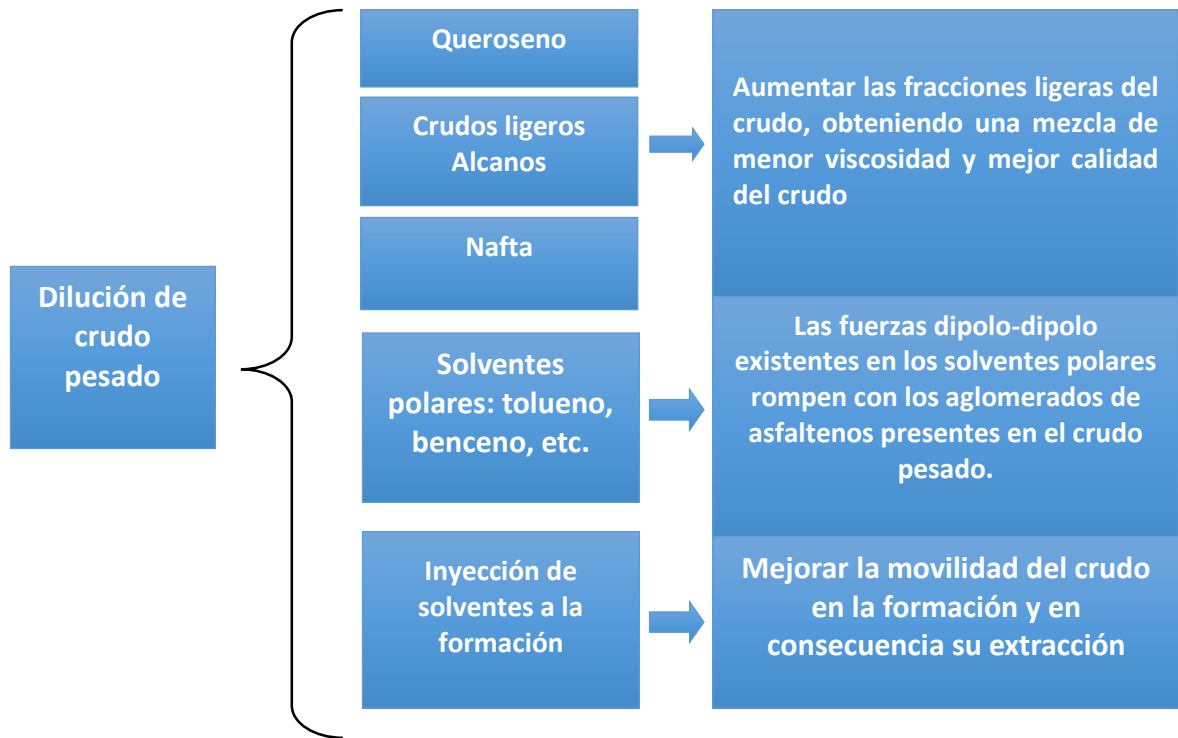


Figura 1.2 Alternativas tecnológicas usadas en la dilución de crudo pesado.

Para aplicar esta metodología es importante determinar la proporción óptima del diluyente, y verificar el comportamiento de la viscosidad y la compatibilidad de los fluidos. Martínez Palou (2011) menciona que una concentración del solvente de 20 a 30% (en volumen) es suficiente para reducir las caídas de presión y facilitar las operaciones de deshidratación y desalado.

Por otra parte, es fundamental llevar a cabo pruebas en laboratorio para determinar la compatibilidad del crudo con el diluyente, ya que el mezclado puede derivar en problemas de precipitación de sólidos orgánicos ya sea parafinas o asfaltenos (Zahan et al., 2004).

Otros aspectos importantes que deben considerarse en la selección de este método son los altos costos asociados al abasto, transporte y manejo de los diluyentes; adicionalmente, se debe contar con un sistema de inyección que favorezca el mezclado correcto de los fluidos.

1.2.2 Calentamiento

El calentamiento de crudos viscosos es el segundo método más empleado para mejorar el transporte de este tipo de fluidos en ductos. Generalmente, se busca mantener elevada la temperatura del crudo (cerca a los 100°C), con el uso de calentadores de fuego directo en las estaciones de bombeo. La **Figura 1.3** muestra un aceite pesado antes y después de la adición de un diluyente y calor; como puede observarse, inicialmente presenta una consistencia pastosa y con espuma; después del tratamiento, se reduce tanto la viscosidad como la densidad.

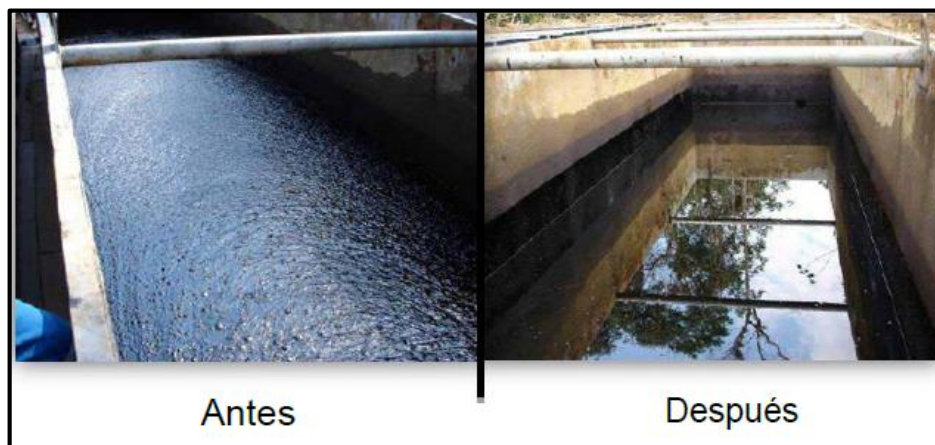


Figura 1.3 Consistencia de un crudo viscoso antes y después del calentamiento y dilución.

Entre los factores que deben tomarse en cuenta en el diseño de un sistema de transporte por calentamiento pueden mencionarse: la expansión de la tubería, el número de estaciones de bombeo y calentamiento, y las pérdidas de calor en el sistema.

Es importante destacar que la viabilidad económica de la implementación de este método depende de la relación costo-beneficio del calentamiento y el rebombeo (Domínguez J.C., 2008). Es claro que a medida que aumenta el número de estaciones de calentamiento, los costos de bombeo disminuyen, pero los del calentamiento se incrementan.

1.2.3 Emulsionantes

Las emulsiones de aceite y agua ocurren de manera natural en los sistemas de producción de petróleo, siendo las más comunes las del tipo agua en aceite. En las que el porcentaje de agua emulsionada se encuentra entre 5 y 35% en volumen, alcanzando hasta un 60% en casos excepcionales.

Considerando los crudos pesados y extrapesados, las emulsiones de agua en aceite pueden alcanzar viscosidades del orden de varios miles de centipoises. En comparación, la viscosidad aparente de una emulsión de aceite en agua puede reducirse sustancialmente a algunos cuantos centipoises para un mismo crudo. Por lo tanto, el estudio de las emulsiones de aceite y agua constituye un tema importante del aseguramiento de flujo.

Como una alternativa para transportar los crudos pesados, extrapesados y bitúmenes a través de tuberías, se ha propuesto hacerlo en forma de emulsiones aceite en agua. Para generarlas, comúnmente se requieren agentes tensoactivos que dispersen el aceite como gotas finas en una fase continua acuosa.

Por razones económicas y operativas, la emulsión debe contener la menor cantidad posible de agua para lograr un transporte eficiente, en cuyo caso, la viscosidad comúnmente es menor de 400 cp a temperatura ambiente; de manera cualitativa, esto se logra con porcentajes de agua entre 25 y 30% en peso (Martínez-Palou et al., 2011). Para porcentajes menores, la viscosidad del sistema puede resultar muy alta, incluso un orden de magnitud mayor que la viscosidad original del crudo; o bien, la emulsión podría invertirse (agua en aceite).

La estabilidad de una emulsión depende de la composición del crudo, salinidad y pH, volumen de agua, la variación en el tamaño de gotas, temperatura, tipo y concentración de tensoactivos, y la energía de mezclado, entre otros.

La concentración del surfactante para generar emulsiones estables es variable, sin embargo, en la práctica existen dos límites: menor a 0.1% no hay suficiente surfactante para estabilizar la emulsión; a valores mayores de 5% no se tiene ningún beneficio adicional.

Pilehvari (1988), Ashrafizadeh y Kamran (2010) proponen el uso de componentes presentes de manera natural en el aceite crudo como surfactantes; por ejemplo: sílice, arcilla y óxidos de hierro. Se menciona que las emulsiones serán más estables si la superficie de sus partículas está saturada con asfaltenos. Por otra parte, para garantizar la estabilidad de las emulsiones, se ha propuesto el uso de sistemas conformados por surfactantes químicos solubles en agua y/o biosurfactantes, en conjunto con emulsionantes biológicos (Hayes et al., 1988). La estabilidad de la emulsión se debe a que los microorganismos residen en la interfase y evitan la coalescencia de las gotas de aceite.

Entre las aplicaciones realizadas hasta ahora para transportar crudos pesados y bitúmenes mediante emulsiones, puede mencionarse el proceso Orimulsión®, desarrollado en Venezuela por la compañía estatal (PDVSA). De acuerdo a Forte (1994), este proceso no solo facilita el transporte del bitumen, sino que la emulsión puede usarse directamente como combustible en las centrales termoeléctricas.

Como comentario final, un aspecto importante a considerar en la selección de los agentes tensoactivos es que las emulsiones resultantes sean fáciles de romper una vez finalizado el transporte (emulsiones metaestables); esto con la finalidad de cumplir con los estándares de calidad y ambientales, antes de los procesos de refinación del crudo y tratamiento del agua. Adicionalmente, debe procurarse que la cantidad de productos químicos utilizados sea mínima.

1.2.4 Reductores del punto de escurrimiento

En ambientes de bajas temperaturas, por ejemplo, en climas árticos o en el lecho marino, los problemas de bombeo y/o transporte del crudo pesado se incrementan notablemente, ya que el aceite puede perder su fluidez debido a la formación de ceras (parafinas). En este sentido, resulta importante determinar la temperatura más baja a la cual el crudo seguirá fluyendo; a esta temperatura se le denomina punto de escurrimiento o de fluidez, y el procedimiento experimental para determinarlo se describe en la norma ASTM D-97.

La alteración del proceso de cristalización de las ceras puede reducir considerablemente el punto de escurrimiento, la viscosidad y el esfuerzo de cedencia de los crudos parafínicos, facilitando su transporte en tuberías. En consecuencia, se han desarrollado algunos aditivos químicos que afectan la nucleación, adsorción o solubilidad de las parafinas. Estos reductores del punto de escurrimiento penetran los cristales, inhiben su crecimiento y reducen su adherencia a las paredes de las tuberías. Algunos de estos productos pueden consultarse en el artículo de Pedersen K.S. et al., (2003).

1.2.5 Reductores de fricción

Las caídas de presión por fricción pueden ser dominantes cuando se transportan crudos pesados o extrapesados a través de tuberías, como resultado de los esfuerzos cortantes entre el fluido y su superficie interna.

Por lo tanto, para reducir los esfuerzos cortantes se han desarrollado ciertos productos químicos (denominados comúnmente como “mejoradores de flujo”), cuyo objetivo es formar una película sobre la superficie de la tubería que disminuye el contacto del crudo. Siguiendo el mismo principio, otra alternativa que se ha considerado es transportar el crudo en un patrón de flujo anular con agua en contacto con las paredes de los ductos.

1.2.6 Craqueo en sitio

Los métodos considerados en este rubro están orientados a modificar la composición del crudo, haciéndolo menos denso y menos viscoso. El craqueo térmico y el hidrocraqueo, son los procesos tradicionales usados en las refinerías para mejorar la calidad (“upgrading”) de los crudos pesados o extrapesados. El objetivo de estos procesos es romper las cadenas complejas de hidrocarburos, generando cadenas más cortas.

1.3 Modelos para estimar la viscosidad de mezclas de crudos

El mezclado de los diferentes tipos de crudos producidos de varios yacimientos o campos petroleros, es una práctica común en la operación de las instalaciones superficiales. Ahora bien, para analizar y predecir el comportamiento hidrodinámico

del flujo a través de las tuberías que transportan diferentes corrientes de crudo, es necesario estimar las propiedades físicas de la mezcla resultante. En el caso de los crudos pesados y extrapesados, el cálculo de la viscosidad resulta fundamental debido a la compleja reología que pueden presentar en función de su composición y las condiciones de operación.

Por esta razón, diversos autores han propuesto algunos métodos (correlaciones y reglas de mezclado) para determinar la viscosidad de mezclas, como se presenta en la **Tabla 1.1**. En general, los métodos dependen de la densidad, viscosidad, y fracción (molar, másica, o volumétrica) de cada componente en el sistema; cabe señalar que la temperatura se toma en cuenta de manera implícita en las propiedades termodinámicas referidas. Debido a que algunas de las correlaciones se desarrollaron para mezclas de hidrocarburos puros, es necesario validarlas respecto a datos medidos para el sistema analizado.

En cuanto a los métodos presentados, Sutton y Bergman (2012), refieren algunas recomendaciones:

- a) Con la ecuación de Arrhenius se obtienen resultados satisfactorios para mezclas binarias, pero no así para sistemas más complejos. Los resultados son más exactos si se utilizan fracciones molares en lugar fracciones volumétricas.
- b) El método de Kendall y Monroe es aplicable para mezclas donde los componentes son de naturaleza similar. Para relaciones de viscosidad mayores de cinco, la exactitud del método es baja.
- c) Los métodos de Shu, y de Barrufel y Setiadarma, son aplicables para mezclas binarias. Para sistemas conformados por más de dos tipos de crudo, éstos deben ordenarse en una secuencia de mayor a menor viscosidad. Los componentes uno y dos se mezclan formando un pseudo-componente; posteriormente, éste se mezcla con el tercer componente, y así sucesivamente.

Tabla 1.1 Métodos para determinar la viscosidad de mezclas de crudos (Sutton y Bergman, 2012).

Método	Año de Publicación	Ecuación
Arrhenius	1887	$\ln \mu_m = \sum_{i=1}^n X_i \ln \mu_i$ <p>Donde X_i es la fracción volumétrica o peso mol (fracción molar) del componente.</p>
Bingham	1906	$\mu_m^{-1} = \sum_{i=1}^n V_i \mu_i^{-1}$ <p>Donde V_i es la fracción volumétrica del componente.</p>
Kendall y Monroe	1917	$\mu_m = \left(\sum_{i=1}^n X_i \mu_i^{\frac{1}{3}} \right)^3$
Cragoe	1933	$I_{Cr_i} = \frac{1000 \ln(20)}{\ln\left(\frac{\mu_i}{0.0005}\right)} \text{ y } I_{Cr} = \sum_{i=1}^n w_i I_{Cr_i}$
Refuta	1947	$I_{R_i} = 14.534 \ln \ln(V_i + 0.8) + 10.975 \text{ y } I_R = \sum_{i=1}^n w_i I_{R_i}$
Maxwell	1950	$I_{M_i} = 59.58959 - 21.8373 \ln \ln(V_i + 0.8) \text{ y } I_M = \sum_{i=1}^n V_i I_{M_i}$
Chevron método 1	1971	$I_{C1} = \sum_{i=1}^n V_i \frac{0.1749 + 0.268 \ln V_i + 0.0261 (\ln V_i)^2}{1 + 0.4027 \ln V_i + 0.0164 (\ln V_i)^2}$ <p>y $I_{C1} = \sum_{i=1}^n V_i I_{C1_i}$</p>
Chevron método 2	1971	$I_{C2_i} = \frac{\ln V_i}{\ln(1000 V_i)} \text{ y } I_{C2} = \sum_{i=1}^n V_i I_{C2_i}$
Shu	1984	$\ln \mu_m = a \ln \mu_1 + (1 - a) \ln \mu_2$ $a = \frac{\alpha V_1}{\alpha V_1 + V_2}$ $\alpha = \frac{17.04 (\rho_1 - \rho_2)^{0.5237} \rho_1^{3.2745} \rho_2^{1.6316}}{\ln\left(\frac{\mu_1}{\mu_2}\right)}$ <p>Donde $\rho_1 > \rho_2$</p>
Wallace y Henry	1987	$I_{WH_i} = \frac{1}{\ln\left(\frac{\mu_i}{0.01}\right)} \text{ y } I_{WH} = \sum_{i=1}^n w_i I_{WH_i}$
Barrufet y Setiadarma	2003	<p>Este es una actualización del método de Shu</p> $\alpha = 0.35242695 x_2^{-0.71154}$ <p>Donde x_2 es la fracción mol del componente más ligero</p>
Parkash	2003	$I_{P_i} = 376.38 \ln \ln(V_i + 0.93425) - 157.43 \text{ y}$ $I_P = \sum_{i=1}^n V_i I_{P_i}$
McAllister	2005	$\sqrt{V_{mixSSU}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{V_i}{\sqrt{V_{SSU_i}}}}$

1.4 Métodos de flujo multifásico para calcular gradientes de presión en pozos productores de aceite y gas

El flujo simultáneo de gas y de líquido en tuberías es un fenómeno complejo de estudiar y modelar de manera rigurosa; esto se debe a que las fases pueden distribuirse en una infinidad de formas (patrones de flujo), y resulta prácticamente imposible predecir la forma y posición de la interfase en todo instante.

Sobra mencionar que el número de variables involucradas en el modelado del flujo gas-líquido, es al menos del doble del que se requiere para los flujos monofásicos; adicionalmente, aún en las formulaciones más “sencillas” basadas en los principios fundamentales de la física, se involucran ecuaciones constitutivas que no siempre están disponibles o que no son aplicables para los sistemas analizados.

De esta manera, con el fin de resolver los problemas relacionados al flujo gas-líquido en tuberías, se han desarrollado métodos simplificados, tales como los modelos de flujo homogéneo, los modelos mecanicistas, y las correlaciones empíricas, por mencionar algunos.

En el modelo de flujo homogéneo se considera que no existe resbalamiento entre las fases; de esta manera, el sistema bifásico se considera como un pseudo-fluido con propiedades físicas promedio que fluye con la velocidad de la mezcla.

Por otra parte, los modelos mecanicistas toman en cuenta sólo los aspectos físicos relevantes de cada patrón de flujo; para tal efecto, la descripción de la interface se simplifica o idealiza de acuerdo al patrón de flujo en consideración; posteriormente, se aplican los principios de conservación de masa, cantidad de movimiento y energía a los volúmenes de control seleccionados, considerando propiedades físicas promedio (en espacio y tiempo); con base en simplificaciones, el sistema de ecuaciones diferenciales asociadas a las ecuaciones conservación se transforman en un sistema de ecuaciones algebraicas. Los modelos de Ansari et al. (1994), y de Gómez et al. (2000) son dos ejemplos.

Con respecto a las correlaciones empíricas, éstas han sido la herramienta de uso común para la solución de problemas de flujo bifásico en pozos y ductos que transportan gas y aceite. En la **Tabla 1.2** se presenta una clasificación de las correlaciones de flujo multifásico vertical más utilizadas en la industria petrolera, dependiendo si toman en cuenta el resbalamiento entre las fases y el patrón de flujo (Brill J.P, 1999).

Tabla 1.2 Clasificación de las correlaciones de flujo bifásico (Brill, 1999).

Grupo	Correlaciones	Criterio
I	Poettman y Carpenter	No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos de colgamiento, se expresan por medio de un factor fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo.
	Banxendell y Thomas	
	Fancher y Brown	
II	Hagedorn y Brown	Toma en cuenta el resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas de las fases. No se distinguen patrones de flujo.
	Gray	
	Asheim	
III	Duns y Ross	Se considera resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo.
	Orkiszewski	
	Aziz.	
	Chierici.	
	Beggs y Brill.	
	Mukherjee y Brill	

1.5 Modelos de transferencia de calor en pozos

Cuando los fluidos provenientes del yacimiento entran al pozo comienzan a perder temperatura en su trayecto hacia la superficie ya que existe transferencia de calor hacia los alrededores. Este es un proceso complejo en el que generalmente están presentes los tres modos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación; depende de muchos factores: propiedades termodinámicas del aceite, gas y agua; propiedades térmicas de los fluidos transportados, tuberías y formaciones perforadas; velocidades de las fases, y patrones de flujo; geometría y trayectoria del pozo; y, el tiempo, por mencionar algunos. Bajo tales condiciones, la transferencia de calor y la hidrodinámica del flujo dependen una de la otra; por lo tanto, los modelos para calcular perfiles de presión y perfiles de temperatura deben resolverse simultáneamente.

Debido a la complejidad (o imposibilidad) de desarrollar un modelo riguroso para predecir los perfiles de temperatura en los pozos petroleros, se han propuesto algunos modelos simplificados para tal efecto. Uno de los trabajos pioneros en esta área fue el realizado por Ramey (1962), quien desarrolló modelos de transferencia de calor en pozos verticales que transportan fluidos monofásicos (líquidos incompresibles o gas).

Es importante destacar que, aún con sus simplificaciones, el modelo de Ramey captura los aspectos fundamentales de la transferencia de calor en los pozos petroleros. Por lo tanto, ha servido como base para la mayoría de las formulaciones posteriores de otros autores (Shiu y Beggs, 1980; Hasan y Kabir, 2012).

Ahora bien, en el contexto del presente trabajo, en 2009 Yanmin Yu et al., desarrollaron un modelo para calcular perfiles de temperatura, tanto en la tubería de producción como en el espacio anular, en pozos de aceite pesado que producen mediante la inyección de aceite ligero. Debido a que este modelo se retomará para los objetivos de esta tesis, sus detalles se describen ampliamente en otros capítulos.

Capítulo 2

Pruebas experimentales para determinar la compatibilidad y el comportamiento reológico de mezclas de crudos

De acuerdo a los objetivos del presente trabajo, se realizaron pruebas experimentales para investigar la compatibilidad y el comportamiento reológico de mezclas de crudos pesado/extrapesado con aceite ligero, del Campo Samaría-Neógeno.

En las secciones siguientes se describen las pruebas realizadas y se discuten los resultados obtenidos. Asimismo, se evalúan tres modelos para estimar la viscosidad de mezclas de crudos con base en los datos experimentales recabados.

2.1 Tipos de aceite utilizados en las pruebas

Para realizar las pruebas se utilizaron cuatro muestras de aceite: dos de crudo pesado y una de crudo extrapesado del proyecto Samaria-Neógeno (SN), y una de aceite ligero del proyecto Antonio J. Bermúdez (AJB).

Las muestras se recolectaron en superficie (a boca de pozo) y se acondicionaron en el laboratorio para separar el agua de formación que contenían. En ninguna de las muestras se identificó la presencia de emulsiones.

En la **Tabla 2.1** se indica la densidad a condiciones estándar que se determinó para cada una de las muestras.

Tabla 2.1 Densidad de las muestras.

Proyecto	Muestra	Densidad		Tipo de aceite
		g/cm ³	°API	
SN	M076	0.98354	14.22	Pesado
SN	M077	0.9881	13.40	Pesado
SN	M078	1.0165	9.45	Extrapesado
AJB	M079	0.8615	34.77	Ligero

2.2 Pruebas de dilución y compatibilidad

Se realizaron pruebas para determinar cualitativamente el grado de dilución del aceite ligero en los crudos pesados/extrapesado; asimismo, pruebas de compatibilidad para identificar problemas potenciales de precipitación de asfaltenos, como resultado del mezclado de los crudos pesados/extrapesado con el aceite ligero.

Para determinar el nivel de dilución del aceite ligero (M079) en los crudos pesados/extrapesado (M076, M077 y M078), se prepararon mezclas a diferentes concentraciones (20, 40, 60 y 80% en volumen) de aceite ligero. Las mezclas se dejaron en reposo durante cinco días; posteriormente, se realizó una inspección visual de las muestras contra luz ultravioleta, para identificar si los crudos se habían separado.

En ninguno de los casos se detectó la separación de las fases, ni cambios en la coloración de la mezcla, como se ilustra en la **Figura 2.1**; por lo tanto, a reserva de realizar otro tipo pruebas más exhaustivas, para los objetivos del presente estudio se considera que el aceite ligero se mezcla de manera homogénea en los crudos pesados/extrapesados, a cualquier concentración.



Figura 2.1 Pruebas de dilución usando luz ultravioleta.

Con respecto a las pruebas de compatibilidad, se investigó la precipitación de asfáltenos. Para tal efecto, se mezcló un gramo de muestra (aceite ligero más crudo pesado, a diferentes concentraciones) con cincuenta mililitros de n-heptano; la mezcla se agitó por dos horas y se mantuvo en reposo por un día. Posteriormente, se separaron los líquidos y los residuos sólidos (asfáltenos); éstos últimos se sometieron a una temperatura de 80°C y se pesaron.

Los resultados obtenidos para la mezcla M078-M079 se presentan en las **Figuras 2.2 y 2.3**. Como puede observarse en la **Figura 2.2**, el porcentaje inicial de asfáltenos precipitados para el aceite extrapesado (M078) es de 14%; para el aceite ligero, es menor de 1%. Para las mezclas, el porcentaje de asfáltenos precipitados disminuyó con el incremento en la concentración del aceite ligero, indicando que los crudos son compatibles. Resultados similares se obtuvieron para las otras muestras generadas.

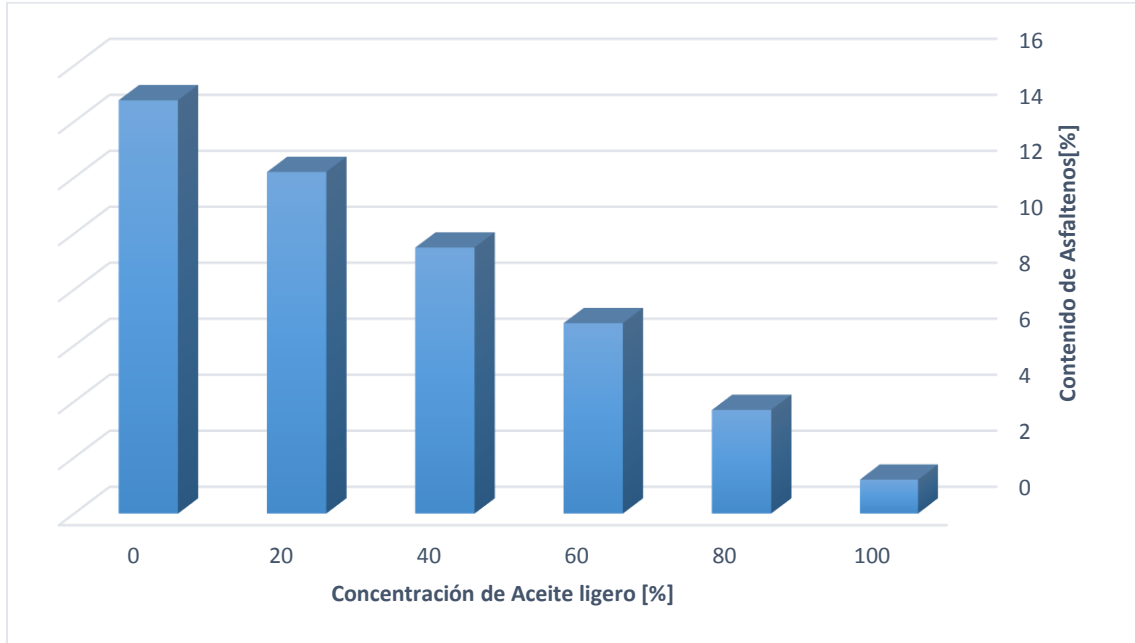


Figura 2.2 Asfaltos depositados para la mezcla M078-M079

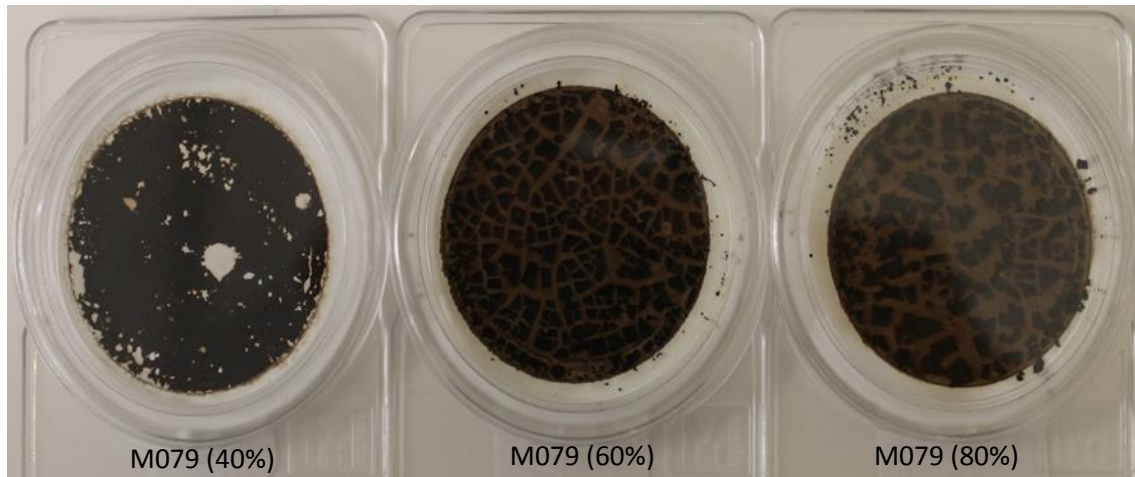


Figura 2.3 Asfaltos precipitados para la mezcla M078-M079

2.3 Caracterización reológica

Se realizaron pruebas experimentales para estudiar el comportamiento reológico de las muestras de aceite, antes y después de mezclarlos con el aceite ligero. Para tal efecto, se utilizó un reómetro marca Anton Paar (**Figura 2.4**), el cual opera bajo el principio de cilindros paralelos, el cual permite controlar de manera automática la velocidad de corte y la temperatura.

2.3.1 Viscosidad de los crudos en función de la temperatura

Primeramente, se determinó la viscosidad de los cuatros aceites en función de la temperatura. Los resultados obtenidos se indican en la **Tabla 2.2** y se muestran en la **Figura 2.5**; cabe señalar que los valores referidos corresponden a la viscosidad newtoniana identificada, como se ejemplifica en la **Figura 2.6** a una temperatura de 20 °C.



Figura 2.4 Reómetro Anton Paar.

Tabla 2.2 Viscosidad de los crudos en función de la temperatura.

Muestra	Viscosidad (cp) vs. Temperatura			
	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C
M076	1536	721	370	206
M077	1677	768	393	222
M078	39942	13562	5343	2490
M079	8.1	6.3	5	4.1

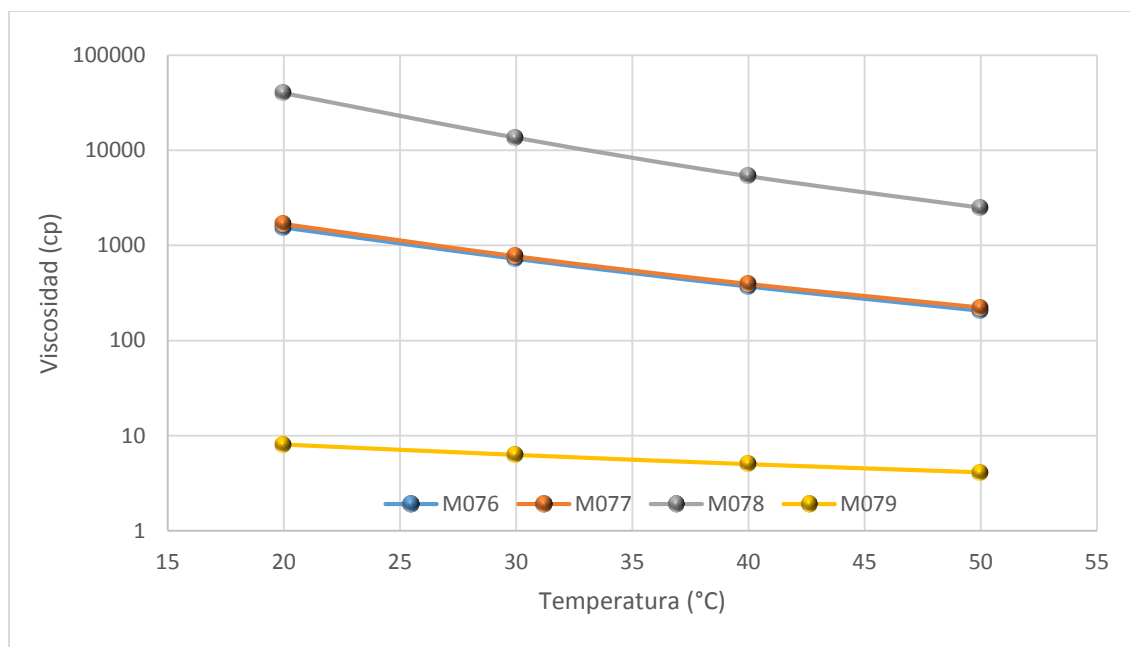


Figura 2.5 Comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura para los aceites pesados (M076 y M077), extrapesado (M078) y ligero (M079).

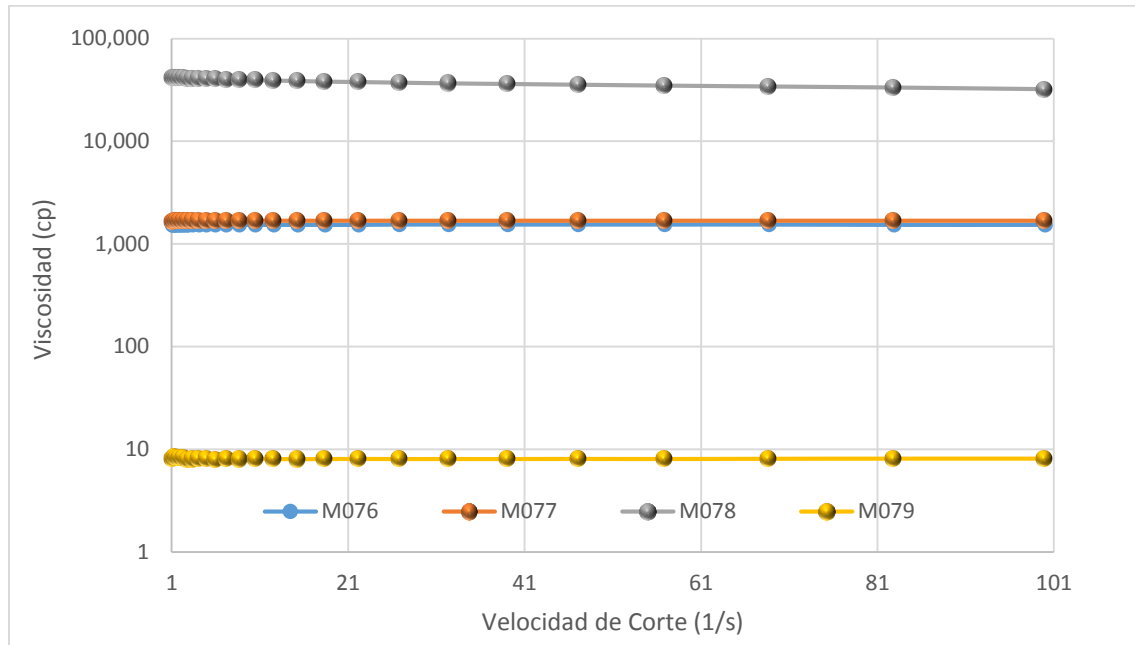


Figura 2.6 Comportamiento de la viscosidad a diferentes velocidades de corte y 20°C de temperatura.

2.3.2 Efecto de la dilución del aceite ligero en la viscosidad de la mezcla

Se realizaron pruebas reológicas para determinar el efecto de la concentración del aceite ligero (M079) sobre la viscosidad de las mezclas con los aceites pesados (M076 y M077) y extrapesado (M078).

En el estudio se consideraron concentraciones del aceite ligero de 20, 40, 60 y 80% en volumen. En las **Figuras 2.7 y 2.8** se presentan los resultados obtenidos para los sistemas M076-M079, y M078-M079, respectivamente, a 40°C. Los resultados correspondientes al sistema M077-M079 fueron prácticamente idénticos al caso M076-M079.

Como puede observarse en las figuras referidas, independientemente de la concentración del aceite ligero y de la velocidad de corte, las mezclas se comportan prácticamente como fluidos newtonianos. En ambos casos se observa una disminución importante de la viscosidad de los crudos pesado y extrapesado con la adición del aceite ligero.

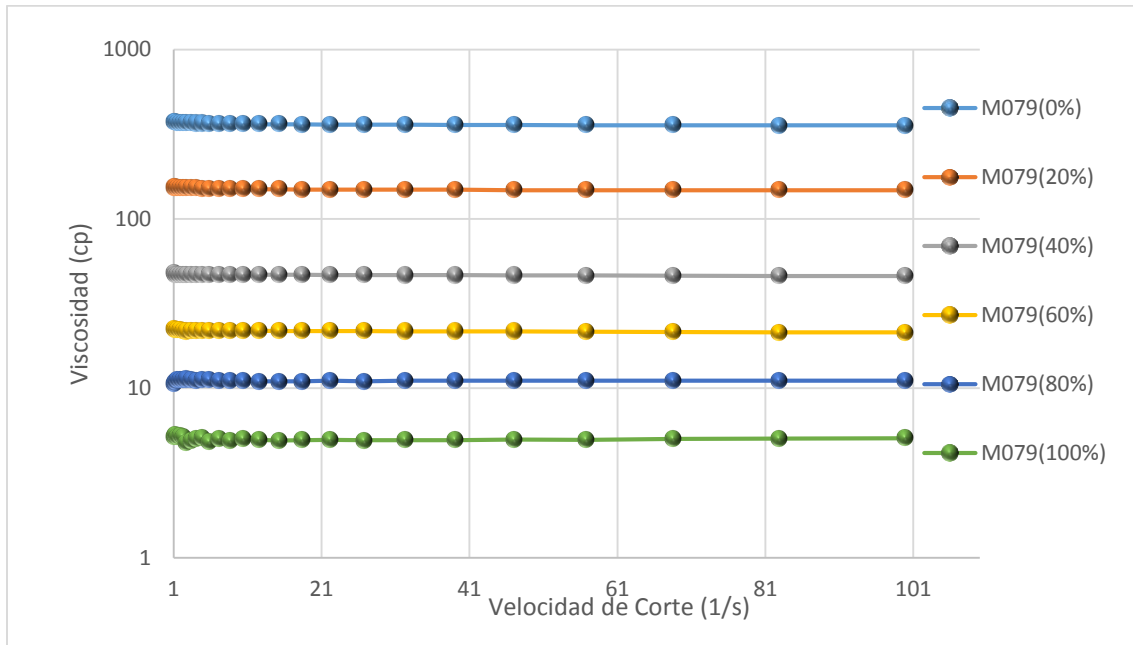


Figura 2.7 Comportamiento reológico de la mezcla: aceite pesado (M076) – aceite ligero (M079) a 40°C de temperatura.

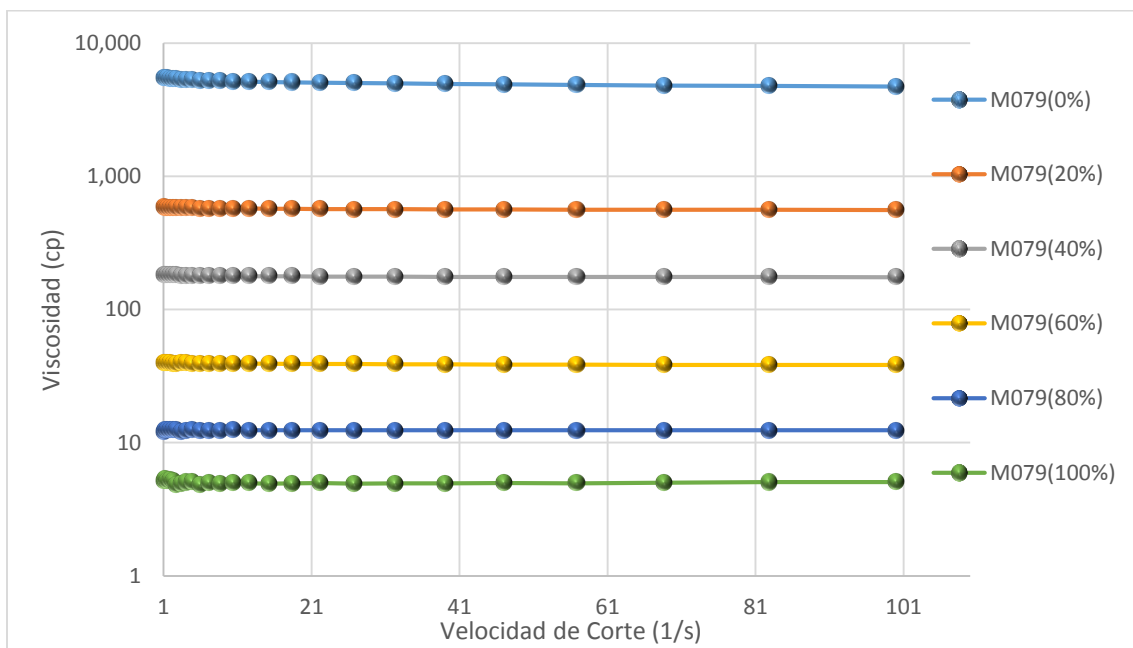


Figura 2.8 Comportamiento reológico de la mezcla: aceite extrapesado (M078) – aceite ligero (M079), a diferentes concentraciones y 40°C de temperatura.

2.4 Evaluación de reglas de mezclado para determinar la viscosidad de crudos

Con base en los datos obtenidos de viscosidad para las mezclas de crudos analizadas, se evaluaron los métodos de Arrhenius (1887), Shu (1984), y Barrufel y Setiadarma (2003), descritos en el capítulo dos. En las **Figuras 2.9 y 2.10**, se comparan los datos calculados de viscosidad contra los datos medidos para las mezclas pesado-ligero (M076-M079), y extrapesado-ligero (M078-M079); por otra parte, en la **Tabla 2.3** se indica el error relativo calculado para cada método.

De acuerdo a los resultados mostrados, se concluyó que el método de Shu (1984) es el que mejor reproduce los datos medidos de viscosidad para las mezclas analizadas.

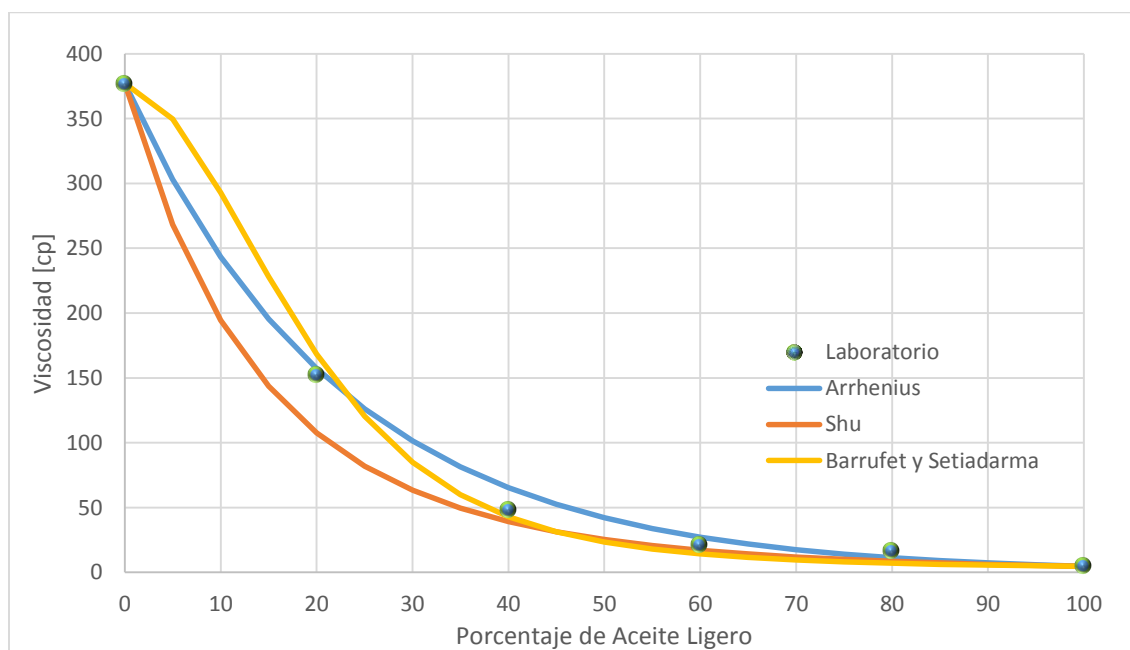


Figura 2.9 Comparación de los valores calculados de viscosidad de mezclas de crudos, contra valores medidos, para diferentes concentraciones de aceite ligero. Sistema: aceite pesado – aceite ligero (M076-M079).

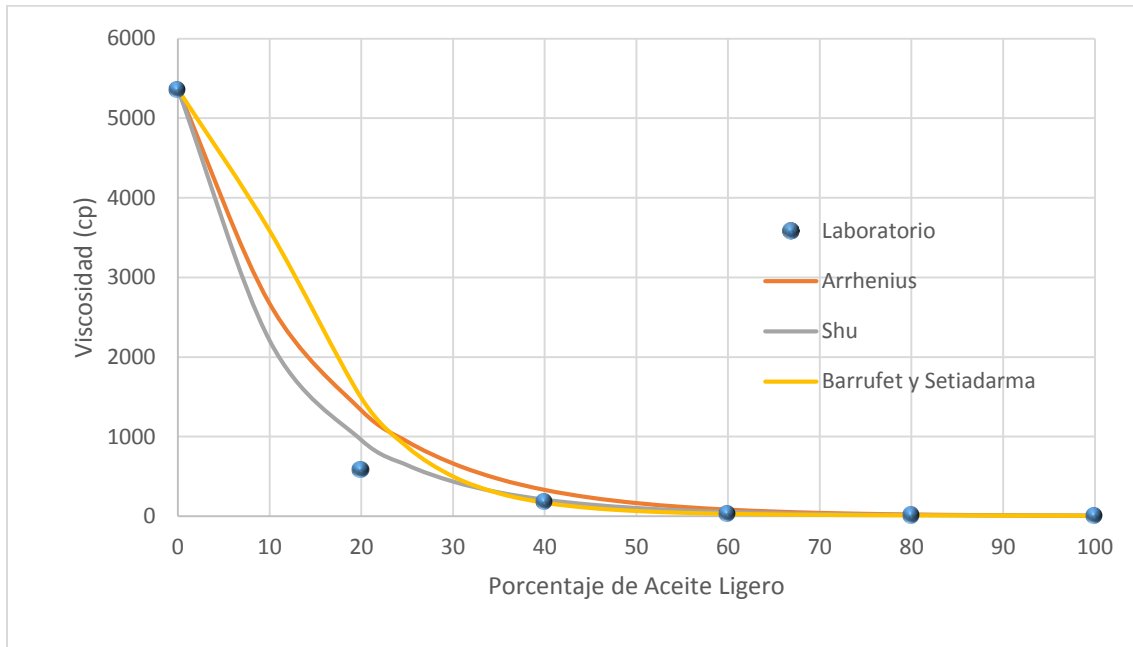


Figura 2.10 Comparación de los valores calculados de viscosidad de mezclas de crudos, contra valores medidos, para diferentes concentraciones de aceite ligero. Sistema: aceite extrapesado – aceite ligero (M078-M079).

Tabla 2.3 Error promedio de los métodos para el calcular la viscosidad de mezclas de crudos.

Mezcla	Porcentaje de Error Relativo		
	Arrhenius	Shu	Barrufel y Setiadarma
M076-M079	13.01	5.45	13.45
M078-M079	63.5	22.5	35.03

Capítulo 3

Modelo hidrodinámico-térmico

En este capítulo se presenta el modelo propuesto para describir la hidrodinámica del flujo y la transferencia de calor en pozos, que producen aceite pesado o extrapesado, con inyección de aceite ligero. Se mencionan las correlaciones seleccionadas para calcular las propiedades termodinámicas principales del aceite y su gas asociado; se proponen correlaciones para calcular la viscosidad de los aceites crudos considerados en este estudio. Se describen los modelos seleccionados para calcular el comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, así como para generar los perfiles de presión y temperatura en los pozos.

3.1 Propiedades termodinámicas de los fluidos

Determinar las propiedades físicas de los fluidos transportados constituye uno de los primeros pasos en el cálculo de gradientes de presión en tuberías. Para tal efecto, pueden utilizarse ecuaciones de estado o correlaciones empíricas.

Las correlaciones consideradas en el presente trabajo para calcular las propiedades PVT del aceite y gas se indican en la **Tabla 3.1**; cabe señalar que las correspondientes a la presión de burbuja, factor de volumen y relación de solubilidad del aceite, se seleccionaron con base en una evaluación preliminar realizada respecto a datos PVT disponibles de un pozo del campo Samaria-Neógeno (como se describe en el capítulo 5). En la **Tabla 3.2** se indican los errores relativos calculados para cada una de ellas; y en la **Figura 3.1** se comparan los resultados para la relación de solubilidad, contra los datos disponibles. Se observa que las correlaciones que mejor reproducen los datos son las de Total y de Standing.

Tabla 3.1 Correlaciones PVT para estimar las propiedades del aceite y su gas asociado.

Propiedad física	Correlación
Presión de burbuja, relación de solubilidad, y factor de volumen del aceite	Standing (1977,1947)
	Vázquez y Beggs (1980)
	Glaso (1980)
	TOTAL (1983)
	Al-Marhoun (1988)
	Kartoatmodjo (1994)
Viscosidad del aceite muerto	Beal (1946)
Viscosidad del aceite saturado	Beggs y Robinson (1975)
Viscosidad del aceite bajosaturado	Vazquez y Beggs (1980)
Tensión interfacial gas-aceite	Baker y Swedloff (1956)
Factor de compresibilidad del gas	Dranchuk y Abou-Kassem (1975)
Viscosidad del gas	Lee, González, y Eakin (1966)

Tabla 3.2 Porcentaje de Error de las Correlaciones PVT Vs. Laboratorio.

Correlación	p_b	R_s	B_o
Vázquez	58.74	52.97	0.7
Standing	31.93	43.74	0.27
Glaso	184.29	66.22	0.94
Total	11.34	29.54	0.19
Kartoadmodjo	52.32	45.84	0.22

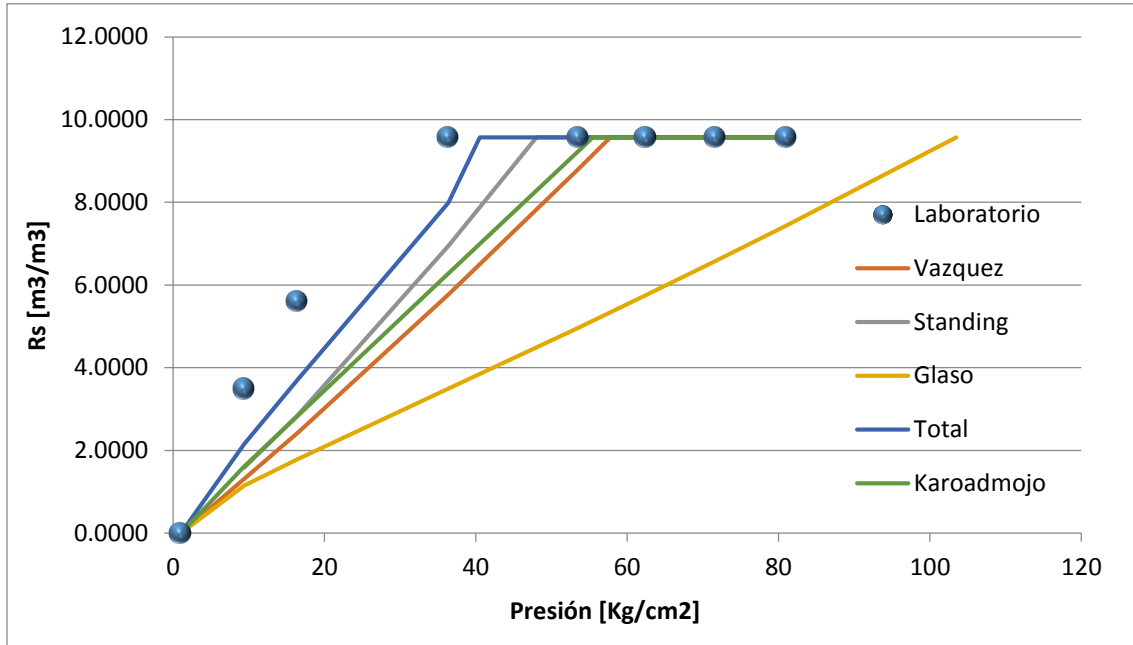


Figura 3.1 Comparación de correlaciones para la relación de solubilidad contra datos medidos

Por otra parte, para determinar la viscosidad de los crudos considerados en el presente estudio en función de la temperatura, se desarrollaron correlaciones con base en la ecuación de Andrade y los datos experimentales recabados. Las correlaciones generadas se indican en la **Tabla 3.3**. Por otra parte, para calcular la viscosidad de las mezclas de crudos pesados/extrapesado y ligero, se propone el uso de la regla de mezclado de Shu (1984), referida en el capítulo dos.

Tabla 3.3 Correlaciones para el cálculo de la viscosidad del aceite muerto.

Muestra	Densidad API	Ecuación
M076	14.22	$\mu = e^{\left(\frac{11440}{T+460}-14.35\right)}$
M077	13.4	$\mu = e^{\left(\frac{11516}{T+460}-14.41\right)}$
M078	9.45	$\mu = e^{\left(\frac{15828}{T+460}-19.429\right)}$

3.2 Modelo de afluencia del yacimiento al pozo

El comportamiento de afluencia o IPR (Inflow Performance Relationship, por sus siglas en inglés) se refiere a la relación entre el gasto de líquido aportado por el yacimiento y la presión de fondo fluyendo en el pozo; en general, esta capacidad de aporte depende de los siguientes factores:

- Presión de yacimiento
- Propiedades de los fluidos
- Propiedades petrofísicas del sistema roca-fluidos
- Mecanismos de empuje en el yacimiento
- Régimen y geometría de flujo en el medio poroso
- Terminación del pozo

La capacidad de aporte del yacimiento puede modelarse matemáticamente en diferentes grados de complejidad. Entre los modelos más sencillos en régimen pseudo-estacionario, y que dependen sólo de datos medidos de presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo y gasto de líquido, pueden mencionarse: Vogel (1968), Jones, Blount y Glaze (1976), Fetkovich (1973). En este estudio se utilizarán el método de Vogel, y su variante de IPR generalizada, descritos a continuación.

3.2.1 Método de Vogel

El modelo de afluencia desarrollado por Vogel (1968) es uno de los más usados en la industria petrolera; permite generar la curva de IPR para yacimientos saturados productores de aceite y gas. El modelo fue generado a partir de los resultados de la simulación numérica de 21 yacimientos diferentes, con empuje por gas disuelto; en el estudio se consideró una eficiencia de flujo unitaria, flujo radial en un medio homogéneo e isotrópico, y no se tomaron en cuenta los efectos debido a la segregación gravitacional, ni las compresibilidades de la roca y el agua.

Con base en los resultados de las simulaciones realizadas, Vogel obtuvo la siguiente expresión de IPR (adimensional).

$$\frac{q_{o@c.e}}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2, \quad (3.1)$$

donde $q_{o\max}$ es el gasto máximo que podría aportar el yacimiento si la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , fuera cero (manométrica).

Para construir la curva de IPR con base en la ec. 3.1, sólo se requieren la presión del yacimiento y un punto medido de gasto contra presión de fondo fluyendo.

3.2.2 IPR generalizada

El método de Vogel puede extenderse para calcular la curva de IPR en yacimientos bajosaturados, dependiendo de si la presión de fondo fluyendo es mayor o menor a la presión de saturación, p_b , (**Figura 3.2**). En el primer caso, el comportamiento de afluencia es lineal; por otra parte, cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación, se considera que la relación entre el gasto y la presión de fondo fluyendo puede obtenerse a partir de la ecuación de Vogel, redefiniendo las variables.

Ya que la curva de IPR completa es continua cuando la presión de fondo fluyendo es igual a la de saturación, entonces la pendiente de los dos segmentos debe ser la misma. De esta forma, la ecuación que describe la curva de IPR generalizada es:

Para $p_{wf} > p_b$:

$$q_{o@c.e} = J(p_R - p_{wf}), \quad (3.2)$$

Para $p_{wf} < p_b$:

$$q_{o@c.e} = J(P_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right), \quad (3.3)$$

donde J es el índice de productividad, y p_b es la presión de burbuja a la temperatura del yacimiento.

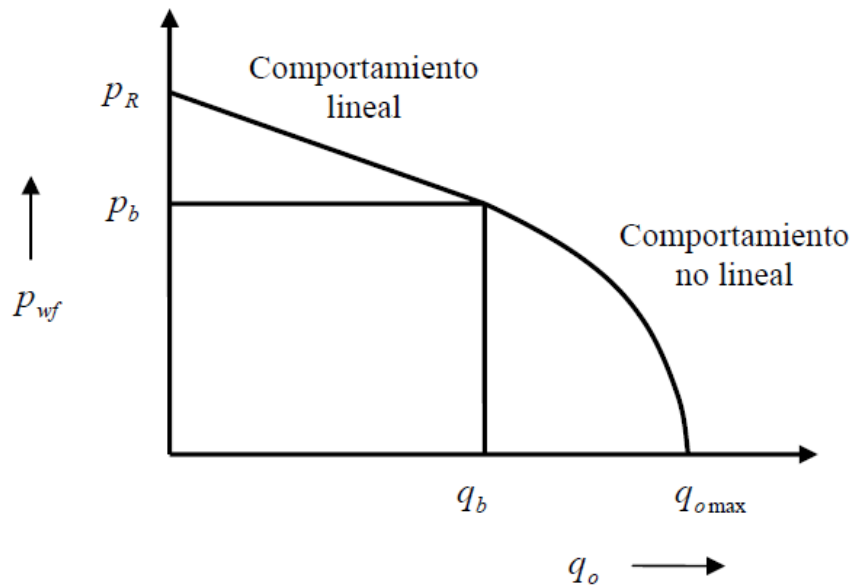


Figura 3.2 Curva de IPR generalizada.

3.3 Modelo hidrodinámico de flujo en el pozo

Existen diversos métodos de flujo multifásico para calcular los gradientes de presión en tuberías verticales que transportan mezclas de gas y líquido; una descripción de los más utilizados en la industria petrolera puede consultarse en Brill y Mukherjee (1999).

En el presente estudio se seleccionó la correlación de Hagedorn y Brown (1965). Estos autores desarrollaron su correlación con base en datos de operación registrados en pozos verticales someros (458 m), con aparejos de producción de 1, 1¼ y 1½ pg. Los fluidos utilizados en las pruebas realizadas fueron aire, aceite y agua, y en lo experimentos se cubrió un rango amplio de condiciones de operación. Uno de los aspectos principales de la correlación es que considera el resbalamiento entre las fases, pero no se toman en cuenta los patrones de flujo multifásico. A continuación, se describen los detalles de cómo realizar el cálculo de gradientes de presión con este método.

3.3.1 Correlación de Hagedorn y Brown

La ecuación para calcular el gradiente de presión formulada por Hagedorn y Brown es la siguiente:

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{f \rho_n^2 V_m^2}{2 \rho_s d} + \rho_s g + \frac{\rho_s \Delta(V_m^2)}{2 dZ}, \quad (3.4)$$

donde:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L), \quad (3.5)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L). \quad (3.6)$$

El procedimiento para calcular el colgamiento de líquido es el siguiente:

1. Calcular los números adimensionales

a) Número de velocidad del líquido:

$$N_{Lv} = 1.938 V_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}, \quad (3.7)$$

b) Número de velocidad del gas:

$$N_{gv} = 1.938 V_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}, \quad (3.8)$$

c) Número de diámetro de la tubería:

$$N_d = 120.872 d \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}, \quad (3.9)$$

d) Número de viscosidad del líquido.

$$N_L = 0.15726 \mu_L^4 \sqrt{\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3}} \quad (3.10)$$

donde

ρ_L es la densidad del líquido $\left[\frac{lbm}{pie^3}\right]$

ρ_g es la densidad del gas $\left[\frac{lbm}{pie^3}\right]$

H_L es el colgamiento de líquido [adimensional]

λ_L es la fracción volumétrica de líquido [adimensional]

σ_L es la tensión interfacial del líquido $\left[\frac{dinas}{cm}\right]$

μ_L es la viscosidad del líquido [cp]

d es el diámetro interno de la tubería [pie]

2. Con base en el número de viscosidad y la **Figura 3.3**, obtener el factor de corrección N_{LC} definido como:

$$N_{LC} = \frac{H_L}{\psi} \quad (3.11)$$

3. Calcular el parámetro:

$$\phi = \frac{N_{gv} N_L^{0.380}}{N_d^{2.14}} \quad (3.12)$$

4. A partir del factor de corrección ϕ y de la **Figura 3.4**, obtener el factor ψ .

5. Multiplicando N_{LC} por ψ , se obtiene el colgamiento de líquido, H_L .

$$N_{LC} \psi = \frac{H_L}{\psi} \psi = H_L \quad (3.13)$$

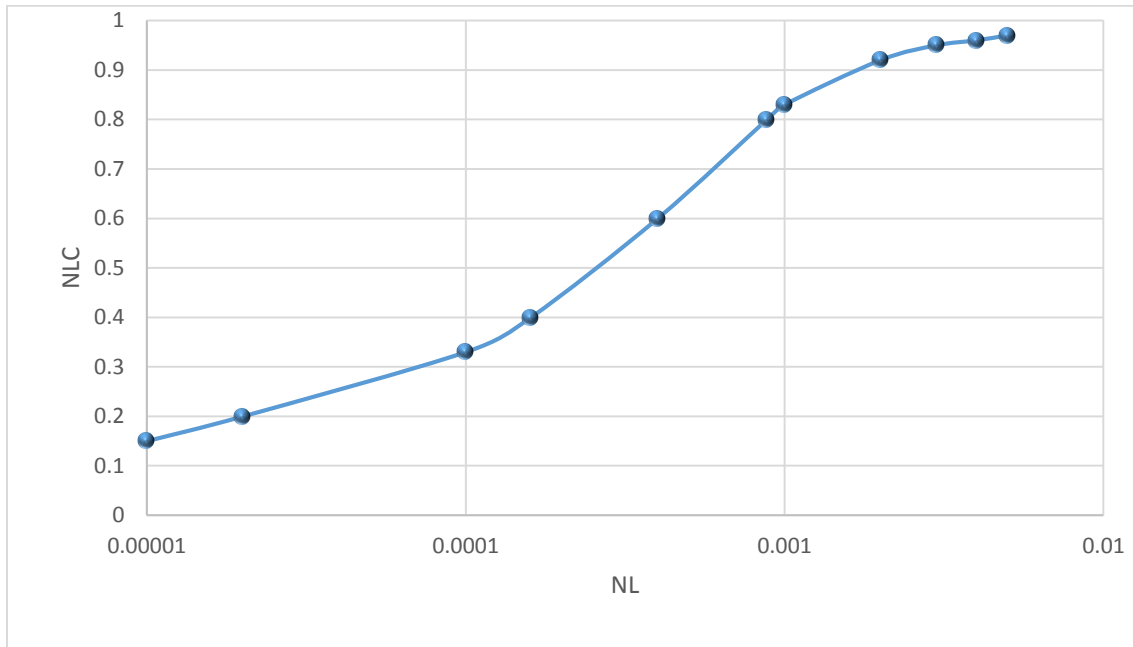


Figura 3.3 Cálculo de N_{LC} a partir de N_L

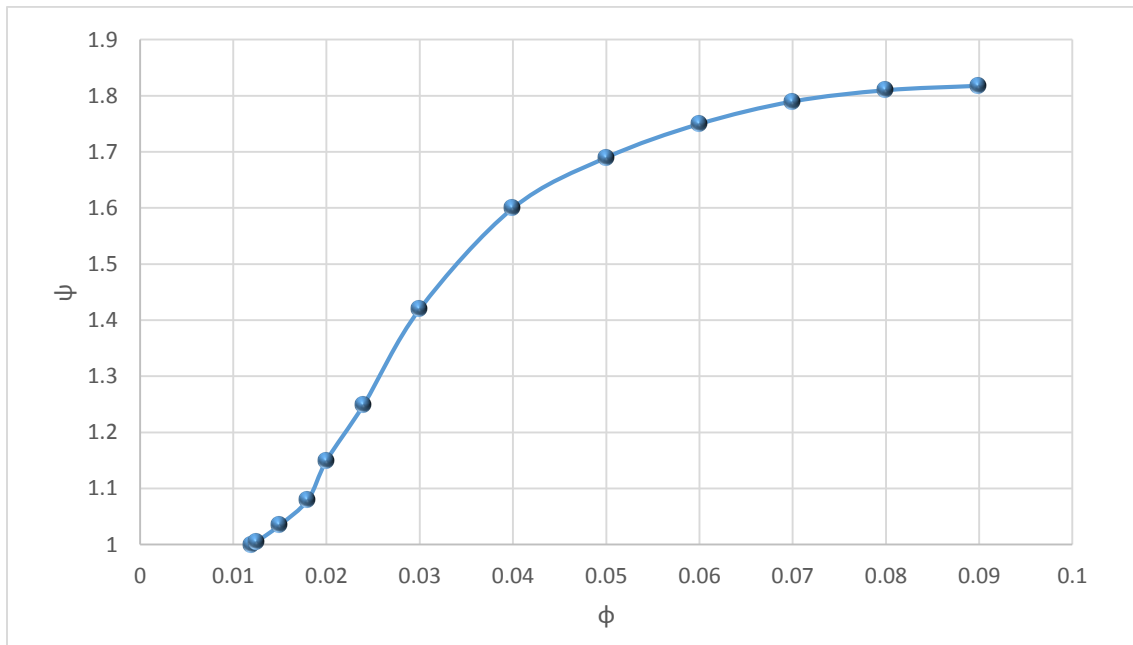


Figura 3.4 Cálculo del factor de corrección ψ .

3.3.2 Modificaciones al método de Hagedorn y Brown

Con el paso del tiempo se han sugerido algunas modificaciones al método original de Hagedorn y Brown; una discusión al respecto puede consultarse en Brill y

Mukherjee (1999). En el presente trabajo se consideran las siguientes modificaciones recomendadas:

1. Determinar si el patrón de flujo es tipo burbuja; para ello se debe cumplir que:

$$L_b \geq \lambda_g, \text{ el patrón de flujo es burbuja.}$$

donde

$$L_b = 1.071 - \frac{0.2218V_m^2}{d_i}, \quad (3.14)$$

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l, \quad (3.15)$$

Si $L_b \leq 0.13$ entonces $L_b = 0.13$.

2. Si el flujo es burbuja, el colgamiento y el gradiente de presión se calculan a partir de las siguientes expresiones:

$$H_l = 1 - 0.5 \left(1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_s} \right)^2 - \frac{4V_{sg}}{V_s}} \right), \quad (3.16)$$

donde

$$V_s = 0.8 \left(\frac{pie}{s} \right),$$

$$\frac{dP}{dz} = \frac{1}{144} \left(\rho_m \frac{g \cdot \text{Sen}\theta}{g_c} + \frac{f \cdot \rho_L \cdot Vsl^2}{2g_c \cdot d_i \cdot H_L^2} \right). \quad (3.17)$$

3. Si el colgamiento (HL) calculado con el método de Hagedorn y Brown es menor que la fracción volumétrica de entrada del líquido, (λ_L), entonces se considera que $H_L = \lambda_L$.

3.4 Modelo térmico del pozo

La viscosidad de los crudos pesados y extrapesados puede variar en órdenes de magnitud con los cambios de temperatura, como lo confirman los resultados de laboratorio descritos en el capítulo 2. Por lo tanto, tomando en cuenta que los fluidos producidos experimentan un proceso complejo de transferencia de calor en su trayecto del yacimiento a la superficie, se requiere un modelo que permita estimar la temperatura en el pozo bajo diferentes condiciones de operación.

Por las características de los sistemas analizados en el presente trabajo, se propone el uso del método de Shiu y Beggs (1980), y el de Yu *et al.* (2009). El primero se utiliza para calcular el perfil de temperatura desde el nivel medio del intervalo disparado hasta el punto de inyección. A partir de dicho punto y hasta la superficie, las temperaturas en el espacio anular y en la sarta de producción se determinan con el método de Yu *et al.*

3.4.1 Modelo de Shiu y Beggs

Con base en el modelo de transferencia de calor en pozos desarrollado por Ramey (1962), Shiu y Beggs (1980) obtuvieron la siguiente ecuación para calcular la temperatura promedio de los fluidos en función de la profundidad:

$$T_f = (T_{ei} - g_G L \sin\theta) + (T_i - T_{ei})e^{-\frac{L}{A}} + A g_G \sin\theta \left(1 - e^{-\frac{L}{A}}\right), \quad (3.18)$$

donde:

T_{ei} , es la temperatura de la formación

g_G , es el gradiente geotérmico

L , es la profundidad del pozo

A , es un parámetro que depende del gasto másico y el diámetro de la tubería, las densidades del aceite, del gas y de los líquidos.

Debido a la dificultad del cálculo del parámetro A, Shiu y Beggs desarrollaron la siguiente correlación para pozos productores de aceite y gas asociado:

$$A = 0.0149w^{0.5253}d_{ti}^{-0.2904}API^{0.2608}\gamma_g^{4.4146}\rho_L^{2.9303}, \quad (3.19)$$

donde:

w es el gasto másico $\left[\frac{lbm}{s}\right]$.

d_{ti} es el diámetro interno de la tubería [pg].

ρ_L es la densidad del líquido $\left[\frac{lbm}{pie^3}\right]$.

3.4.2 Modelo de Yu et al.

En (2009), Yu *et al.* realizaron un estudio sobre la transferencia de calor en pozos productores de aceite pesado con inyección de aceite ligero por espacio anular, del campo Tah (Xinjiang, China); los pozos se encuentran perforados a 4,570 m de profundidad; a condiciones de yacimiento, el crudo fluye fácilmente a una temperatura de 130°C; sin embargo, la viscosidad del aceite se incrementa sustancialmente en el pozo debido a la pérdida de temperatura que experimentan los fluidos en su trayecto hacia la superficie.

Por lo tanto, los autores desarrollaron un modelo de transferencia de calor para predecir la temperatura en el espacio anular y en la tubería de producción, cuando se inyecta aceite ligero. En el modelo propuesto tomaron en cuenta los siguientes modos de transferencia de calor: convección dentro del aparejo de producción; y conducción a través de cemento y las formaciones perforadas por el pozo, como se ilustra en la **Figura 3.5**. En el modelo no se considera la resistencia térmica de las tuberías.

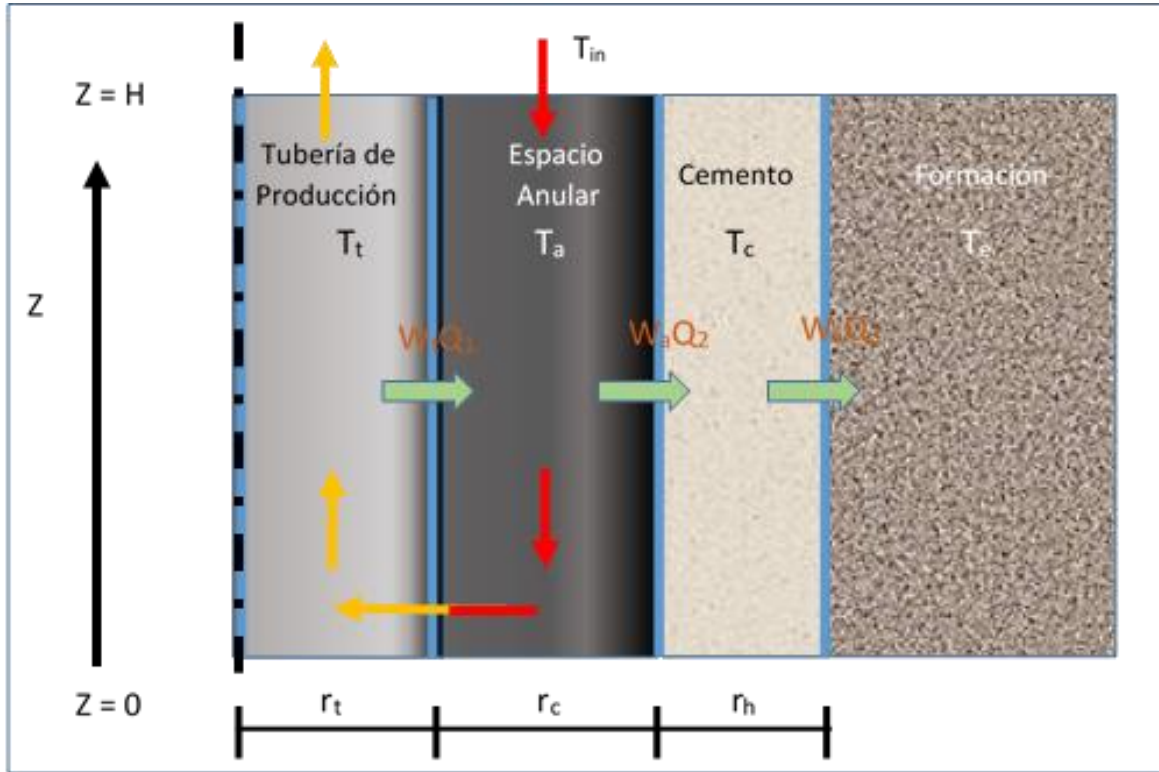


Figura 3.5 Transferencia de calor en el pozo.

El modelo se desarrolló a partir de un balance de energía entre los fluidos que fluyen en el aparejo de producción y el espacio anular, y las formaciones perforadas, obteniendo:

$$\frac{dT_t}{dZ} = -A_t(T_t - T_a) - \frac{g}{C_{pt}} + F_c, \quad (3.20)$$

$$\frac{dT_a}{dZ} = -\frac{A_t w_t}{w_a} (T_t - T_a) + A_a (T_a - T_e), \quad (3.21)$$

Donde

$$T_e = T_{bh} + g_G Z. \quad (3.22)$$

Las ecuaciones 3.20 y 3.21 conforman un sistema de dos ecuaciones diferenciales de primer orden (en general, no lineales), con las temperaturas en la tubería de producción y en el espacio anular como variables dependientes de la profundidad.

Para cerrar la formulación del modelo, es necesario especificar las condiciones de frontera correspondientes; en este sentido, los autores consideraron que el punto de inyección se encuentra en el fondo del pozo, de tal manera que:

$$Z = 0, T_t = T_{bh}, \quad (3.23)$$

$$Z = H, T_a = T_{in}, \quad (3.24)$$

donde:

H es la profundidad del punto de inyección

T_{bh} es la temperatura del fluido en el punto de inyección

T_{in} es la temperatura del fluido de inyección en superficie

Por otra parte, si el pozo es discretizado en “pequeños” tramos, y se considera que en ellos las propiedades de los fluidos no dependen de la temperatura, entonces el sistema de ecuaciones puede resolverse analíticamente; así, Yu *et. al.*, obtuvieron las siguientes ecuaciones para calcular las temperaturas en la sarta de producción (ec. 3.25), y en el espacio anular (ec. 3.26), respectivamente:

$$T_t - T_e = C_1 e^{\lambda_1 Z} + C_2 e^{\lambda_2 Z} + \frac{\frac{w_t}{w_a} A_t M_t + A_a M_t + A g_G}{A_a A_t}, \quad (3.25)$$

$$T_a - T_e = C_1 e^{\lambda_1 Z} + C_2 e^{\lambda_2 Z} + \frac{\frac{w_t}{w_a} A_t M_t + A g_G}{A_a A_t} + \frac{C_1 \lambda_1 e^{\lambda_1 Z} + C_2 \lambda_2 e^{\lambda_2 Z} + g_G}{A_t}, \quad (3.26)$$

donde

$$A = \left(1 - \frac{w_t}{w_a}\right) A_t - A_a, \quad (3.27)$$

$$A_t = \frac{2\pi r_t U_t}{C_{pt} w_t}, \quad (3.28)$$

$$A_a = \frac{2\pi}{C_{pa}w_a} \left[\frac{r_c K_e U_a}{f(t)U_a r_c + k_e} \right], \quad (3.29)$$

$$\lambda_{1,2} = \frac{A_a \pm \sqrt{A_a^2 + 4A_a A_t}}{2}, \quad (3.30)$$

$$M_t = -\frac{1}{778.169C_{pt}} + Fc. \quad (3.31)$$

El parámetro Fc corresponde al efecto Joule Thompson. En 1991, Sagar propuso la siguiente correlación para estimarlo:

$$\begin{aligned} Fc = & -2.978x10^{-3} + 1.006x10^{-6}pwh + 1.906x10^{-4}w_t \\ & - 1.047x10^{-6}RGA + 3.229x10^{-5}API + 4.009x10^{-3}\gamma_g \\ & - 0.3551g_G, \end{aligned} \quad (3.32)$$

Cabe señalar que si $w_t \geq 5$, entonces $Fc = 0$.

Las constantes de integración C_1 y C_2 en las ecs. (3.25) y (3.26) se determinan a partir de las condiciones de frontera; ahora bien, teóricamente no son las mismas para los diferentes tramos de tubería considerados en la discretización, por lo que se requiere usar un método iterativo para determinarlas. Sin embargo, Yu et al., refieren que C_1 y C_2 no cambian significativamente, y es razonable considerar que son constantes para todo el pozo.

Capítulo 4

Programa de cómputo

Se desarrolló un programa de cómputo para estudiar el comportamiento de pozos productores de aceite pesado o extrapesado, con inyección de aceite ligero. El programa está basado en el modelo descrito en el capítulo 3. Permite calcular perfiles de temperatura, tanto en la tubería de producción como en el espacio anular, así como perfiles de presión. También puede determinarse el gasto de aceite pesado que se establece en el sistema de producción en función del gasto de aceite ligero inyectado, bajo diferentes condiciones de frontera. En las secciones siguientes se describen los detalles del programa.

4.1 Descripción del programa

El programa de cómputo fue desarrollado en el lenguaje de programación Fortran 90/95, y está conformado por cinco módulos destinados a operaciones de lectura de datos, cálculo de propiedades PVT, y de perfiles de presión y temperatura, análisis nodal, e impresión de resultados. A continuación, se describen las funcionalidades de cada uno de los módulos.

4.1.1 Módulo Datos

Este módulo (**Figura 4.1**) está conformado por diversas subrutinas de lectura y pre-procesamiento de datos de entrada. En la **Tabla 4.1** se indica la funcionalidad de estas subrutinas.

```

Archivo Edición Formato Ver Ayuda
Datos.f95: Bloc de notas

module Datos
  implicit none
  interface
  Subroutine DatPVT(RGA,API,gamag,salinidad,Tsep,Psep,selcorr)
    implicit none
    real(kind=2)::RGA,API,gamag,salinidad,Tsep,Psep
    integer::selcorr
  end Subroutine DatPVT

  Subroutine DatNodal(Pws,Pwf,ql,Tyac)
    implicit none
    real(kind=2)::Pws,Pwf,ql,Tyac
  end Subroutine DatNodal

  Subroutine DatEM(Ndt,Pt,Ptoiny,dpozo,Tesup,Tefondo,Pd,Preal,dintTp,DiaoutTp,diaintTr,diaoutTr)
    implicit none
    integer::Ndt
    real(kind=2)::Pt,Ptoiny,dpozo,Tesup,Tefondo
    real(kind=2),dimension(Ndt)::Pd,Preal,dintTp,DiaoutTp,diaintTr,diaoutTr
    integer::i
  end Subroutine DatEM

  Subroutine DatCoperacion(Pwh,qlp,fw)
    implicit none
    real(kind=2)::Pwh,qlp,fw
  end Subroutine DatCoperacion

  Subroutine datFluIny(qliny,roliny,Tsiny)
    implicit none
    real(kind=2)::qliny,roliny,Tsiny
  end Subroutine datFluIny

  Subroutine giroscopico(Ndt,Pd,Preal,AngTeta)
    implicit none
    integer::Ndt
    real(kind=2)::Re1
    real(kind=2),dimension(Ndt)::Pd,Preal
    real(kind=2),dimension(Ndt)::AngTeta
    integer::i
  end Subroutine giroscopico
end module Datos

```

Figura 4.1 Módulo Datos.

Tabla 4.1 Funcionalidades del módulo Datos.

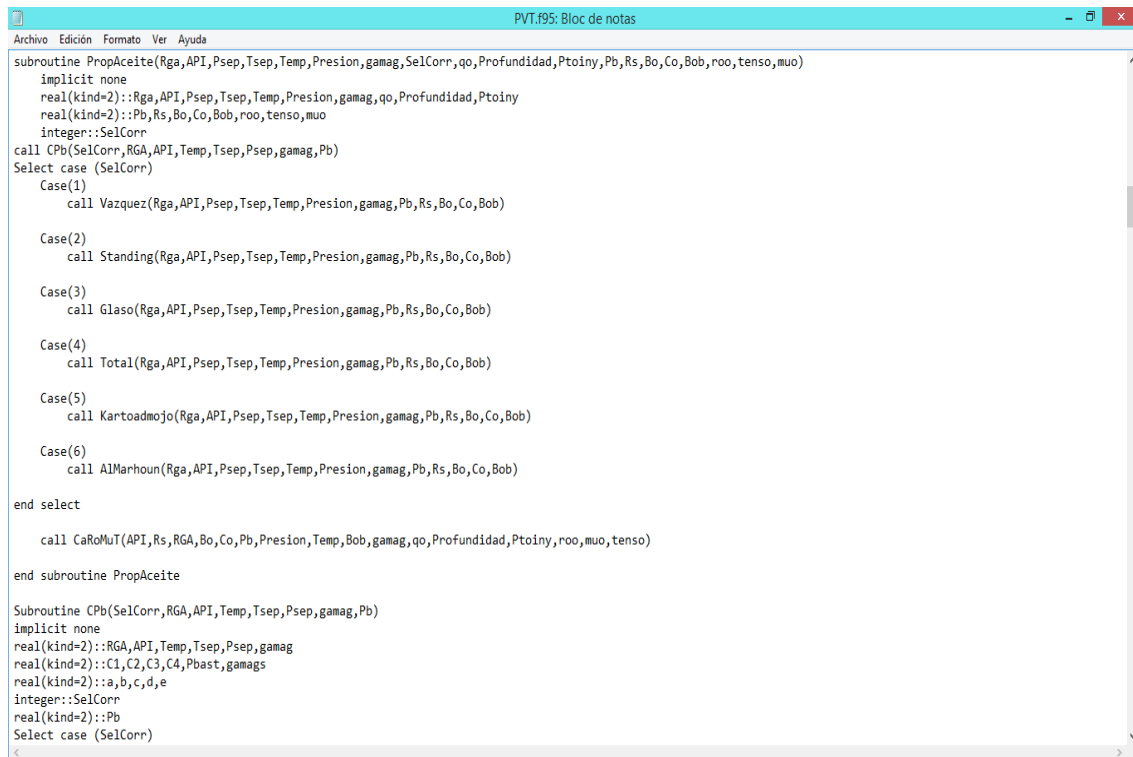
Subrutina	Función
DatPVT	Lectura de las propiedades PVT de los fluidos de yacimiento: densidad API, densidad relativa del gas asociado, y relación gas-aceite, salinidad, presión y temperatura de separación.
DatNodal	Lectura de las condiciones de presión de fondo (estática y fluyente), gasto de líquido a condiciones estándar, la temperatura del yacimiento y la eficiencia de flujo.
DatEM	Lectura de las condiciones mecánicas del pozo: profundidad total del pozo (PT), punto de inyección, diámetro de la barrena y datos del registro giroscópico.
DatCoperacion	Lectura de las condiciones en la cabeza del pozo (presión, temperatura, gasto y corte de agua)
DatFluIny	Lectura de la densidad del aceite inyectado y condiciones de inyección: temperatura en superficie y gasto de inyección.
PropTermicas	Lectura de las propiedades térmicas del aceite la tubería de producción, el cemento y de la vecindad del pozo.
Giroscopico	Cálculo del ángulo de inclinación del pozo.

4.1.2 Módulo PVT

En este módulo (**Figura 4.2**) se calculan las propiedades termodinámicas del aceite, gas y agua, que son requeridas en el programa. Para tal efecto, se implementaron las correlaciones referidas en la **Tabla 3.1** del capítulo 3, de tal manera que el usuario puede seleccionar las que mejor reproducen el comportamiento PVT del fluido analizado y, en su caso, utilizar parámetros de ajuste. La viscosidad del aceite muerto puede calcularse a partir de modelos ajustados a los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio.

4.1.3 Módulo IPR

En este módulo se programaron subrutinas que permitan generar la curva de comportamiento de afluencia mediante los métodos de Vogel (1968) y de IPR generalizada (**Figura 4.3**), para yacimientos saturados y yacimientos bajo saturados, respectivamente.



```
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
PVT.f95: Bloc de notas
subroutine PropAceite(Rga,API,Psep,Tsep,Temp,Presion,gamag,SeIcorr,qo,Profundidad,Ptoiny,Pb,Rs,Bo,Co,Bob,roo,tenso,muo)
  implicit none
  real(kind=2)::Rga,API,Psep,Tsep,Temp,Presion,gamag,qo,Profundidad,Ptoiny
  real(kind=2)::Pb,Rs,Bo,Co,Bob,roo,tenso,muo
  integer::SeIcorr
  call CPb(SeIcorr,RGA,API,Temp,Tsep,Psep,gamag,Pb)
  Select case (SeIcorr)
    Case(1)
      call Vazquez(Rga,API,Psep,Tsep,Temp,Presion,gamag,Pb,Rs,Bo,Co,Bob)
    Case(2)
      call Standing(Rga,API,Psep,Tsep,Temp,Presion,gamag,Pb,Rs,Bo,Co,Bob)
    Case(3)
      call Glaso(Rga,API,Psep,Tsep,Temp,Presion,gamag,Pb,Rs,Bo,Co,Bob)
    Case(4)
      call Total(Rga,API,Psep,Tsep,Temp,Presion,gamag,Pb,Rs,Bo,Co,Bob)
    Case(5)
      call Kartoadmojo(Rga,API,Psep,Tsep,Temp,Presion,gamag,Pb,Rs,Bo,Co,Bob)
    Case(6)
      call AlMarhoun(Rga,API,Psep,Tsep,Temp,Presion,gamag,Pb,Rs,Bo,Co,Bob)
  end select
  call CaRoMuT(API,Rs,RGA,Bo,Co,Pb,Presion,Temp,Bob,gamag,qo,Profundidad,Ptoiny,roo,muo,tenso)
end subroutine PropAceite

Subroutine CPb(SeIcorr,RGA,API,Temp,Tsep,Psep,gamag,Pb)
  implicit none
  real(kind=2)::RGA,API,Temp,Tsep,Psep,gamag
  real(kind=2)::C1,C2,C3,C4,Pbast,gamags
  real(kind=2)::a,b,c,d,e
  integer::SeIcorr
  real(kind=2)::Pb
  Select case (SeIcorr)
```

Figura 4.2 Módulo PVT para el cálculo de las propiedades de los fluidos.

```

MNodeal: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
Module Nodal
implicit none
interface

Subroutine CalEAFluencia(Vq1,VPwf)
implicit none
real(kind=2)::Pws,Pwf,q1,Tyac,EF
real(kind=2)::RGA,API,gamag,salinidad,Tsep,Psep
real(kind=2)::Temp
integer::selcorr
real(kind=2)::Pb
real(kind=2),dimension(21)::Vq1,VPwf
end Subroutine CalEAFluencia

Subroutine Vogel(Pws,Pwf,q1,VPwf,Vq1)
implicit none
integer::Ndt
real(kind=2)::Pws,Pwf,q1,Tyac
real(kind=2)::qmax,Pwfc,q1c
real(kind=2),dimension(21)::Vq1,VPwf
integer::i
end Subroutine Vogel

Subroutine IPRGeneralizada(Pws,Pwf,q1,Pb,VPwf,Vq1)
implicit none
real(kind=2)::Pws,Pwf,q1,Pb
real(kind=2)::IP,qc,qb,qmax,Pwfc,q1c
integer::i
real(kind=2),dimension(21)::Vq1,VPwf
end Subroutine IPRGeneralizada

Subroutine StandingIPR(Pws,Pwf,q1,EF,VPwf,Vq1)
implicit none
real(kind=2)::Pws,Pwf,q1,EF
real(kind=2)::PwfeF,A,q1c,Pwfc,qmax
integer::i
real(kind=2),dimension(21)::Vq1,VPwf
end Subroutine StandingIPR

Subroutine cgasto(VP1,Vq1,VPwf,q1calc)
implicit none
real(kind=2),dimension(21)::VP1,Vq1,VPwf
real(kind=2)::YIPR1,YIPR2,YVPL1,YVPL2
real(kind=2)::XIPR1,XIPR2,XVPL1,XVPL2
real(kind=2)::m,m2,b,b2
real(kind=2)::q1calc
integer::i
end Subroutine cgasto

end interface
end module

```

Figura 4.3 Módulo IPR, para calcular la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.

4.1.4 Módulo térmico

En este módulo (**Figura 4.4**) se implementaron los modelos de transferencia de calor en pozos, de Shiu y Beggs (1980), y de Yu *et al.* (2009). El primer modelo se utiliza para calcular el perfil de temperatura desde el fondo del pozo hasta el punto de inyección, y cuando no hay inyección de aceite ligero; el segundo modelo permite calcular los perfiles de temperatura del aceite ligero en el espacio anular, y de la mezcla de aceite ligero y fluidos de yacimiento en la tubería de producción.

```

Archivo Edición Formato Ver Ayuda
Temperatura.f95: Bloc de notas

Subroutine ModYanminy(dinTp,dIouTp,dinTR,dbna,Pt,Ptoiny,Ttpf,Tefondo,Tesup,Twh,Pwh,qlp,fw,gG,At,lambd1,lambd2,b1,b2,c1,c2)
implicit none
real(kind=2)::dinTp,dIouTp,dinTR,dbna,Pt,Ptoiny,Ttpf,Tefondo,Tesup,Twh,Pwh,qlp,fw
real(kind=2)::Tainy,qliny,roliny,gamaoliny,muliny
real(kind=2)::alfa,tiempo,ft,Ke,Kcem,Kt
real(kind=2)::RGA,API,gamag,salinidad,Tsep,Psep
integer::selcorr
real(kind=2)::Temp
real(kind=2)::ql,diametro,rol,mu1,Cpo,Ko,Wm,Nre,NPr,NNu,hf
real(kind=2)::hfa,hft,Wa,Wt
real(kind=2)::Presion,Pb,Rs,Bo,rop,muop,qo,gamaopd
real(kind=2)::fp,f1,muod,muo
real(kind=2)::rom,mum
real(kind=2)::Ut,Ua,At,Aa,A,gG,Mt
real(kind=2)::lambd1,lambd2,b1,b2,C1,C2
end Subroutine ModYanminy

Subroutine Calcft(alfa,tiempo,dbna,ft)
implicit none
real(kind=2)::alfa,tiempo,dbna
real(kind=2)::tdw
real(kind=2)::ft
end Subroutine Calcft

Subroutine CAslambdas(hfa,hft,dinTp,dinTR,dbna,Wt,Wa,Cpo,Ke,Kcem,ft,Ut,Ua,At,Aa,A,lambd1,lambd2)
implicit none
real(kind=2)::hfa,hft,dinTp,dinTR,dbna,Wt,Wa,Cpo,Ke,Kcem,ft
real(kind=2)::Ut,Ua,At,Aa,A,lambd1,lambd2
end Subroutine CAslambdas

Subroutine CMt(Cpo,Pwh,Wt,RGA,API,gamag,gG,Mt)
implicit none
real(kind=2)::Cpo,Pwh,Wt,RGA,API,gamag,gG
real(kind=2)::P1,P2,Fc
real(kind=2)::Mt
end Subroutine CMt

Subroutine CCTesC(Wt,Wa,At,Aa,A,gG,Mt,Ptoiny,lambd1,lambd2,Ttpf,Tefondo,Tas,Tesup,b1,b2,C1,C2)
implicit none
real(kind=2)::Wt,Wa,At,Aa,A,gG,Mt,Ptoiny,lambd1,lambd2,Ttpf,Tefondo,Tas,Tesup
real(kind=2)::b1,b2,b3,b4,P1,P2
real(kind=2)::C1,C2
end Subroutine CCTesC

Subroutine Ctemp(NDT,fw,qlp,Pwh,Twh,Tefondo,Tesup,Pt,Ptoiny,diapozo,Pd,Preal,diaintTp,DiaoutTp,diaintTr,AngTeta,VTT)
implicit none
integer::NDT
real(kind=2)::fw,qlp,Pwh,Twh,Tefondo,Tesup,Pt,Ptoiny,diapozo
real(kind=2),dimension(:)::Pd,Preal,diaintTp,DiaoutTp,diaintTr,AngTeta
real(kind=2)::Tainy,qliny,roliny
real(kind=2)::dinTp,dIouTp,dinTR
real(kind=2)::gG,A
real(kind=2)::Tef,Ttpf,teta,long

```

Figura 4.4 Módulo térmico para calcular perfiles de temperatura en el espacio anular y en la tubería de producción

4.1.5 Módulo hidrodinámico

En el módulo hidrodinámico (**Figura 4.5**) se implementaron subrutinas para calcular el perfil de la presión en el pozo; los gradientes de presión son calculados mediante la correlación de Hagedorn y Brown (1965), con las modificaciones indicadas en el capítulo 3.

```

ModHB.f90: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
Subroutine CalPF(qo,RGA,Rs,Bo,roo,muo,tenso,qw,Bw,row,tensw,muw,Bg,mug,Profundidad,Ptoiny,ql,rol,viscl,tenin,qg,viscg)
  implicit none
  real(kind=2), intent(in)::qo,Bo,RGA,Rs,roo,tenso,muo,qw,Bw,row,tensw,muw,Bg,mug,Profundidad,Ptoiny
  real(kind=2)::Tainy,qliny,roliny
  real(kind=2)::qlt,fo,fw,flig
  real(kind=2)::rom,muom
  real(kind=2)::ql,rol,viscl,tenin,qg,viscg
end Subroutine CalPF

Subroutine reglamezclado(qo,qliny,muo,muliny,roo,roliny,rom,muom)
  implicit none
  real(kind=2)::qo,qliny,muo,muliny,roo,roliny
  real(kind=2)::rom,muom
  real(kind=2)::qt,fp,fl,alfa
end Subroutine reglamezclado

Subroutine VelSup(ql,qg,area,Vs1,Vsg,Vm,lambda)
  implicit none
  real(kind=2), intent(in)::ql,qg,area
  real(kind=2)::Vs1,Vsg,Vm,lambda
end Subroutine VelSup

subroutine PatFlujo(lambda,Vm,diametro,PFlujo)
  implicit none
  real(kind=2), intent(in)::lambda,Vm,diametro
  real(kind=2)::Xlb,HGNS
  integer::PFlujo
end subroutine PatFlujo

Subroutine CalcDeltaP(PFlujo,Vs1,Vsg,Vm,rol,Rog,Viscl,Viscg,tenin,diametro,rugo,teta,presion,lambda,H1,ELGR,FRGR,EKK)
  implicit none
  integer::PFlujo
  real(kind=2)::Vs1,Vsg,Vm,rol,Rog,Viscl,Viscg,tenin,diametro,rugo,teta,presion
  real(kind=2)::lambda,H1,ron,rom,ff,ELGR,FRGR,EKK
end Subroutine CalcDeltaP

Subroutine CalFF(rol,rog,Viscl,Viscg,lambda,H1,Vm,diametro,rugo,ron,rom,ff)
  implicit none
  real(kind=2), intent(in)::rol,rog,Viscl,Viscg,lambda,H1,Vm,diametro,rugo
  real(kind=2)::tol,mum,NRE,fsup
  real(kind=2)::ron,rom,ff
end Subroutine CalFF

subroutine Griffit(Vs1,Vsg,Vm,rol,rog,Viscl,diametro,rugo,teta,H1ns,H1,ELGR,FRGR,EKK)
  implicit none
  real(kind=2)::Vs1,Vsg,Vm,rol,rog,Viscl,diametro,rugo,teta,H1ns
  real(kind=2)::ron,NRE,FF,ELGR,FRGR,EKK
  real(kind=2)::Vs,H1,Ed
end subroutine Griffit

subroutine CHB(rol,rog,Vs1,Vsg,Vm,rugo,diametro,Viscl,Viscg,tenin,teta,presion,lambda,H1,ff,Elgr,FRGR,EKK)
  implicit none
  real(kind=2)::rol,rog,Vs1,Vsg,Vm,rugo,diametro,Viscl,Viscg,tenin,teta,presion,lambda

```

Figura 4.5 Módulo hidrodinámico para calcular perfiles de presión en el pozo.

4.2 Verificación de los resultados del programa

Con la finalidad de verificar los resultados obtenidos por el programa para un caso típico, se buscó compararlos contra los obtenidos con una herramienta de cómputo comercial. En este sentido, es importante mencionar que en ninguna de las herramientas usadas actualmente en PEMEX se tiene integrado un modelo similar al desarrollado en el presente trabajo, para analizar el comportamiento de pozos productores de aceite pesado o extrapesado con inyección de aceite ligero.

Por lo tanto, sólo se compararon resultados comunes entre el programa desarrollado y un software comercial de uso común en la industria petrolera, para un mismo conjunto de datos de entrada de un pozo del campo Samaría. En las siguientes secciones se presentan los resultados obtenidos para el cálculo de las propiedades PVT de los fluidos, los perfiles de presión, y un análisis nodal.

4.2.1 Cálculos PVT

En las **Figuras 4.6, a 4.8** se muestra la comparación de los resultados obtenidos para la relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite, contra aquellos obtenidos con la herramienta comercial. Se observa un buen acuerdo entre los resultados del programa.

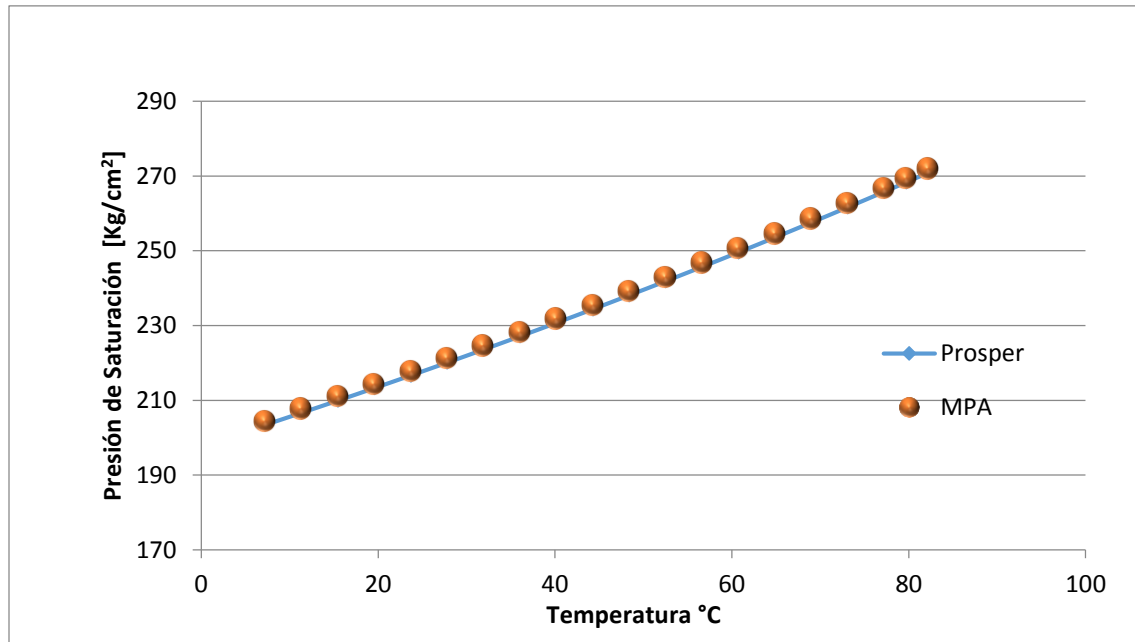


Figura 4.6 Comparación de resultados para la presión de saturación (p_b).

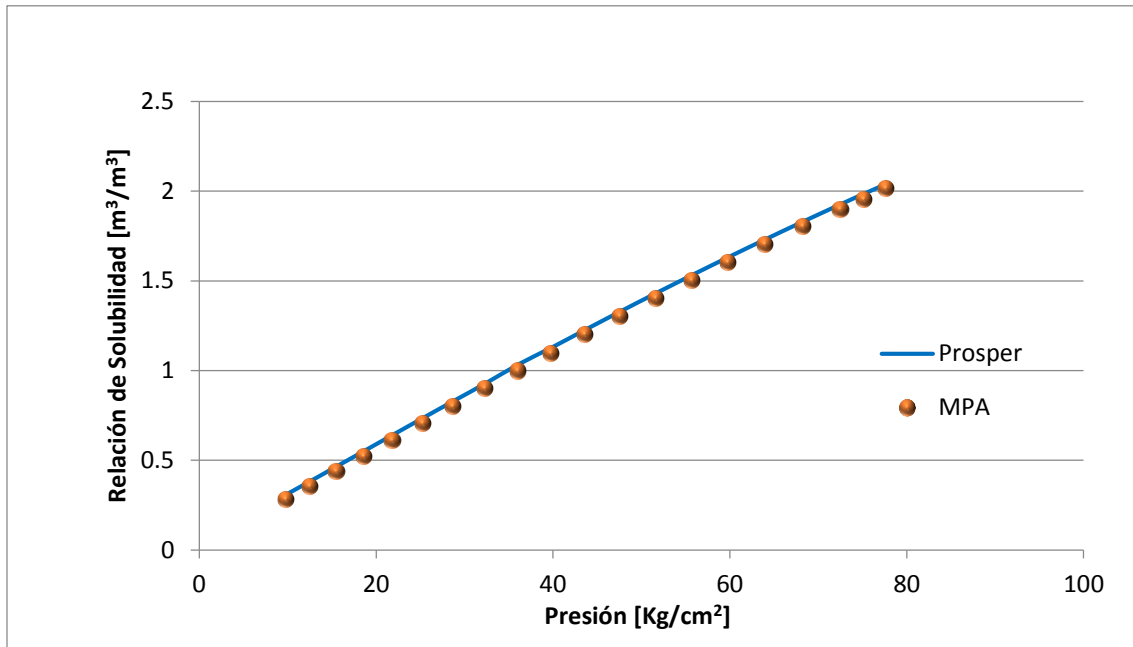


Figura 4.7 Comparación de resultados para la relación de solubilidad.

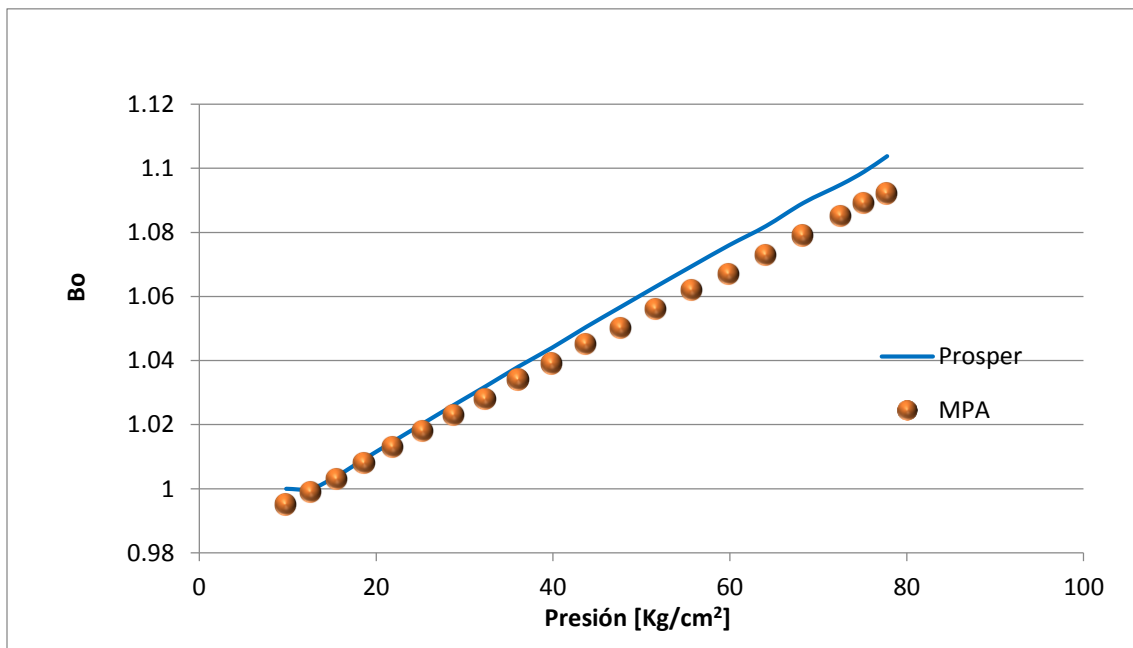


Figura 4.8 Comparación de resultados para el factor de volumen del aceite.

4.2.2 Perfil de presión

En la **Figura 4.9** se presenta la comparación de un perfil de presión calculado en el programa, contra los resultados obtenidos con la herramienta comercial. Como puede observarse, el programa calcula bien los perfiles de presión.

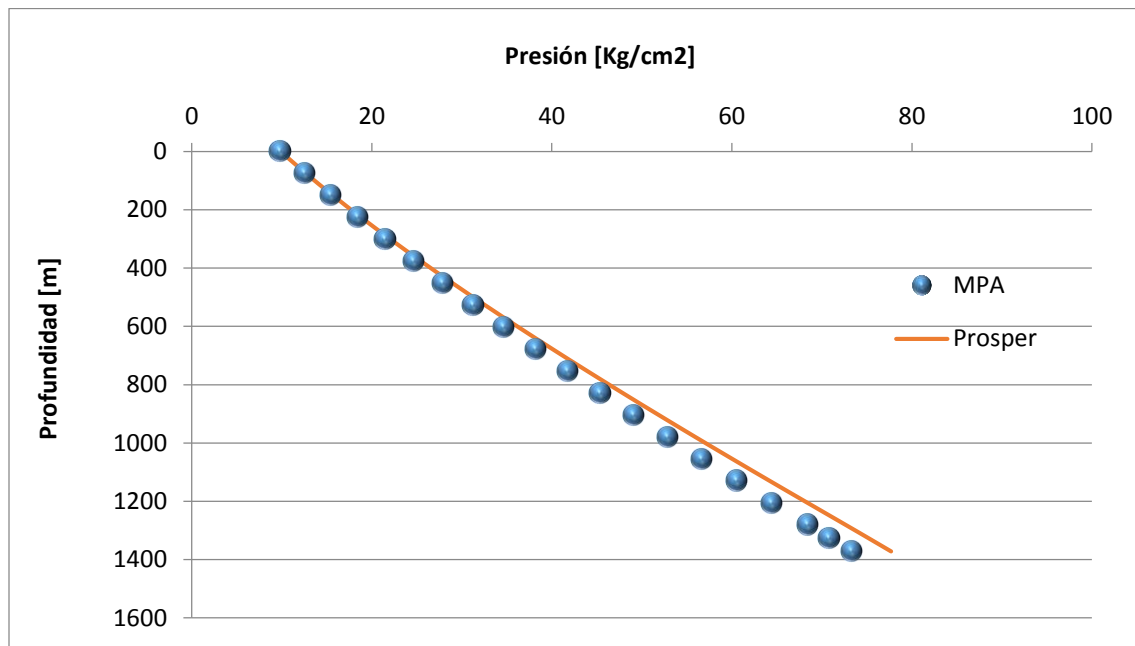


Figura 4.9 Comparación de los perfiles de presión

Capítulo 5

Caso de estudio: Inyección de aceite ligero en un pozo típico del Campo Samaria-Neógeno

En este capítulo se describen algunos antecedentes históricos del campo Samaria-Neógeno, sus características geológicas, las condiciones mecánicas bajo las cuales operan los pozos, las propiedades de los fluidos, y algunos de los problemas que se presentan durante la producción de los pozos. Se describen las características de un pozo de este campo, el cual será utilizado en el estudio de la inyección de aceite ligero. Finalmente, se exponen los detalles de la construcción del modelo del pozo en la herramienta computacional desarrollada en este trabajo.

5.1 Descripción del Campo Samaria-Neógeno

El campo Samaria-Neógeno fue descubierto en el año de 1960, y se localiza en la Cuenca Terciaria del sureste de México, a 20 km de la ciudad de Villahermosa, Tabasco (**Figura 5.1**). Está conformado por diferentes cuerpos arenosos con características petrofísicas particulares, y con acumulaciones de hidrocarburos cuya densidad y viscosidad varían con la profundidad (**Figura 5.2**). Por ejemplo, las arenas referidas como A-0, A-1, A-4 y A-6, se caracterizan porque no contienen material cementante, su porosidad se encuentra entre 20 y 40%, la permeabilidad es 3000 a 5000 mD, y su saturación de agua es de 10 a 20%. El crudo que producen es extrapesado con una densidad de 5 a 10 °API, y viscosidad de 6,000 a 45,000 cp a temperatura de yacimiento (45 a 47°C).

Con respecto a las arenas A-8, A-12 y A-16, éstas son productoras de aceite pesado; el crudo tiene una densidad de entre 12 y 18 °API, y una viscosidad de 200 a 5,000 cp. Como en el caso anterior, éstas también son arenas no consolidadas,

con una porosidad de 20 a 40%, permeabilidad de 400 a 4000 mD, y la saturación de agua se encuentra entre 10 y 30%.

Finalmente, a profundidades mayores de 2100 m se encuentran las arenas del Plioceno y Mioceno. A diferencia de los anteriores, estos cuerpos contienen material cementante; la densidad de los crudos es mayor a los 20° API.



Figura 5.1 Ubicación del Campo Samaria-Neógeno

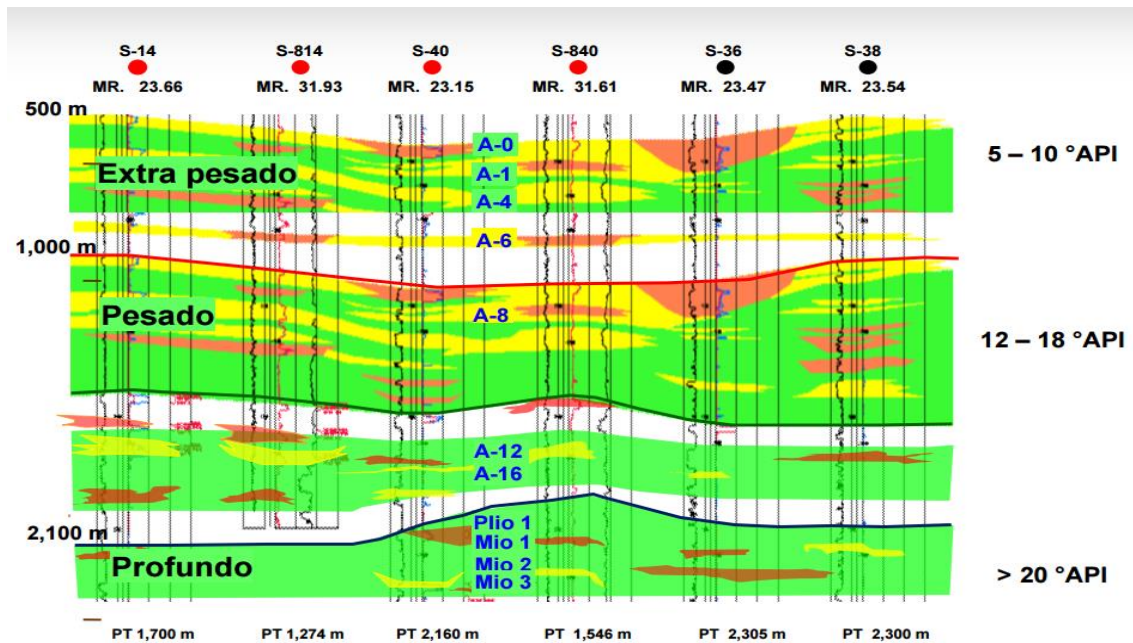


Figura 5.2 Sección esquemática de las arenas productoras del campo Samaria Neógeno.

5.1.1 Etapas de desarrollo del campo

El desarrollo del campo Samaria Neógeno se ha realizado en cinco etapas, como se describe a continuación, y se muestra en la **Figura 5.3**.

En la primera etapa (1960- 1976) el campo Samaria Neógeno fue descubierto con la perforación del pozo Samaria 2, el cual fue productor de aceite de 14° API (aceite pesado), con una producción máxima de 94 bpd. Entre 1964 y 1976 se perforaron 20 pozos, con lo cual el pico de producción del campo fue de 2800 bpd.

Por otra parte, en 1973 se descubrieron los yacimientos del Mesozoico con la perforación del pozo Samaria 101; de 1977-1979 (segunda etapa) se perforaron 80 pozos en estos yacimientos, alcanzando una producción de 660 Mbpd de aceite de 37° API. En ese periodo se decidió cerrar los pozos productores del campo Samaria Neógeno ya que no eran económicamente rentables.

El campo Samaria-Neógeno fue reactivado en el año 1980; así, de 1980 a 2006 se repararon 17 pozos, logrando una producción máxima de 3000 bpd (tercera etapa).

La mayoría de los pozos presentaron problemas de arenamiento y altos cortes de agua.

En la cuarta etapa (2007-2013) tuvo lugar una intensa actividad de perforación y reparación de pozos, de tal manera que en sólo cuatro años se perforaron 71 pozos y se realizaron 74 reparaciones mayores; el campo alcanzó una producción de 6560 bpd en 2008.

En 2009 se inició la prueba piloto de inyección alterna de vapor. La producción en frío de los pozos considerados en la prueba fue del orden de 100 bpd; con el proceso de estimulación térmica, la producción se incrementó a valores de hasta 1150 bpd. Luego de los resultados exitosos obtenidos con este método de recuperación mejorada, la mayoría de los pozos se terminaron con aparejos y cementación térmicos, y con tuberías ranuradas para el control de arena.

Posterior a la prueba piloto, se inició una etapa de masificación de la inyección de vapor en los pozos del campo (entre los años 2013 y 2015). Para ello se perforaron 151 pozos (**Figuras 5.4 y 5.5**), y la producción de aceite del campo fue de 32,477 bpd.

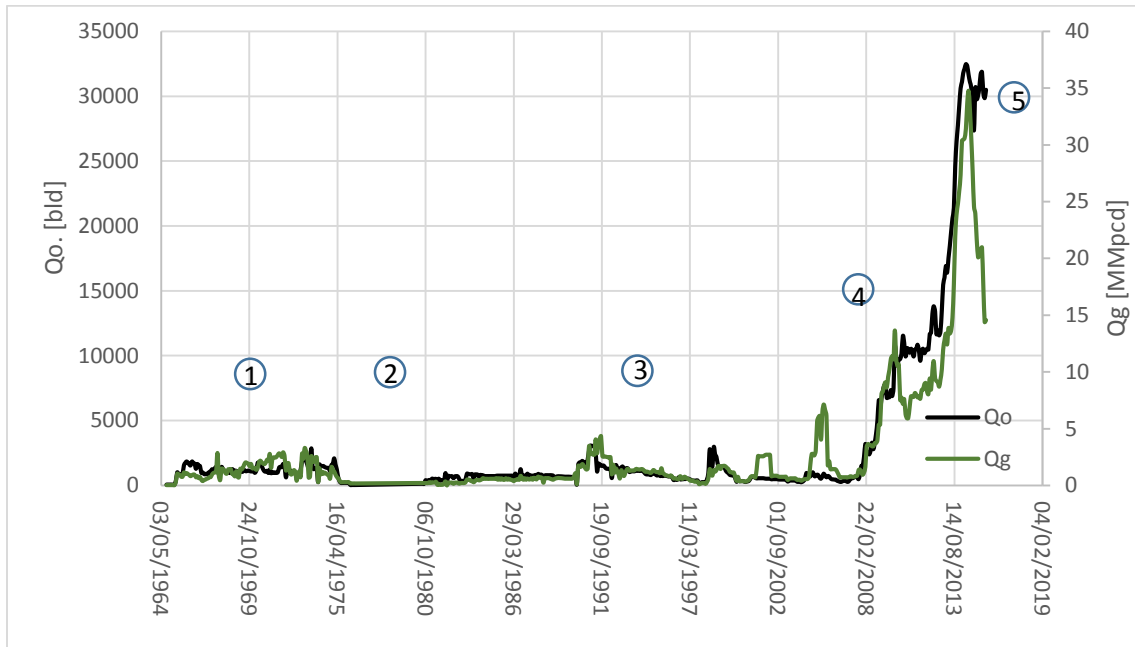


Figura 5.3 Histórico de producción del campo Samaria-Neógeno.

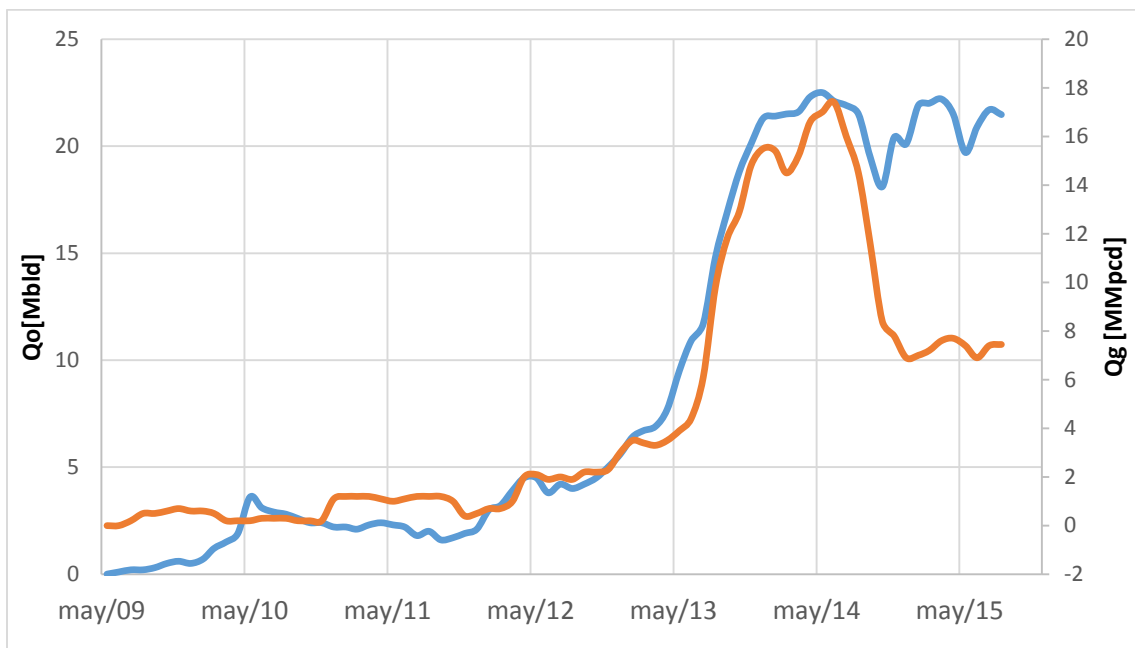


Figura 5.4 Incremento de la producción en la última etapa de desarrollo del Proyecto Samaria-Neógeno.

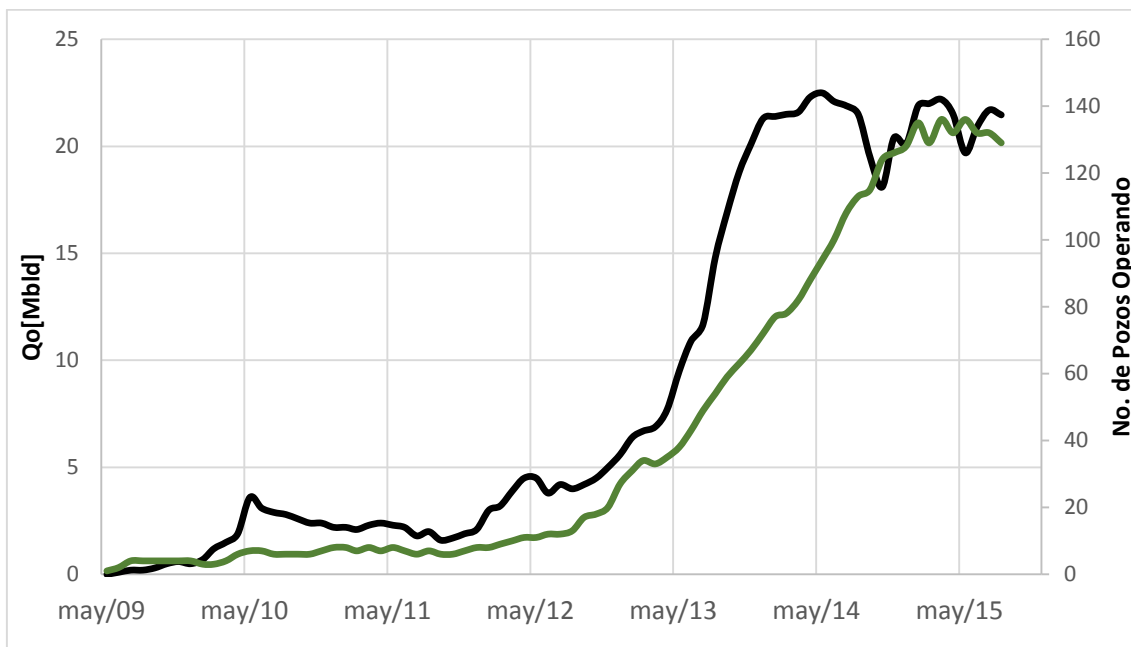


Figura 5.5 Producción de aceite extrapesado obtenido en la última etapa de desarrollo del Proyecto Samaria-Neógeno.

5.1.2 Condiciones mecánicas de los pozos del campo Samaria-Neógeno

La mayoría de los pozos del campo Samaria-Neógeno se terminan en agujero de 8 1/2", el cual es revestido con una tubería de 7".

Por otra parte, el cemento que se usa en la terminación contiene mayor cantidad de arena silica para garantizar que no sufra retrogradación térmica; esto ayuda a mantener íntegras sus propiedades mecánicas durante toda la vida productiva del pozo.

Una vez cementada la tubería de revestimiento, se dispara el pozo; para ello se utilizan pistolas de 4 1/2", fase 60/120°, con lo cual se busca garantizar una mayor área al flujo.

Por la naturaleza de las arenas productoras (no consolidadas), se requiere de un sistema de control que evite que las arenas migren a los pozos causando daños en éstos y en las instalaciones superficiales de producción; para tal efecto, se implementan liners ranurados y cedazos, los cuales se diseñan en función del diámetro de las arenas a controlar (**Figura 5.6**).

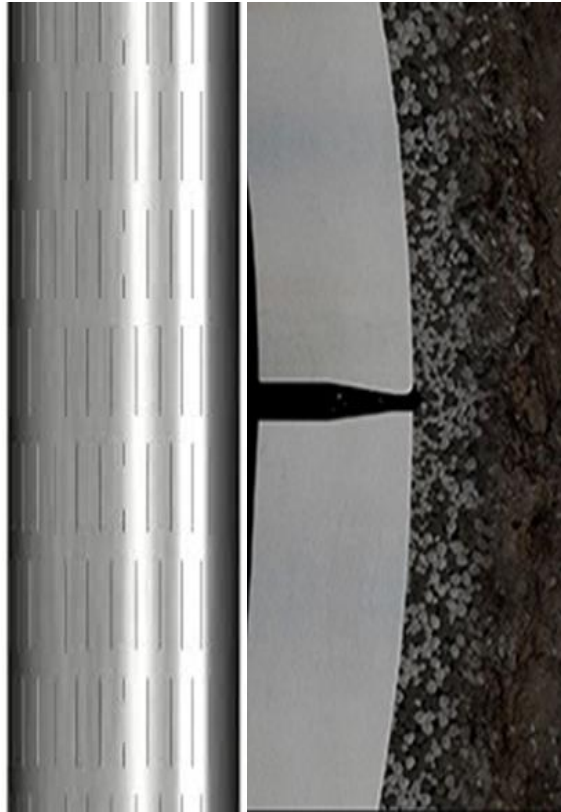


Figura 5.6 Liner ranurado

A partir de la prueba piloto de inyección de vapor de agua se determinó que todos los pozos que fueran candidatos a este método de recuperación mejorada, debían contar con un aparejo capaz de soportar altas temperaturas y que al mismo tiempo garantizaran que la calidad del vapor fuera cercana a 80%.

De esta manera, el diseño adoptado para los pozos está constituido por dos tuberías concéntricas de 3½ y 4½ pg de diámetro externo, y 2.992 y 4 pg de diámetro interno, respectivamente, como se muestra en la **Figura 5.7**. El espacio anular entre estas dos tuberías se encuentra al vacío; adicionalmente, la conductividad térmica de las tuberías se encuentra entre 0.0025-0.003 $\frac{BTU}{hr-Ft-^{\circ}F}$.

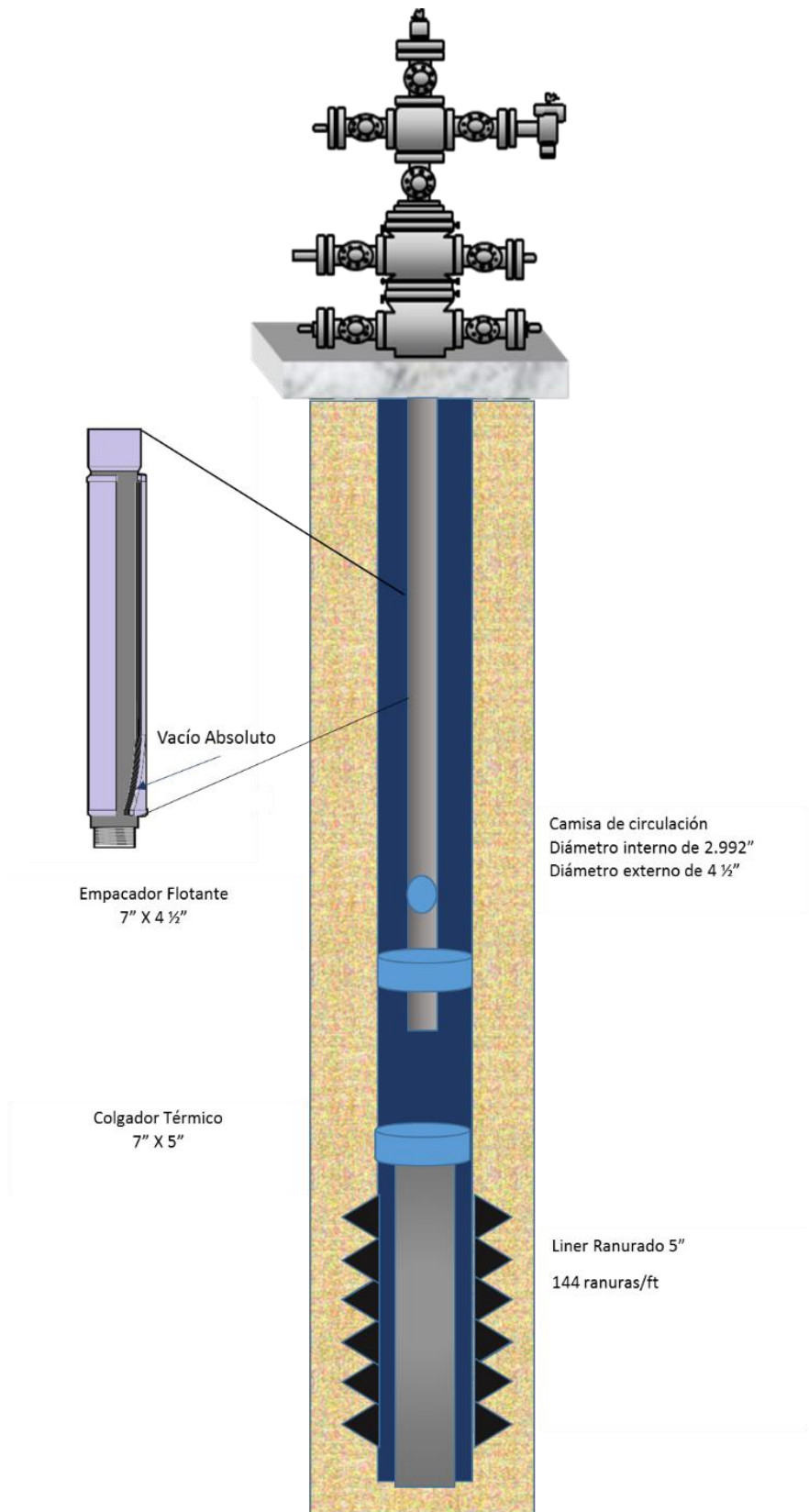


Figura 5.7 Estado mecánico típico de un pozo con aparejo térmico.

La única diferencia que hay entre un pozo productor de aceite pesado y uno de extrapesado es el aparejo de producción; en los productores de aceite pesado no se utilizan aparejos térmicos.

De 2009 a la fecha las condiciones mecánicas de los pozos han sufrido cambios importantes con el fin de mejorar la inyección del vapor, y garantizar que dicho fluido estimule los diferentes intervalos disparados. En las **Figuras. 5.8a y 5.8b** se presentan algunas de las modificaciones que se han realizado a los estados mecánicos de los pozos en función de las arenas productoras.

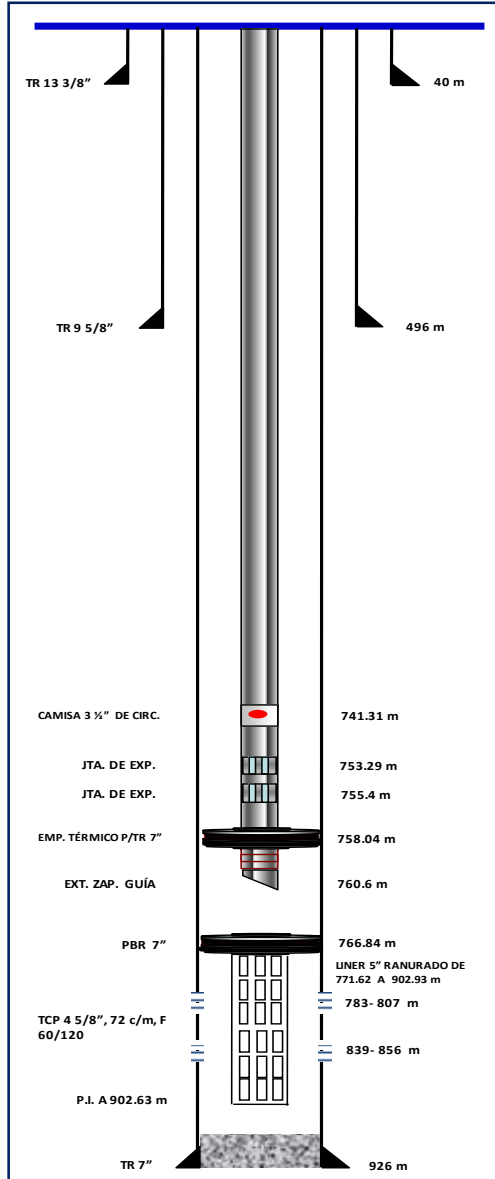
5.1.3 Propiedades de los fluidos

Durante la prueba piloto se hicieron análisis PVT (presión-volumen- temperatura) de seis pozos, la mayoría productores de crudo extrapesado; algunos de los datos disponibles se indican en la **Tabla 5.1**. Los correspondientes al factor de volumen del aceite, B_o , están referidos a la temperatura del yacimiento y presión de burbuja.

Tabla 5.1 Resultados de los Análisis PVT de Pozos del Campo Samaria-Neógeno.

Pozo	p_b Kg/cm ²	T_{yac} °C	B_o	RGA m ³ /m ³	API	Densidad relativa del gas
Sam-824	77	67	1.067	15.618	6.9	0.678
Sam-865	111	60	1.0680	28.522	11.23	0.6512
Sam-901	44	43	1.086	15.346	8.3	0.587
Sam-906	74	50	1.0305	14.884	8	0.5719
Sam-916	36	50	1.044	9.892	9.5	0.5686
Sam-917H	92	50	1.0314	19.046	7.73	0.5686

Aparejo de producción con juntas de expansión



Aparejo de producción con empacador flotante

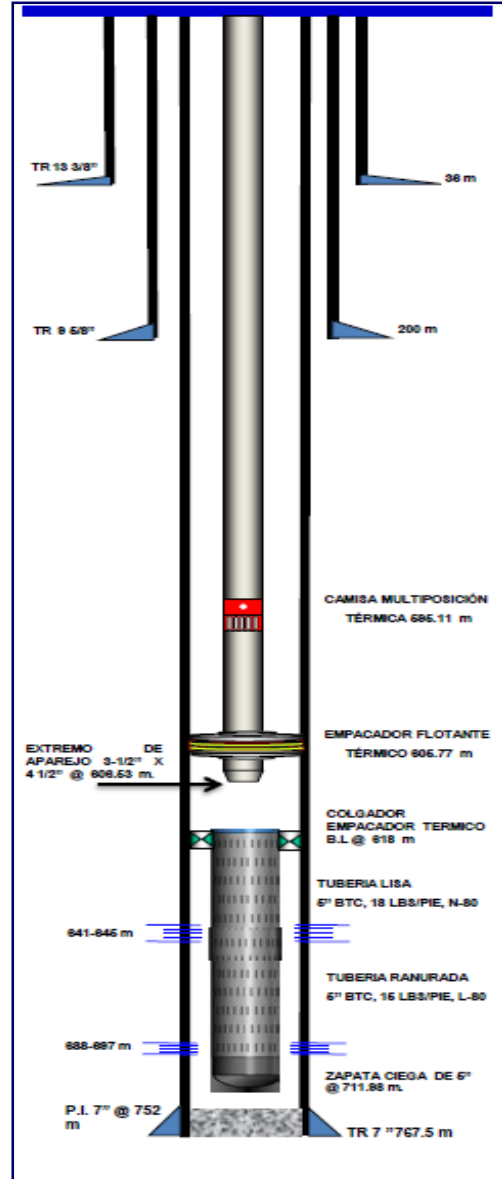
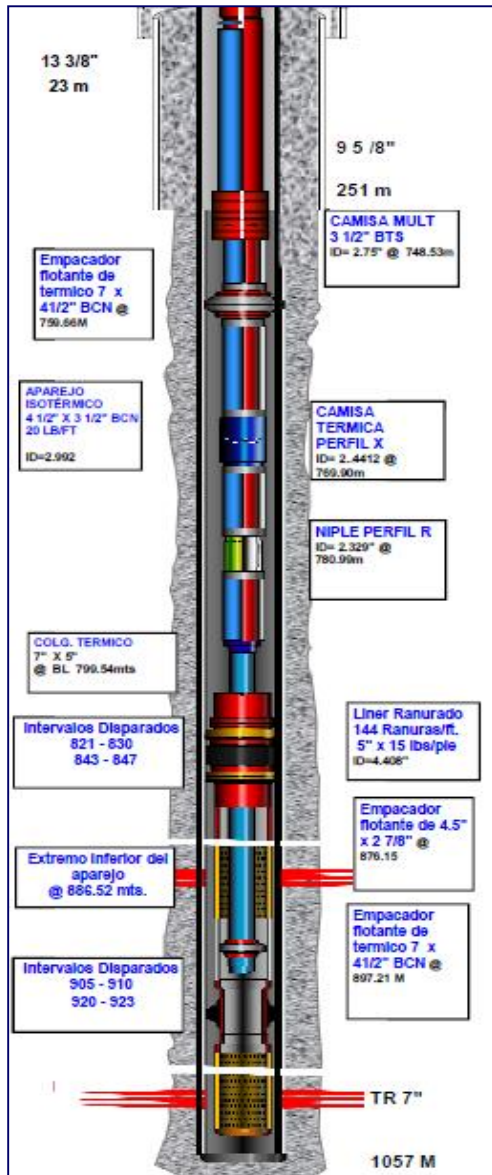


Figura 5.8a Evolución de las condiciones mecánicas de los aparos de producción.

Aparejo de producción selectivo



Aparejo de producción multi-selectivo

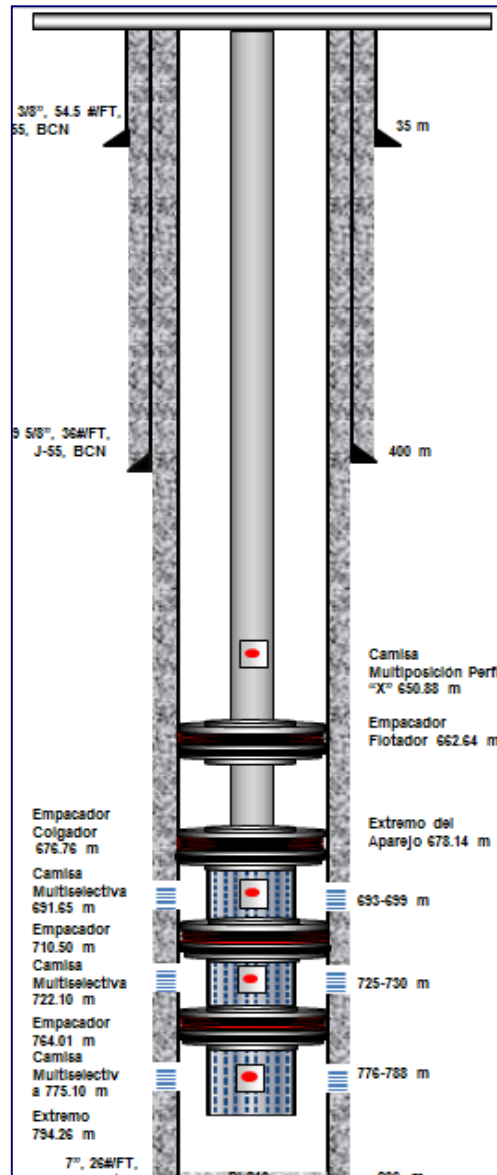


Figura 5.8b Evolución de las condiciones mecánicas de los aparejos de producción.

5.1.4 Presión del yacimiento

La presión de fondo estática no es la misma para todas las arenas, y varía independientemente del paquete al que correspondan; esto se debe a que son arenas lenticulares departamentalizadas. De esta manera, la presión estática es de 97 kg/cm² para las de aceite extrapesado, y de 120 a 170 kg/cm² para las de pesado. Cabe mencionar que la presión de fondo estática en algunas arenas es mayor a la presión de burbuja, por lo que el aceite se encuentra bajosaturado.

5.2 Problemática

Si bien, la inyección de vapor es un método de recuperación mejorada que ha permitido incrementar sustancialmente la capacidad productiva de los pozos del campo Samaría-Neógeno, la cantidad de calderas con las que cuenta el proyecto no son suficientes para cubrir la cantidad de pozos que comprende el campo. Esto obliga a producir los pozos en frío con ayuda de sistemas artificiales de producción.

Los sistemas artificiales que se han utilizado en esta última etapa productiva del campo son principalmente el bombeo mecánico y el bombeo neumático; en algunos casos se ha implementado el bombeo de cavidades progresivas.

Ahora bien, en cada uno de los sistemas mencionados se han presentado problemas de operación debido a las características del aceite producido. Por ejemplo, los más comunes que se presentan con el bombeo mecánico son: mal llenado de bombas, flotación de varillas, y golpe de bomba. En la **Figura 5.9** se muestra una carta dinamométrica de un pozo en el cual hay problema de llenado de bomba.

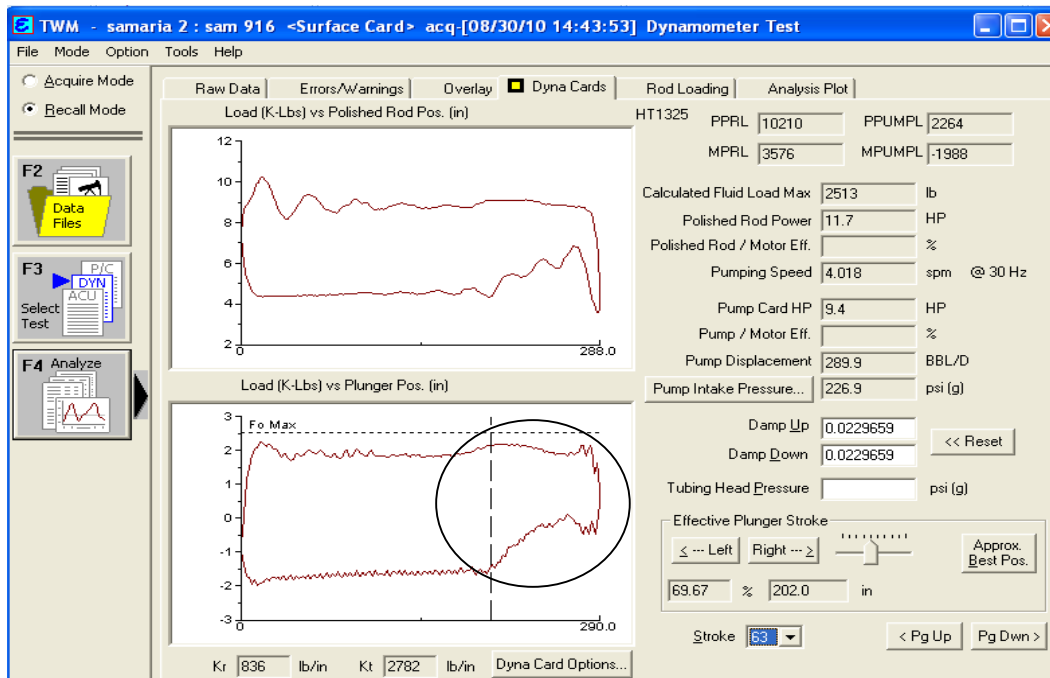


Figura 5.9 Problemas operativos de los equipos de bombeo mecánico.

Por otra parte, el bombeo neumático se usa principalmente en pozos estimulados térmicamente, ya que a esas condiciones la viscosidad es baja; no se implementa en pozos con producción en frío, ya que el gas tiende a canalizarse. Entre los problemas identificados en los pozos que operan con este sistema artificial de producción, puede mencionarse la inestabilidad del flujo (**Figura 5.10**), la cual puede estar asociada a incrementos sustanciales en el corte de agua y a la viscosidad del fluido.

En el caso del bombeo de cavidades progresivas, dado que son bombas de inserción las que se han utilizado, la capacidad de desplazamiento es muy baja; aunado a esto se han tenido problemas de desanclaje de las bombas.

En cuanto a las operaciones en la superficie, uno de los principales problemas es el represionamiento de las líneas descarga que transportan la producción de los pozos. Una práctica común en el campo para disminuir esta problemática es la inyección de mejoradores de flujo (base aceite y base agua); sin embargo, se ha observado que en los separadores y tanques de almacenamiento se forman

emulsiones, las cuales deben romperse con productos químicos, incrementando los costos de producción.

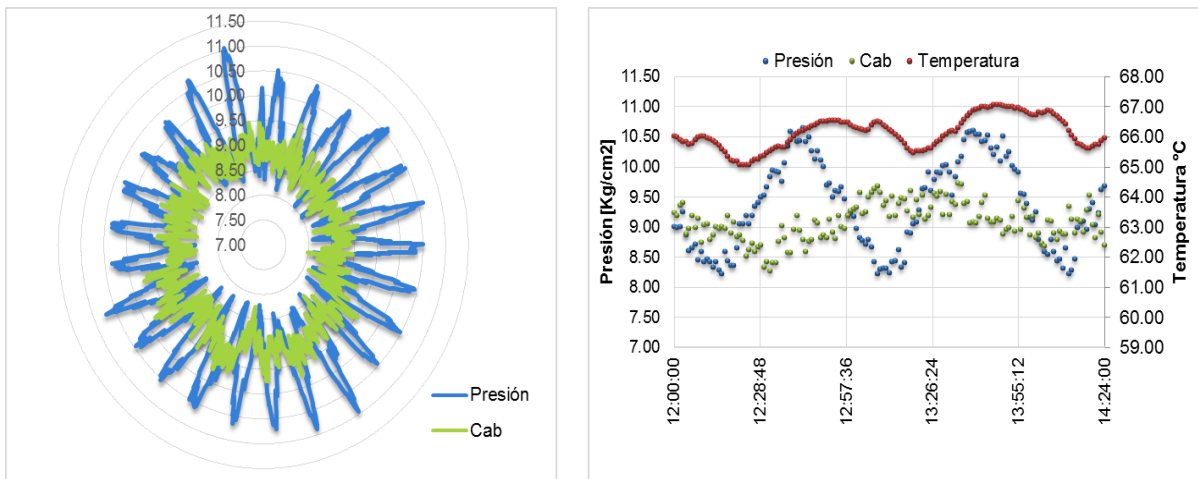


Figura 5.10 Comportamiento de pozos que operan con bombeo neumático.

Como una alternativa para mejorar la productividad de los pozos que producen aceites pesados o extrapesados, en el presente estudio se propone su mezclado con aceites ligeros; el mecanismo principal de este método es el abatimiento de la viscosidad, de acuerdo a lo observado en laboratorio para algunas muestras de crudos típicos del campo.

5.3 Pozo típico del campo: Samaria-916

Se seleccionó un pozo típico del campo Samaria–Neógeno, para estudiar su comportamiento con la inyección de aceite ligero. El pozo seleccionado es el Samaría 916.

El pozo se perforó en abril de 2009, como parte de la prueba piloto de inyección de vapor en el campo; penetró las arenas A 4-2, A 4-4, A 4-5 y A 6-1 (**Figura. 5.11**), todas productoras de crudo extrapesado.

5.3.1 Presión y temperatura de yacimiento

De acuerdo a la información disponible, la presión estática estimada (actual) al nivel medio de los disparos (823 m) es de 80 kg/cm². La temperatura a esa profundidad es de 52°C.

5.3.2 Datos PVT

El crudo producido tiene una densidad de 9.8°API. Algunos de los datos PVT disponibles del aceite se indican en la **Tabla 5.2**; la muestra utilizada en el estudio PVT fue recolectada a 760 m (48°C).

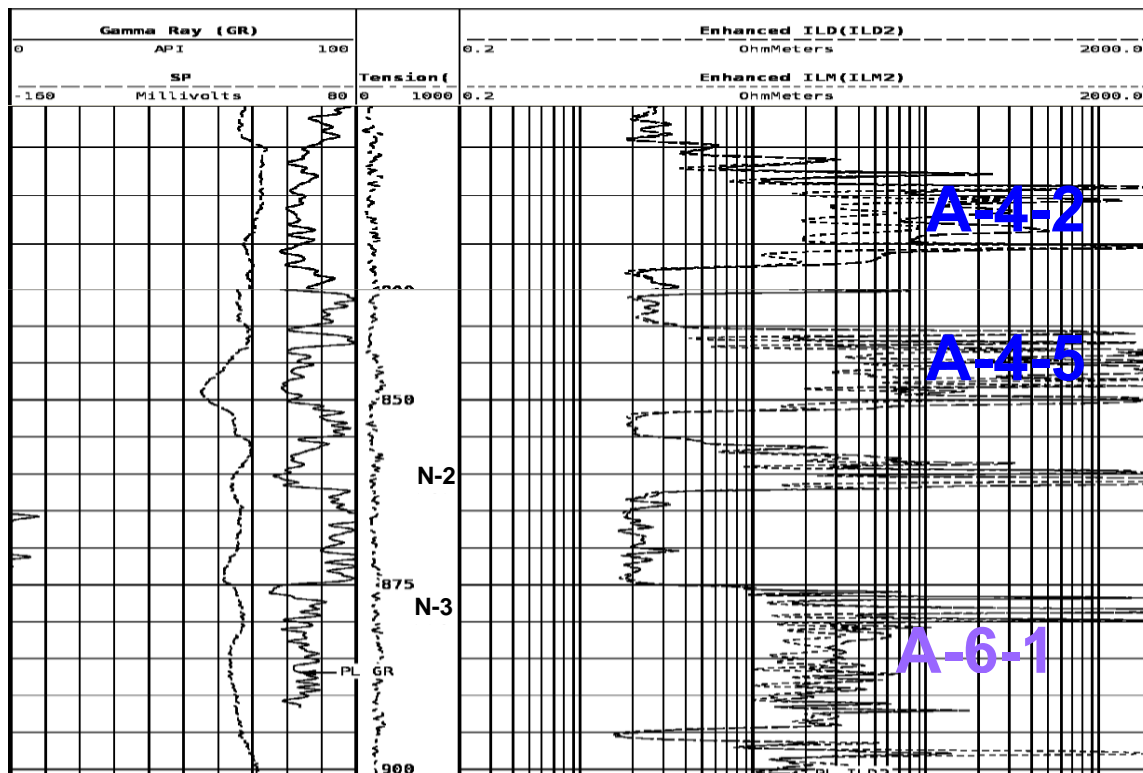


Figura 5.11 Registros geofísicos obtenidos en el pozo Samaria-916.

Tabla 5.2 Datos PVT del pozo Samaria-916.

Presión (kg/cm ²)	Factor de volumen del aceite (vol/stdvol)	Relación de solubilidad m ³ /m ³	Densidad del Aceite g/cm ³
528	1.005		1.0050
414	1.012		0.9990
362	1.015		0.9960
262	1.022		0.9889
198	1.027		0.9840
142	1.033		0.9790
120	1.035		0.9769
110	1.036		0.9760
81	1.039		0.9731
72	1.04		0.9720
62	1.041		0.9710
54	1.042		0.9700
36	1.044	9.892	0.9679
16	1.035	5.798	0.9740
9	1.03	3.609	0.9769
1	1.021	0	0.9830

5.3.2 Estado Mecánico

El pozo se terminó con una barrena de 8 ½ pg a 905 m de profundidad; la tubería de revestimiento es de 7 pg, y se disparó con pistolas TCP 4 ½ pg (“Big hole”); el pozo cuenta con liner ranurado como sistema de control de arena. El aparejo de producción es isotérmico, de 2.992 pg de diámetro interno por 4.5 pg de diámetro externo. En la **Figura 5.12** se muestra el estado mecánico del pozo.

5.3.3 Aforos

El pozo se perforó exprofeso para la prueba piloto de inyección de vapor. Antes de comenzar la inyección, operó con equipo de bombeo mecánico alcanzando una producción bruta máxima de 135 bpd (134 bpd de aceite extrapesado y 1 bpd de agua); la medición se realizó en una presa metálica por lo que no fue posible cuantificar el gasto de gas.

El primer ciclo de inyección de vapor inició el 5 de diciembre de 2009, el cual se suspendió diez días después de su inicio por problemas mecánicos. El 22 de diciembre del mismo año, el pozo se abrió a producción a través de un estrangulador de 3/8 pg; se midió en tanque, registrando una producción de 713 bpd de aceite sin agua. El pozo operó mediante la inyección continua de gas como sistema de levantamiento; en este periodo la producción máxima de aceite fue de 1028 bpd.

Hasta 2014 se realizaron cuatro ciclos de inyección de vapor con las condiciones de inyección indicadas en la **Tabla 5.3**. En la **Figura 5.13** se muestra el histórico de producción del pozo Samaria 916 de los primeros dos ciclos. Es importante mencionar que la producción máxima de aceite después del cuarto ciclo de inyección fue de 320 bpd; por otra parte, la producción en frío fue menor de 50 bpd.

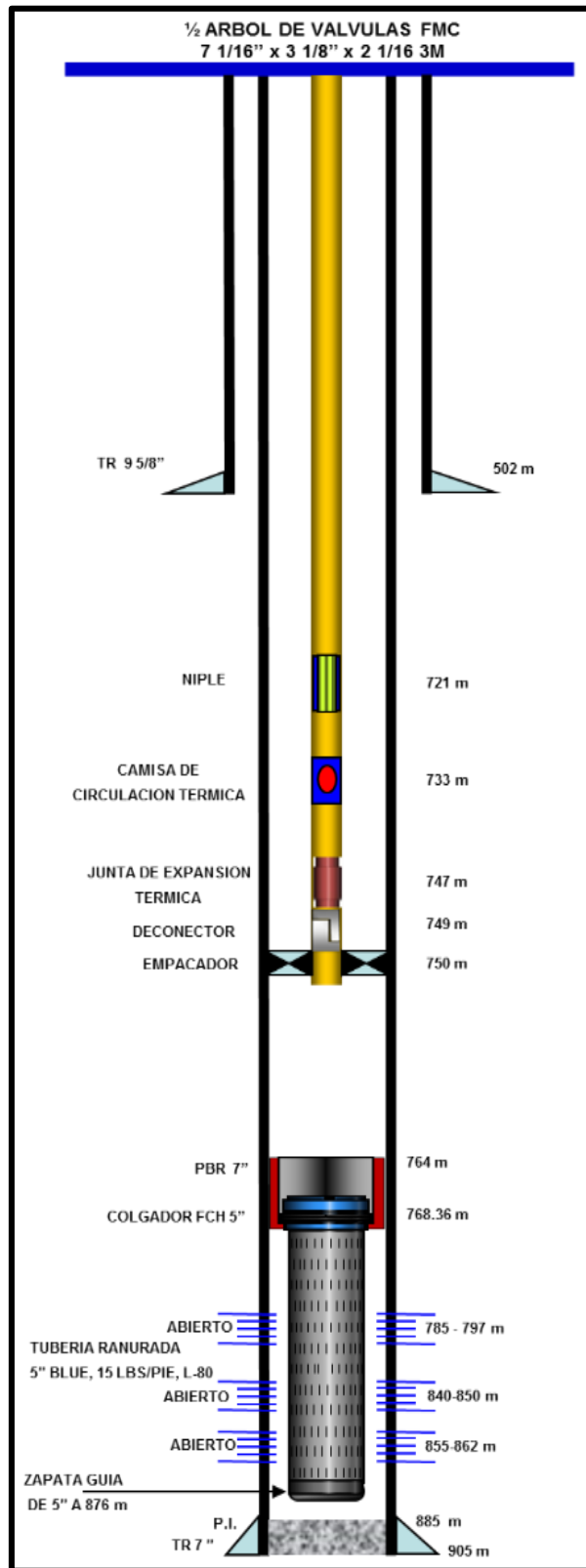


Figura 5.12 Estado Mecánico Samaria-916.

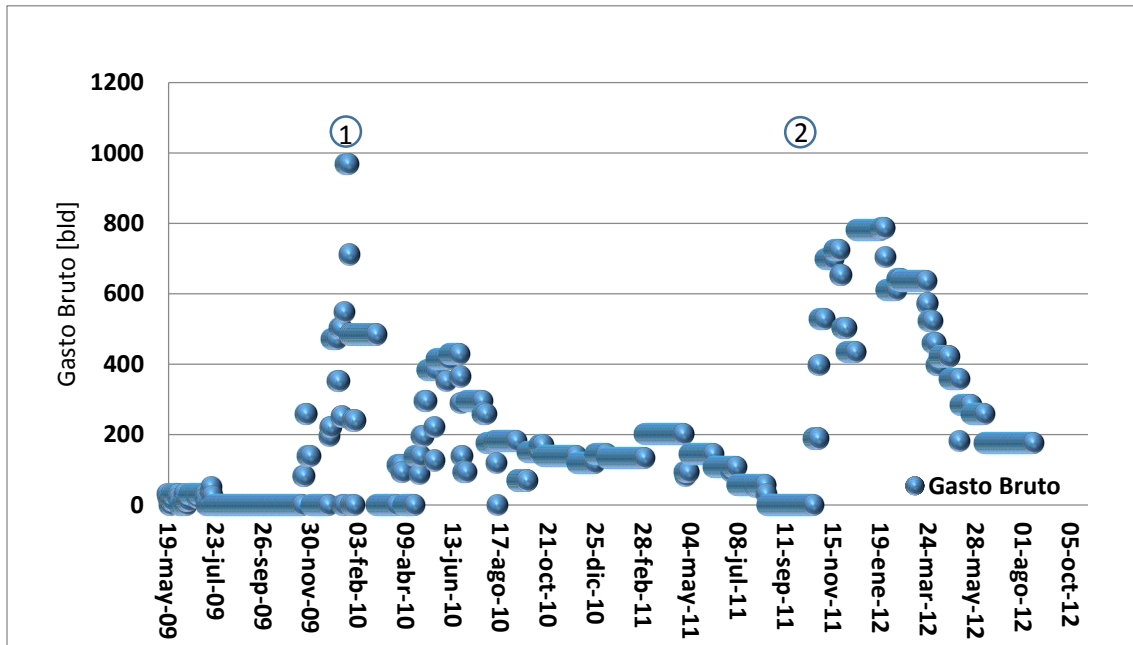


Figura 5.13 Histórico de producción del pozo Samaria-916.

Tabla 5.3 Condiciones de inyección de vapor, pozo Samaria-916.

Ciclo	Volumen Toneladas	Presión Inyección kg/cm ²	Temperatura de Inyección °C	Calidad del vapor
1	2477	113	312	77
2	4800	78	291	78
3	7436	94	299	80
4	5344	67	270	80

Después del primer ciclo de inyección de vapor, el pozo mantuvo una temperatura mayor a los 75°C por 222 días; en su segundo ciclo la temperatura fue mayor de 75°C por 150 días (**Figura 5.14**)

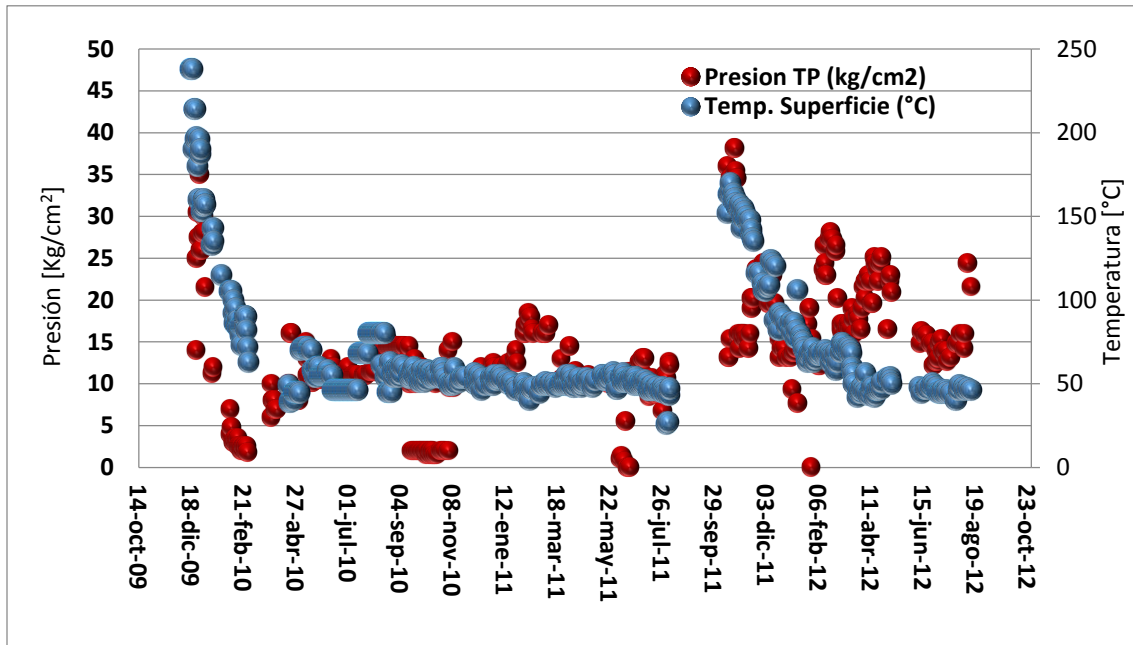


Figura 5.14 Comportamiento de la presión y temperatura en la cabeza del pozo Samaria 916.

5.4 Modelo del pozo Samaria 916 para la inyección de aceite ligero

Para estudiar el efecto de la inyección de aceite ligero sobre la producción del pozo Samaria 916, se implementó un modelo de simulación en la herramienta de cómputo descrita en el capítulo 4. Con base en el modelo generado será posible investigar si el mezclado con aceite ligero permite incrementar la producción del pozo, así como realizar estudios paramétricos con base en variables selectas del sistema.

5.4.1 Modelo PVT

La primera etapa en la construcción del modelo consistió en la selección y ajuste del método para calcular las propiedades PVT del aceite, el gas y el agua; para ello se utilizaron los datos del pozo Samaria-916 (**Tabla 5.2**).

Como fue descrito en la sección 3.1, se seleccionaron las correlaciones de Standing (1977) y de Total (1983) para calcular la presión de burbuja, la relación de

solubilidad y el factor de volumen del aceite. Las correlaciones fueron ajustadas con la finalidad de reproducir los datos disponibles; en la **Tabla 5.3** se indican las expresiones resultantes para la presión de burbuja y la relación de solubilidad. Para el factor de volumen del no aceite no se requirió ningún ajuste.

Tabla 5.4 Correlaciones calibradas.

Correlación	Presión de Saturación	Relación de Solubilidad
Standing	$p_b = 0.89811 p_{bc}$	$R_s = -0.0184 R_{sc}^2 + 2.0402 R_{sc} - 2.754$
Total	$p_b = 0.79799 p_{bc}$	$R_s = -0.0317 R_{sc}^2 + 2.7772 R_{sc} - 3.9942$

En la **Tabla 5.5**, se presentan los resultados de la evaluación de las correlaciones después de calibrarlas. Por otra parte, a manera de ejemplo, en la **Figura 5.15a y 5.15b**, se muestra las comparaciones de las curvas calculadas para la relación de solubilidad, antes y después de la calibración, respectivamente, contra los datos medidos. Como puede observarse, existe un buen acuerdo entre los valores calculados con las correlaciones calibradas y los datos medidos.

Tabla 5.5 Porcentaje de error entre los datos de laboratorio y los obtenidos con las correlaciones calibradas.

Presión kg/cm ²	Total calibrado		Standing calibrado	
	Error Rs %	Error Bo %	Error Rs %	Error Bo %
81	0	1	0	0.61
72	0	1	0	0.56
62	0	1	0	0.51
54	0	1	0	0.46
36	0	1	0	0.13
16	0.8	1.5	2.7	0.18
9	1.73	0.9	7.2	0.16

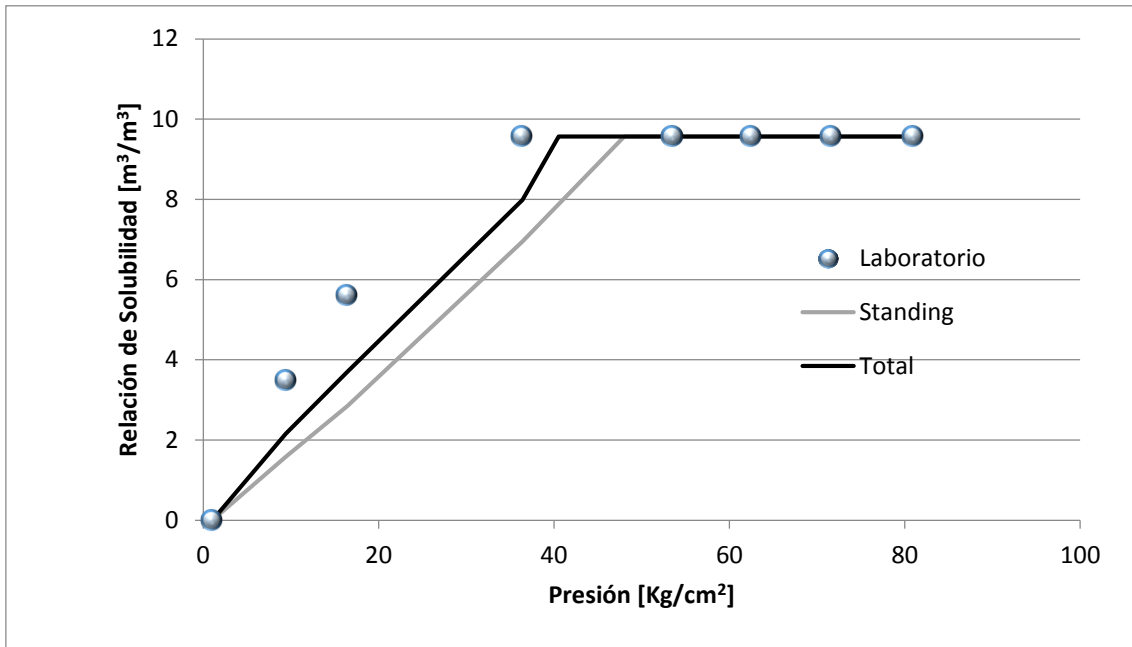


Figura 5.15a Comparación de los valores calculados de relación solubilidad con las correlaciones de Total (1983) y de Standing (1977), antes de calibrarlas, con respecto a los datos medidos.

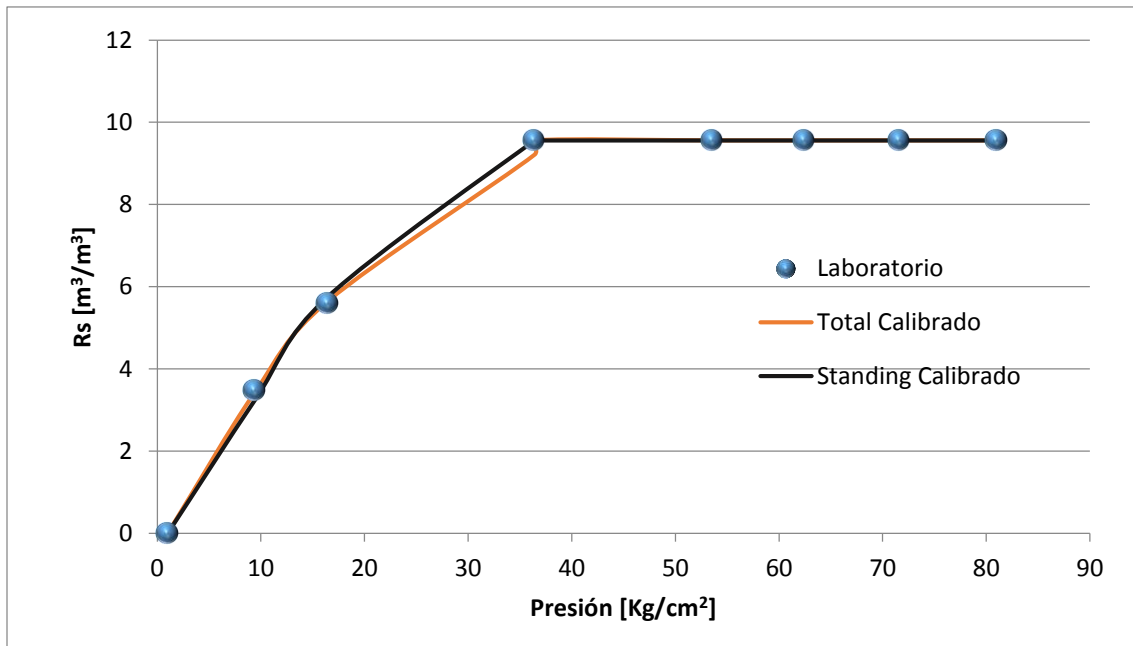


Figura 5.15b Comparación de los valores calculados de relación solubilidad con las correlaciones de Total (1983) y de Standing (1977), después de calibrarlas, contra los datos medidos.

5.4.2 Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

El comportamiento de afluencia para el pozo analizado varía dependiendo del ciclo de inyección de vapor. En la mayoría de los pozos productores no se dispone de datos de presión-producción para generar la curva de IPR. Por lo tanto, en el presente estudio se tomaron aquellos valores reportados previos a la inyección de vapor (**Tabla 5.6**), y que fueron obtenidos mientras el pozo operaba con bombeo mecánico. Utilizando la información disponible, en el modelo se consideran los métodos de Vogel y de IPR generalizada. En la **Figura 5.16** se muestra la IPR correspondiente para el pozo.

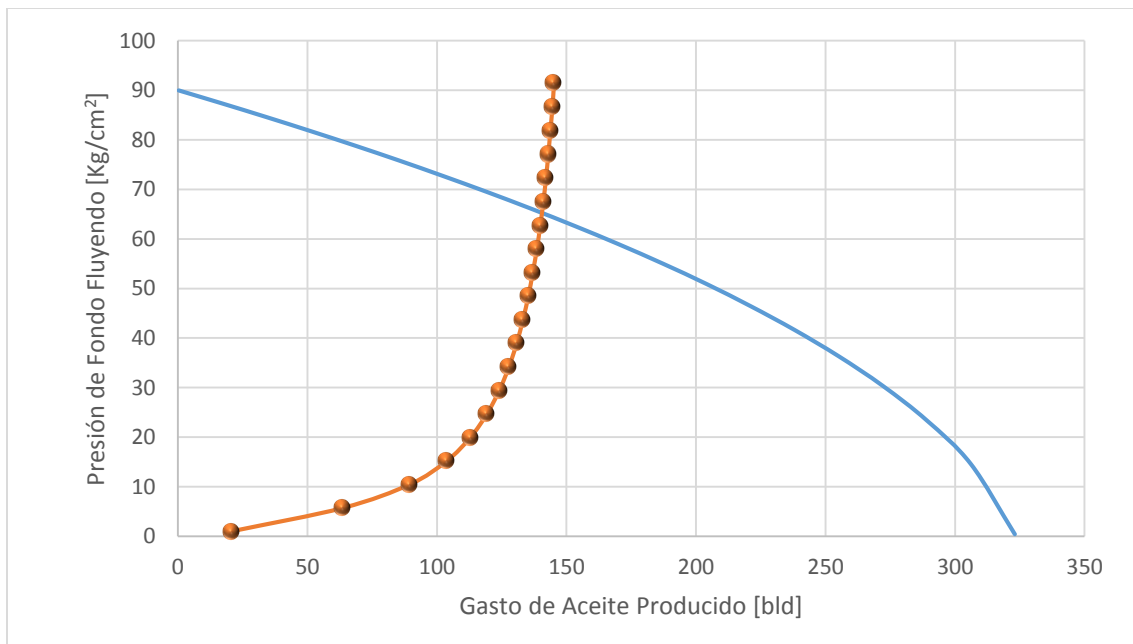


Figura 5.16 Curva de comportamiento de afluencia para el pozo Samaria-916 (operando con equipo de bombeo mecánico).

5.6.3 Modelo hidrodinámico y térmico del pozo

Con base en los datos del estado mecánico del pozo (**Figura. 5.12**), y de las propiedades térmicas de los fluidos, tuberías, cementación y formaciones perforadas (**Tabla 5.7**), se construyeron los modelos hidrodinámico y térmico. Los perfiles de presión y de temperatura en el pozo son calculados con la correlación de

flujo multifásico y el modelo de transferencia de calor descritos en el capítulo 3, respectivamente.

Tabla 5.7 Propiedades Térmicas.

Parámetro	Valor	Unidad
Conductividad térmica de la tubería	1.006	$\frac{W}{m - ^\circ C}$
Conductividad térmica de la formación	2.4	$\frac{W}{m - ^\circ C}$
Conductividad térmica del cemento	1.74	$\frac{W}{m - ^\circ C}$
Difusividad térmica α	0.003718	$\frac{m^2}{hr}$
Tiempo	7	Días

En la descripción geométrica del pozo se utilizaron 100 celdas numéricas. Las condiciones de frontera consideradas en los análisis nodales para el sistema pozo-yacimiento son: presión en la cabeza del pozo, gasto y temperatura del aceite ligero inyectado, y la presión y temperatura del yacimiento; adicionalmente, es necesario especificar la relación gas-aceite (pesado/extrapesado), la densidad relativa del gas producido, la densidad del aceite ligero inyectado, y densidad del aceite pesado/extrapesado a condiciones estándar.

Es importante destacar que no existe información de presiones y temperaturas dinámicas del pozo Samaria-916 para validar los resultados del modelo. Sin embargo, como se mencionó en el capítulo 4, se verificó que existe un buen acuerdo entre los resultados del programa con otras herramientas comerciales.

Capítulo 6

Estudios paramétricos

En este capítulo se analiza el efecto de algunos parámetros de diseño y operación sobre el comportamiento de un pozo típico del Campo Samaria-Neógeno, con inyección de aceite ligero. Para tal efecto, se utilizará el modelo de simulación desarrollado para el pozo Samaria-916, productor de aceite extrapesado.

Los parámetros considerados en el estudio son: gasto y temperatura del aceite ligero; diámetro de la tubería de producción (TP) y profundidad del punto de inyección; viscosidad y relación gas-aceite del aceite del yacimiento; y la temperatura de la formación.

El aparejo de producción del pozo es convencional (sin aislante térmico) y de 3.5 pg de diámetro externo; el nivel medio del intervalo disparado se encuentra a 865 [m], y el punto de inyección a 823[m]. Las propiedades del aceite ligero y de los fluidos de yacimiento se indican en la **Tabla 6.1**. El yacimiento tiene una presión estática de 90 [kg/cm²], está bajo saturado ($p_b = 37$ kg/cm²). Con respecto a la temperatura del yacimiento, se considera un valor de 45°C, el cual corresponde a la producción en frío. El pozo no produce agua.

Tabla 6.1 Propiedades de los fluidos.

Aceite Extrapesado		
Densidad	9.45	°API
Relación gas-aceite	8.9	m ³ /m ³
Densidad relativa del gas	0.65	
Aceite Inyectado		
Densidad	34	°API
Relación gas-aceite	0	m ³ /m ³

6.1 Efecto del gasto de inyección sobre los perfiles de presión y temperatura

Las **Figuras 6.1 y 6.2** muestran el efecto del gasto de inyección de aceite ligero (G.A.L, en las gráficas) sobre los perfiles de presión y temperatura en la TP, respectivamente. Las condiciones de operación simuladas se especifican en la **Tabla 6.2**.

Tabla 6. 2 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto del gasto de inyección sobre los perfiles de presión y temperatura.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	kg/cm ²
Gasto de aceite extrapesado	100	bpd
Temperatura de la inyección en superficie	80	°C
Temperatura del yacimiento	45	°C
Diámetro interno de la TP	2.992	pg
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	853	m

En la **Figura 6.1** se observa que la presión de fondo fluyendo disminuye conforme el gasto de inyección aumenta; esto se explica porque la mezcla de crudos se hace más ligera y menos viscosa. Cabe señalar que resultados similares se obtuvieron a otros gastos de crudo extrapesado.

De acuerdo a la **Figura 6.2**, la temperatura de la formación es de 35 °C en la superficie y de 36°C en la cabeza del pozo sin inyección de aceite ligero. Se observa que la temperatura de la mezcla de fluidos en la superficie se incrementa 5°C con la inyección de 20 bpd; si el gasto de aceite ligero es de 100 bpd, la temperatura alcanza aproximadamente 47 °C. Se ve que este efecto del incremento del gasto de inyección sobre el incremento de la temperatura de los fluidos en la superficie tiende a disminuir gradualmente.

En la **Figura 6.2** también se ve que los perfiles de temperatura de la mezcla en la TP tienden a converger hacia el correspondiente al caso sin inyección, a profundidades relativamente someras (antes de los primeros 150 m de profundidad en los casos analizados). Esto se debe a que el crudo ligero tiende a transferir una

mayor cantidad de calor a gastos bajos, tanto hacia la TP como a la formación, porque aumenta su tiempo de residencia en el espacio anular. Así, entre mayor es el gasto inyectado, el aceite ligero puede llegar más caliente a profundidades mayores.

Continuando con la discusión anterior, en la **Figura 6.3** se muestran los perfiles de temperatura en la formación, la tubería de producción, y el espacio anular, para el caso de la inyección de 100 bpd. Se observa que la temperatura del aceite ligero se reduce de 80 °C en la superficie hasta un valor de 38.5 °C a una profundidad de 200 m; en este punto, las temperaturas en la TP y en el espacio anular son iguales. A profundidades mayores, la temperatura del aceite ligero está entre la de la formación y la del flujo en la TP.

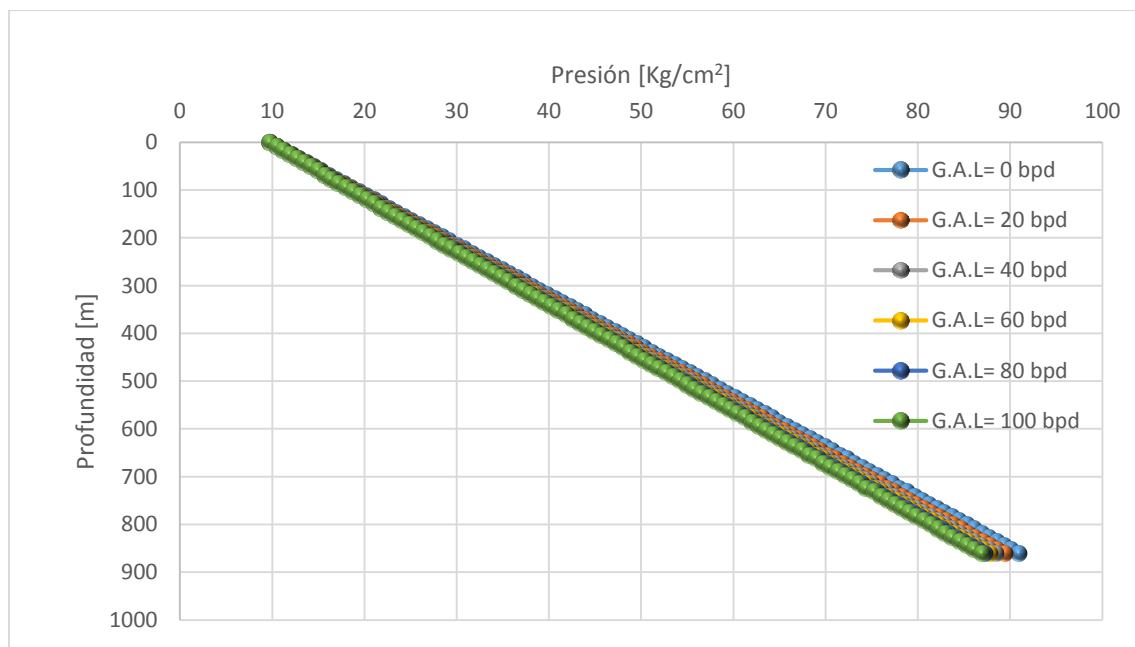


Figura 6.1 Perfil de presión a diferentes gastos de inyección de aceite ligero (gasto de aceite extrapesado, 100 bpd).

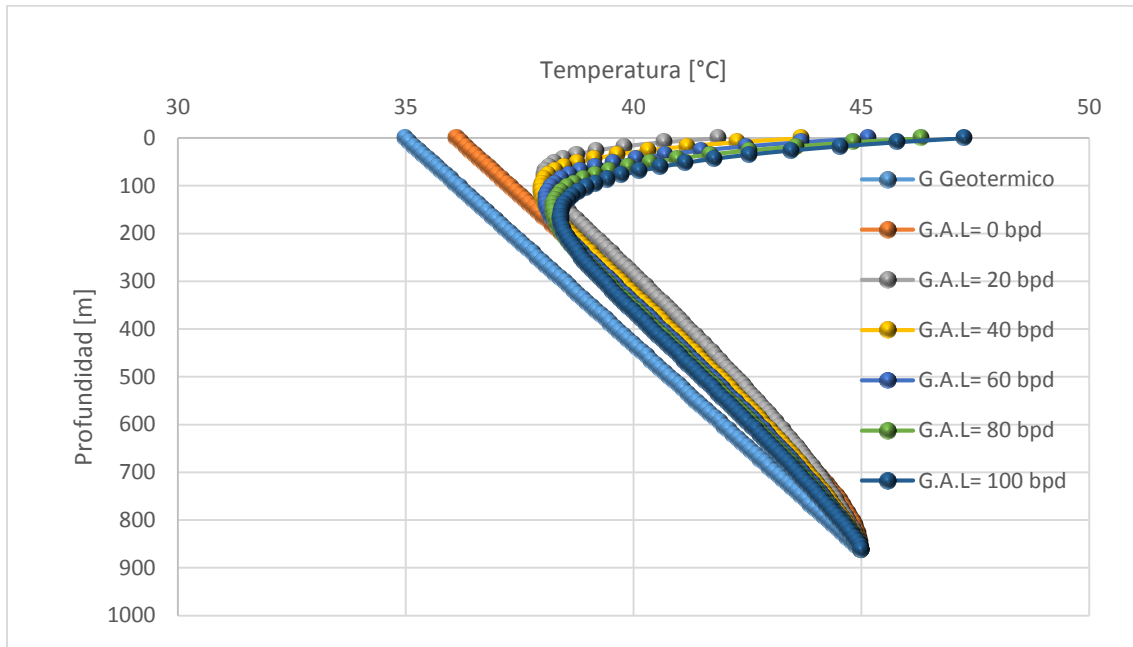


Figura 6.2 Perfiles de temperatura en TP a diferentes gastos de inyección de aceite ligero (gasto de aceite extrapesado, 100 bpd).

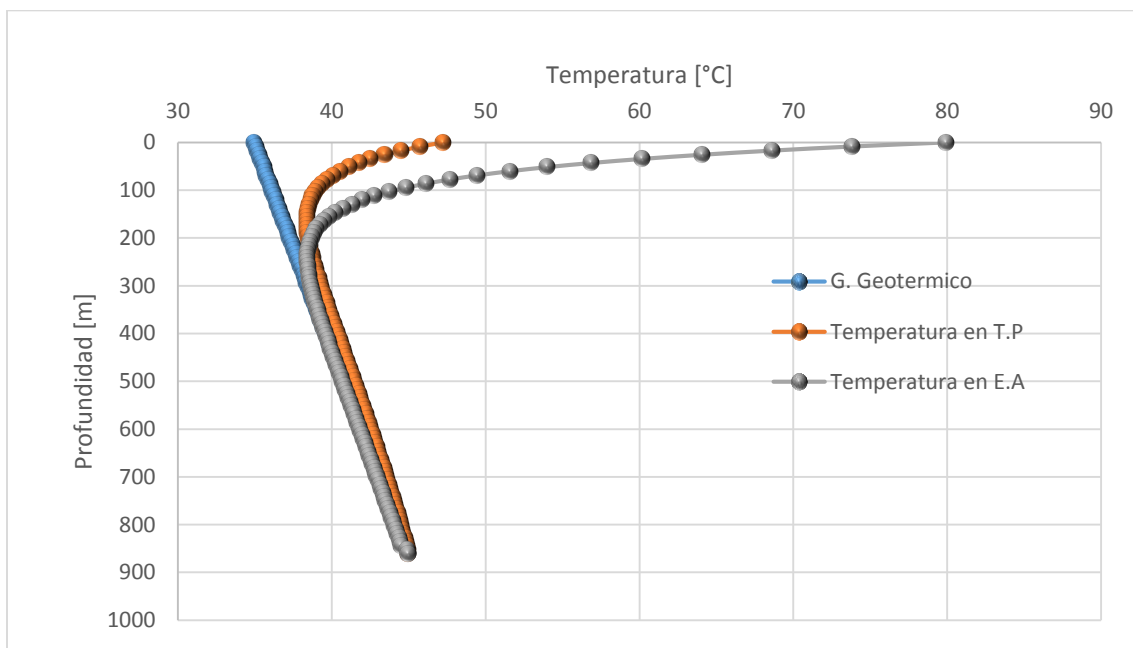


Figura 6.3 Perfiles de temperatura de la formación, TP y espacio anular (gasto de aceite ligero: 100 bpd; gasto de aceite extrapesado, 100 bpd).

6.2 Efecto del gasto de inyección sobre la producción

Se realizaron análisis nodales para cuantificar el efecto de la inyección de aceite ligero sobre la producción de aceite extrapesado del yacimiento. En la **Figura 6.4** se muestran los resultados obtenidos en términos de la curva de IPR, y algunas de las curvas características del flujo en la TP; estas últimas se muestran para gastos de inyección de 0, 20, 40, 60, 80 y 100 bld. Otras condiciones de frontera se indican en la **Tabla 6.3**. La curva de bombeo generada se muestra en la **Figura. 6.5**.

Tabla 6. 3 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la inyección sobre la producción de crudo extrapesado.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	kg/cm ²
Temperatura de la inyección en superficie	80	°C
Temperatura del yacimiento	45	°C
Diámetro de la tubería de producción	2.992	pg
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	853	m

Como puede observarse en la **Figura 6.4**, originalmente el pozo es no fluyente (las curvas de IPR y de la hidráulica en el pozo no se cruzan). Por otra parte, se ve que el gasto de aceite que puede aportar el yacimiento bajo las condiciones de frontera consideradas, puede incrementarse a valores de entre 15 y 25 bld con la inyección de 20 a 100 bpd de aceite ligero (**Figura. 6.5**), respectivamente.

En la **Tabla 6.4** se indica el incremento de la producción de aceite extrapesado a diferentes valores de gasto de inyección de aceite ligero. Con base en la información de esta tabla y a la **Figura 6.5**, se observa que los incrementos más significativos del gasto de aceite aportado por el yacimiento se presentan a gastos de inyección menores de 60 bpd. A gastos de inyección mayores, el gasto de aceite extrapesado se incrementa a un ritmo de 1 bpd, por cada 10 bpd que se incremente la inyección.

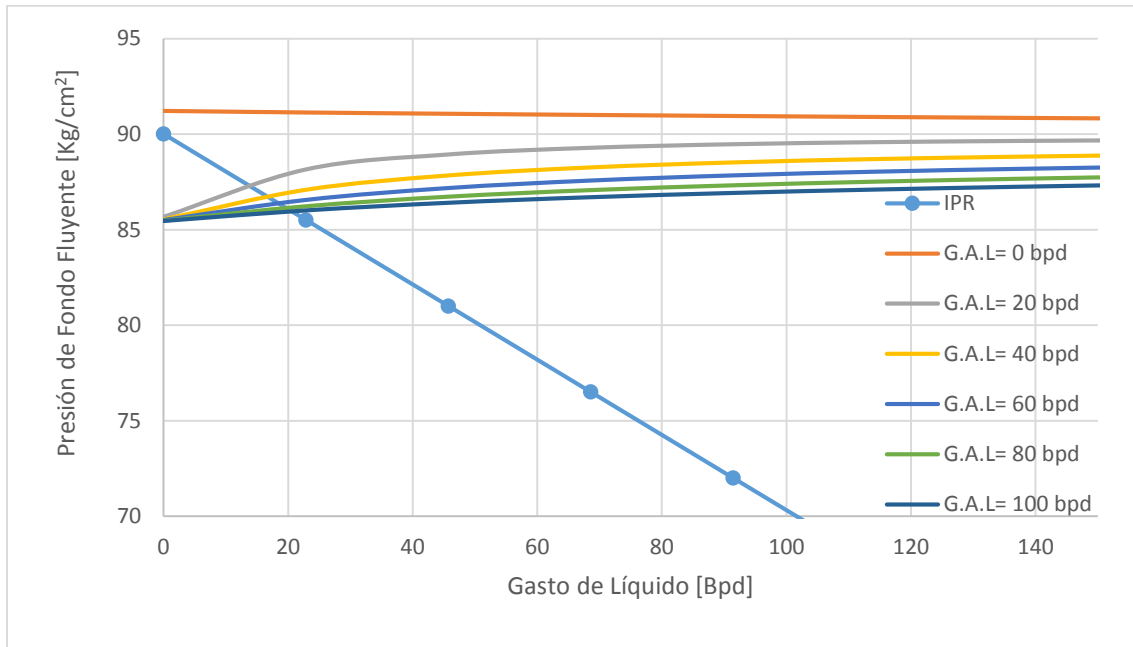


Figura 6.4 Comportamiento de afluencia del pozo a diferentes gastos de inyección.

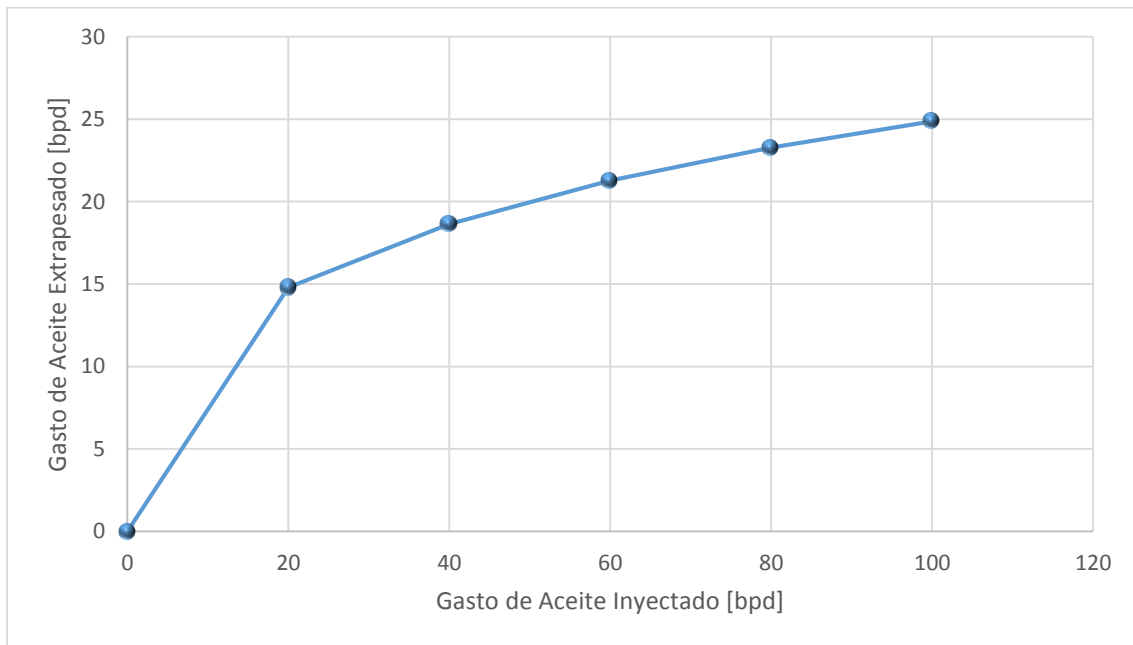


Figura 6.5 Curva de bombeo.

Tabla 6.4 Variación del gasto de aceite extrapesado con la inyección de aceite ligero.

Gasto de aceite ligero inyectado (bpd)			Gasto de aceite del yacimiento (bpd)		
Valor inicial	Valor final	Incremento	Valor inicial	Valor final	Incremento
0	20	20	0	15	15
20	40	20	15	18	3
40	60	20	18	21	3
60	80	20	21	23	2
80	100	20	23	25	2

Con base en lo mostrado en la **Tabla 6.4** y la **Figura 6.5**, es recomendable realizar un análisis económico para determinar el gasto óptimo de inyección en función de los costos adicionales inherentes a la inyección del crudo ligero, y del precio actual del barril de crudo producido (mezcla de aceites ligero/extrapesado). En este punto, es importante destacar que adicionalmente al beneficio que representa el incremento de la producción, debe tomarse en cuenta que la densidad de la mezcla de crudos recuperada en la superficie disminuye con la dilución y, en consecuencia, su valor comercial se incrementa.

6.3 Efecto del diámetro de la tubería de producción

Se realizó un estudio paramétrico para determinar el efecto del diámetro interno de la tubería de producción sobre el gasto de aceite extrapesado aportado por el yacimiento. Las condiciones de frontera consideradas en el análisis se indican en la **Tabla 6.5**. Los resultados obtenidos se presentan en la **Figura 6.6**

Tabla 6.5 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto del diámetro de la TP sobre la producción de crudo extrapesado.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	kg/cm ²
Temperatura de la inyección en superficie	80	°C
Temperatura del yacimiento	45	°C
Gasto de aceite ligero	20 y 100	bpd
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	853	m

En la **Figura 6.6** se observa que el pozo no produce con la inyección de 20 bpd de aceite ligero, si el diámetro interno de la TP es menor de dos pulgadas. Para este mismo gasto de aceite ligero, el gasto de aceite que aporta el yacimiento tiende a disminuir con el incremento del diámetro, aunque no de manera significativa. Se ve que la producción del yacimiento se reduce en 1 bpd si el diámetro aumenta de 2 a 4 pg. En el caso de la inyección de 100 bpd, para esta misma variación del diámetro, el gasto de crudo extrapesado se reduce en 2.5 bpd.

Por otra parte, la **Figura 6.6** también muestra que el gasto de aceite extrapesado se incrementa en alrededor de 6 bpd si el gasto de ligero aumenta de 20 a 100 bpd, independientemente del diámetro.

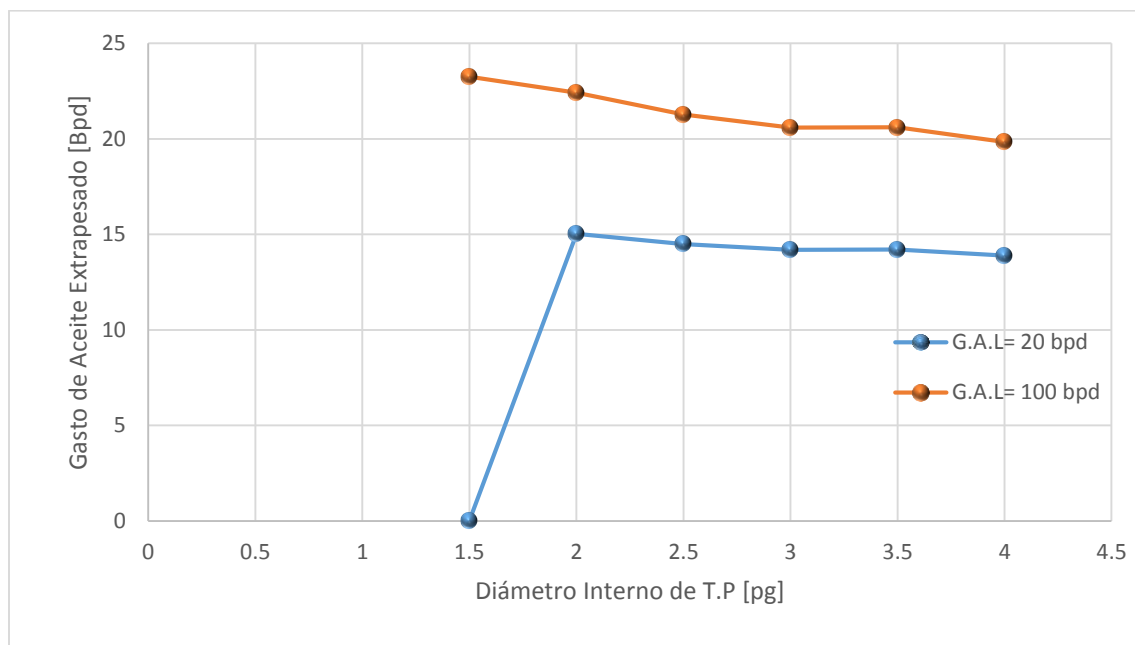


Figura 6.6 Diámetro de la TP Vs. Gasto de aceite extrapesado producido

6.4 Efecto de la temperatura de inyección

Se investigó el efecto de la temperatura a la cual se inyecta el aceite ligero en la superficie, sobre el gasto de aceite extrapesado aportado por el yacimiento. Las condiciones de operación analizadas se indican en la **Tabla 6.6**.

De acuerdo a los resultados obtenidos (mostrados en la **Figura 6.7**), la temperatura de inyección en la superficie no tiene un efecto significativo sobre el gasto de crudo extrapesado. Esto puede explicarse a partir de la **Figura 6.8**, en la que se muestran los perfiles de temperatura a tres temperaturas de inyección: 40, 60 y 80 °C, para un gasto de inyección 100 bpd; en esta figura se observa que el aceite ligero prácticamente alcanza la temperatura de la formación en los primeros 300 metros. Por lo tanto, el efecto más importante de la inyección del aceite ligero se atribuye a la dilución del aceite extrapesado, y la consecuente reducción de su viscosidad.

Tabla 6.6 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la temperatura de inyección sobre la producción de crudo extrapesado.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	Kg/cm ²
Temperatura de la inyección en superficie	40, 60 y 80	°C
Temperatura del yacimiento	45	°C
Gasto de aceite ligero	20 y 100	bpd
Diámetro interno de la TP	2.992	pg
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	853	m

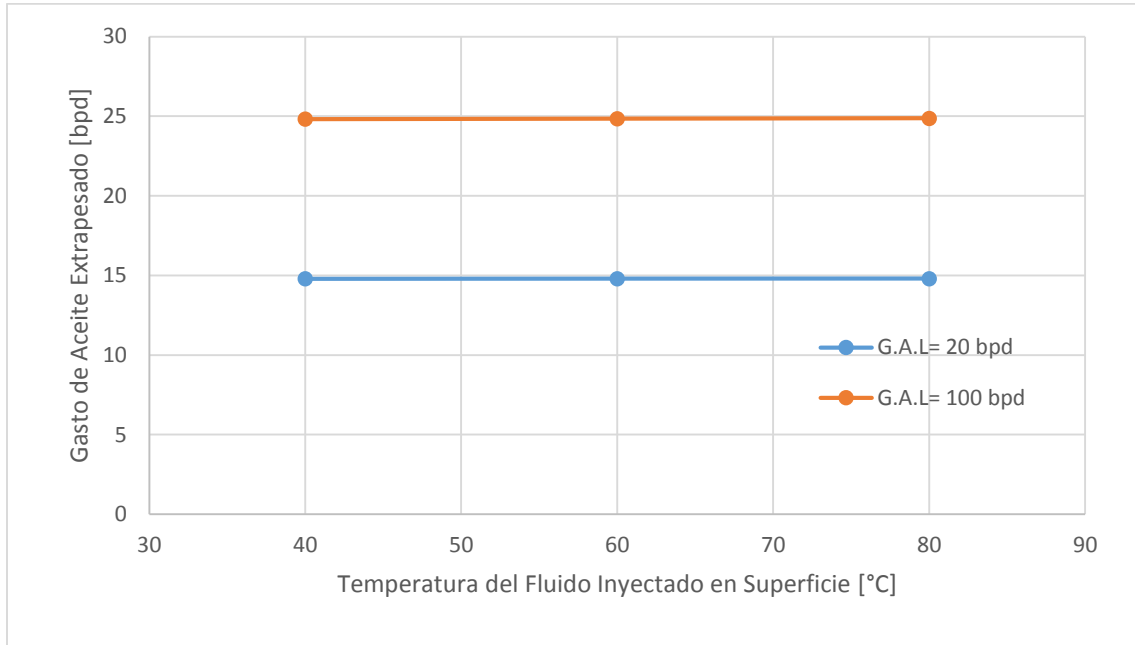


Figura 6.7 Temperatura del aceite inyectado vs. gasto de aceite extrapesado.

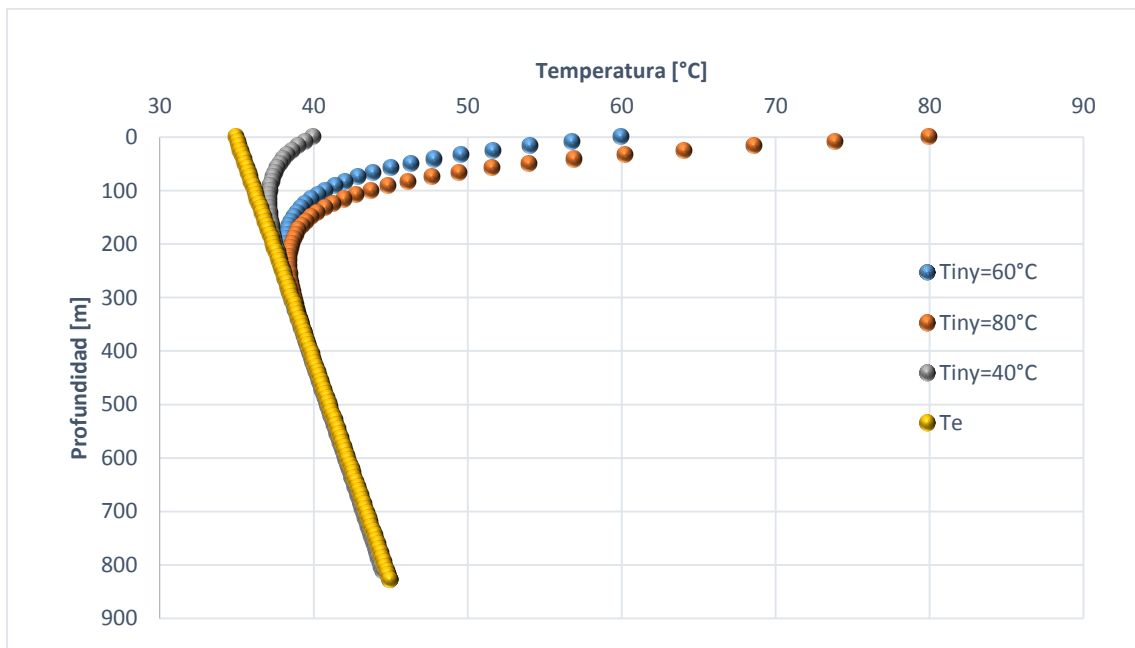


Figura 6.8 Perfil de temperatura del aceite ligero en el espacio anular (gasto de aceite ligero: 100 bpd; gasto de aceite extrapesado: 100 bpd).

6.5 Efecto de la profundidad del punto de inyección

En la **Figura 6.9** se presentan los resultados obtenidos con relación al efecto de la profundidad del punto de inyección sobre el gasto de aceite aportado por el yacimiento. Las condiciones de frontera consideradas en el estudio se indican en la **Tabla 6.7**.

De acuerdo a la **Figura 6.9**, el gasto de aceite del yacimiento se incrementa al profundizar el punto de inyección, tal como ocurre en los sistemas de bombeo neumático; este incremento de la producción, aun cuando es pequeño para las condiciones analizadas, se atribuye principalmente al efecto de la dilución sobre las cargas de presión hidrostática y por fricción. Para que el pozo produzca, la profundidad de inyección debe ser mayor de 750 y de 730 m, para los gastos de aceite ligero de 20 y 100 bpd, respectivamente.

Tabla 6.7 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la profundidad de inyección sobre la producción de crudo extrapesado.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	kg/cm ²
Temperatura de la inyección en superficie	80	°C
Temperatura del yacimiento	45	°C
Gasto de aceite ligero	20 y 100	bld
Diámetro interno de la TP	2.992	pg
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	862, 854, 750, 731 y 720	m

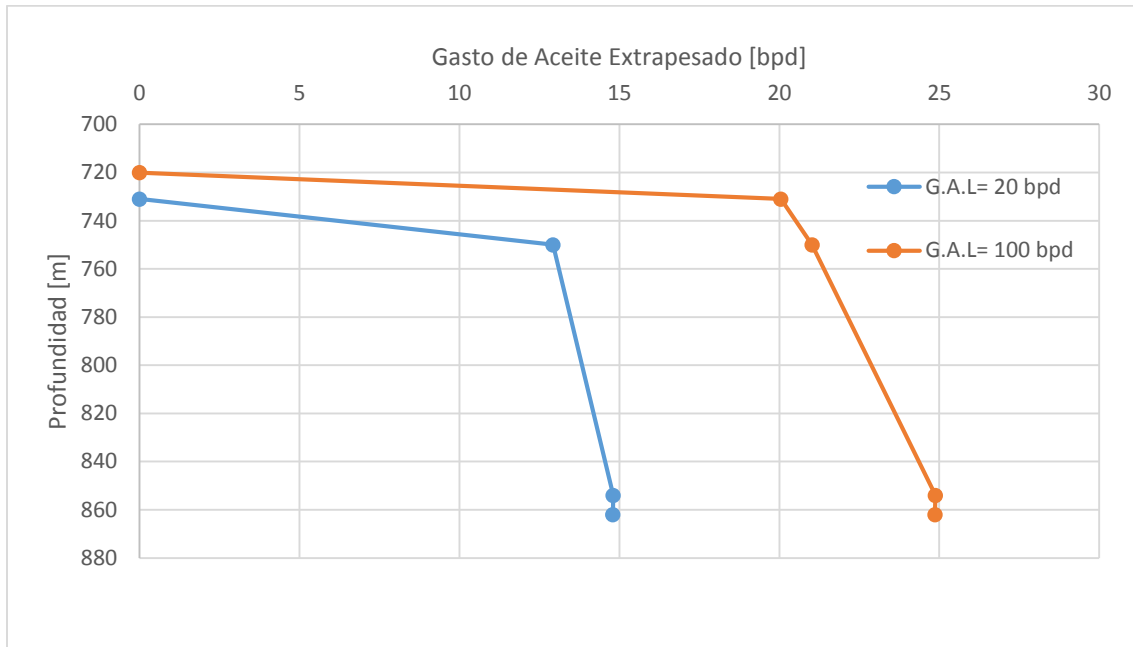


Figura 6.9 Profundidad del punto de inyección vs. gasto de aceite extrapesado aportado por el yacimiento.

6.6 Efecto de la densidad del aceite del yacimiento

Se investigó el efecto de la densidad del aceite pesado/extrapesado producido por el yacimiento, sobre el gasto aportado por éste con la inyección de aceite ligero. En la **Tabla 6.8** se indican las condiciones de frontera utilizadas. Los resultados obtenidos se presentan en la **Figura 6.10**, en términos de la producción y la densidad del aceite del yacimiento, en °API. En las simulaciones se consideró que el índice productividad no cambia.

En la **Figura 6.10** puede observarse que el gasto de crudo aumenta prácticamente de manera lineal conforme se hace más ligero (mayor densidad en °API); esto se debe a la reducción de la densidad y viscosidad de la mezcla de crudos, y la consecuente reducción del gradiente de presión. De acuerdo a la **Figura 6.10**, la producción de aceite pesado/extrapesado se incrementa en 2.5 bpd si la densidad del crudo del yacimiento varía de 9.5 a 14.5 °API, tanto con la inyección de 20 y 100 bpd de aceite ligero. Independientemente de la densidad del aceite del yacimiento, la producción se incrementa en 10 bpd, con el incremento del gasto de aceite ligero inyectado de 20 a 100 bpd

Debido a los cambios implícitos en la composición del crudo del yacimiento (diferente densidad), en la práctica es recomendable realizar pruebas de compatibilidad y reológicas para cada sistema analizado de crudos pesado/extrapesoado – ligero.

Tabla 6.8 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la densidad del aceite pesado/extrapesoado sobre la producción del yacimiento con la inyección de aceite ligero.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	kg/cm ²
Temperatura de la inyección en superficie	80	°C
Temperatura del Yacimiento	45	°C
Gasto de aceite ligero	20 y 100	bpd
Densidad del Aceite Inyectado	34	API
Densidad del Aceite Producido	9.45, 13.4, 14.22	API
Diámetro interno de la TP	2.992	pg
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	853	m

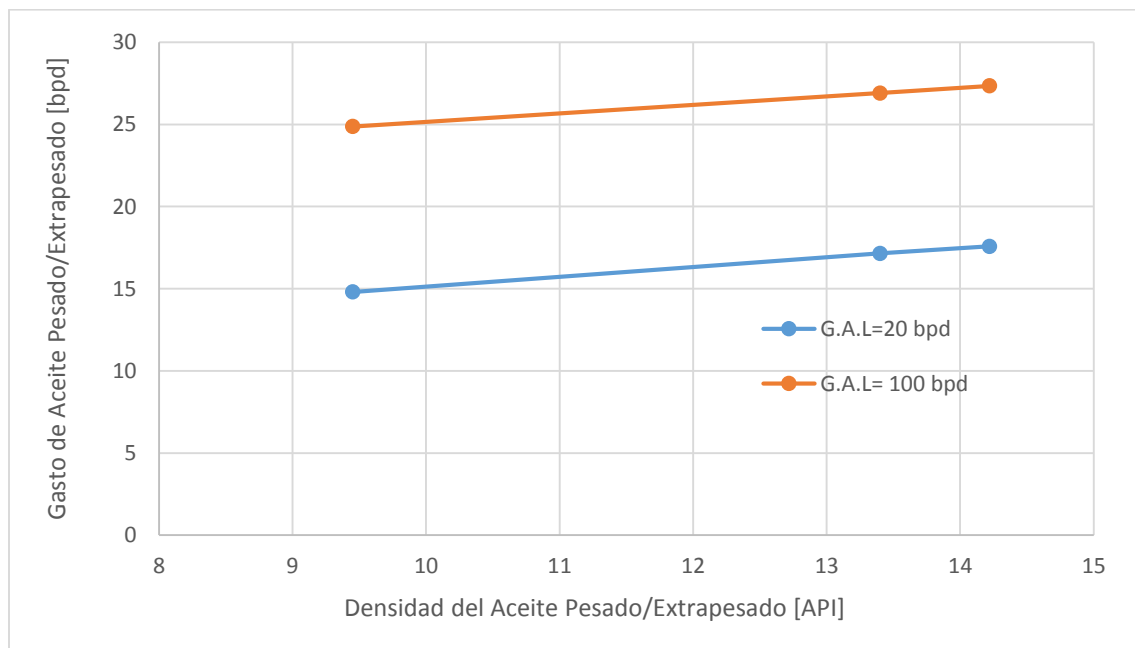


Figura 6.10 Gasto de producción vs. Densidad API del aceite producido.

6.7 Efecto de la densidad del aceite inyectado

Se realizaron análisis nodales para cuantificar el efecto de la densidad del aceite ligero inyectado sobre la producción de crudo del yacimiento. En la **Figura 6.11** se muestran la curva de IPR y tres curvas características del flujo en la TP en función de la densidad del aceite ligero. Se consideraron valores de 25, 30 y 35 °API. Por otra parte, en la **Figura 6.12** se indica el gasto de aceite extrapesado que aporta el yacimiento en cada caso. En los cálculos se utilizaron las condiciones de operación de la **Tabla 6.9**.

Como puede observarse en las **Figuras 6.11 y 6.12**, con la reducción de la densidad del aceite ligero inyectado (mayor densidad API), el gasto de crudo aportado por el yacimiento se incrementa de manera significativa. Esto se debe a la reducción de las cargas de presión hidrostática y por fricción. De esta manera, con una inyección de 20 bpd, el gasto de crudo extrapesado aumenta en 10 bpd (de 8 a 18 bpd) si la densidad del aceite inyectado varía de 25 a 35 °API. Para esta misma variación de la densidad del aceite ligero, si el gasto de inyección aumenta 100 bpd, la producción de aceite extrapesado aumenta en 17 bpd (de 11 a 28 bpd).

Tabla 6.9 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la densidad del aceite ligero inyectado sobre la producción de aceite extrapesado.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	Kg/cm ²
Temperatura de la inyección en superficie	80	°C
Temperatura del Yacimiento	45	°C
Gasto de aceite ligero	100	bld
Densidad del Aceite Extra-pesado	9.45	API
Densidad del Aceite Ligero	25, 30 y 35	API
Diámetro interno de la TP	2.992	pg
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	853	m

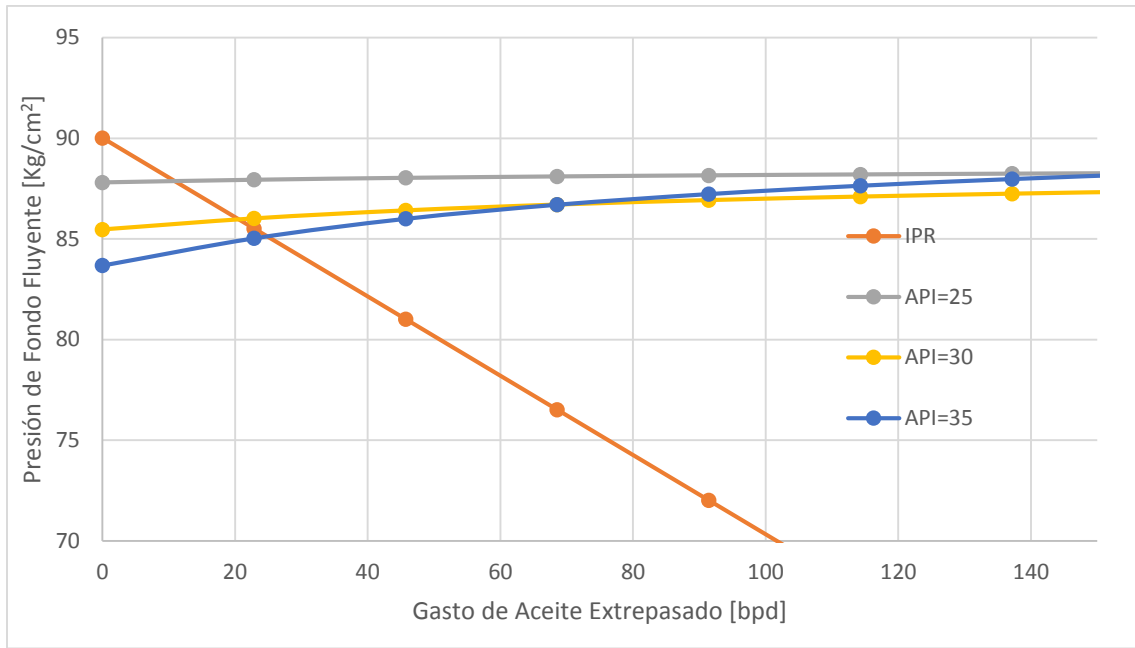


Figura 6.11 Resultados del análisis nodal, con la densidad del aceite ligero inyectado como parámetro, con la inyección de 100 bpd.

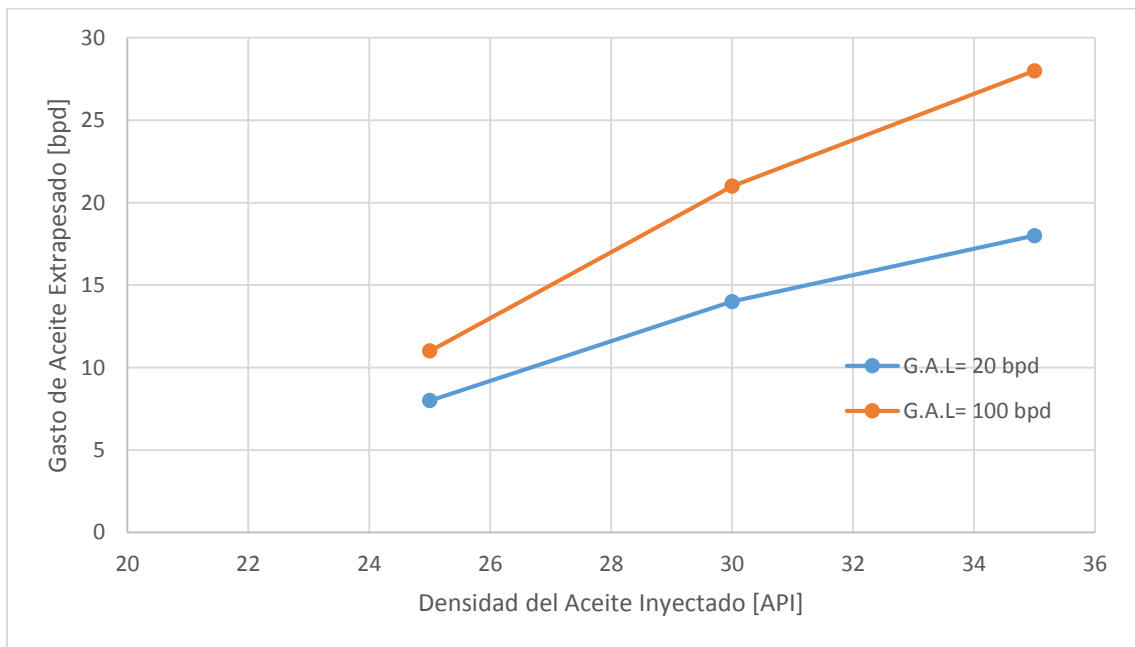


Figura 6.12 Gasto de aceite producido, con la densidad del aceite ligero inyectado como parámetro.

Como se mencionó en la sección precedente, antes de implementar en campo la inyección de un crudo ligero, será prioritario llevar a cabo estudios de compatibilidad para identificar posibles problemas de depósito de orgánicos.

6.8 Efecto de la relación gas aceite (RGA)

Una de las características de los crudos producidos en el campo Samaria-Neógeno es su baja relación gas-aceite, RGA, del orden de $9 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Sin embargo, resulta interesante cuantificar el efecto que tendría este parámetro sobre el gasto aportado por el yacimiento. De esta manera, se realizó un estudio paramétrico para las condiciones de frontera indicadas en la **Tabla 6.10**; se consideraron valores de RGA de 5.3, 7.1, 8.9, 12.5 y $26.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

En la **Figura 6.13** se presenta la variación del gasto de aceite aportado por el yacimiento en función de la RGA, para gastos de inyección de 20 y 100 bpd. Con la inyección de 20 bpd, la producción de aceite extrapesado se incrementa a un ritmo de 2.4 por cada 10 unidades de incremento en la RGA. Con el gasto de 100 bpd de aceite ligero, esta tasa de variación se incrementa, aunque no de manera significativa. El incremento en el gasto del aceite aportado por el yacimiento puede atribuirse a la disminución de la carga hidrostática de la columna de fluidos en la TP, así como a la reducción adicional de la viscosidad, por la presencia de gas (disuelto y/o libre) en el sistema.

Tabla 6.10 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la RGA sobre la producción de aceite extrapesado.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	kg/cm ²
Temperatura de la inyección en superficie	80	°C
Temperatura del yacimiento	45	°C
Gasto de aceite ligero	20 y 100	bld
Diámetro interno de la TP	2.992	pg
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	853	m

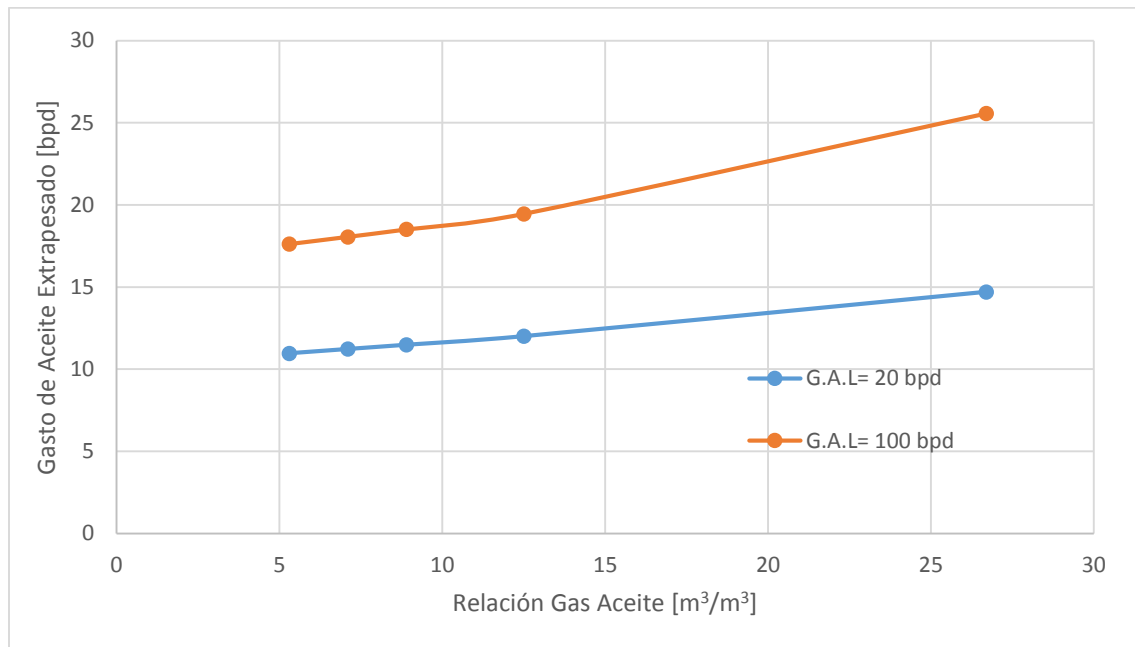


Figura 6.13 Producción de aceite extrapesado vs. RGA.

6.9 Efecto de la inyección de aceite ligero en pozos estimulados térmicamente

En el capítulo cinco se mencionó que los pozos del campo Samaria-Neógeno se estimulan mediante la inyección de vapor para mejorar su productividad y operan con la inyección continua de gas como sistema de levantamiento. A partir de datos de campo se ha estimado que el índice de productividad después de cuatro ciclos de inyección se incrementa de 0.4 bpd/psi (producción en frío), a aproximadamente 1 bpd/psi; asimismo, se ha determinado que la temperatura del yacimiento puede incrementarse de 45 °C (temperatura original) hasta valores de entre 150 y 200 °C.

Por lo tanto, se investigó el efecto de la inyección de aceite ligero (sin inyección de gas de B.N) sobre la producción del pozo analizado, antes y después de una estimulación térmica. En la **Tabla 6.11** se indican las condiciones analizadas, y en las **Figuras 6.14 y 6.15** se presentan los resultados obtenidos para la producción en frío y después del calentamiento.

Tabla 6.11 Condiciones de frontera utilizadas para analizar el efecto de la inyección de aceite ligero sobre la producción de pozos estimulados térmicamente.

Parámetro	Valor	Unidad
Presión en la cabeza	10	kg/cm ²
Temperatura de la inyección en superficie	80	°C
Temperatura del yacimiento	45 y 150	°C
Índice de Productividad a 45 °C	0.3956	bld/psi
Índice de Productividad a 150 °C	0.99014	bld/psi
Diámetro interno de la TP	2.992	pg
Nivel medio de los disparos	862	m
Profundidad del punto de inyección	853	m

En la **Figura 6.14** se muestran las curvas de IPR generadas con base en los índices de productividad indicados en la **Tabla 6.11**. Asimismo, se presentan las curvas características del flujo en la TP calculadas sin inyección de aceite ligero, así como considerando que se inyectan 100 bpd. Por otra parte, en la **Figura 6.15** se muestran las curvas de bombeo generadas para el sistema, antes y después de la estimulación térmica.

De acuerdo a las Figuras 6.14 y 6.15, primeramente, se observa que el sistema no opera en frío sin la inyección de aceite ligero. El pozo se hace fluyente después de la estimulación térmica, aportando cerca de 60 bpd. Considerando un mismo gasto de inyección, la producción se incrementa aproximadamente 3.6 veces con el calentamiento del yacimiento. Por ejemplo, considerando la inyección de 100 bpd de aceite ligero, la producción de aceite extrapesado se incrementa de un valor de 19 bpd hasta 70 bpd, después de la estimulación térmica.

El incremento de la producción mostrado en las Figuras 6.14 y 6.15 se atribuye a la reducción del gradiente de presión, como resultado de la reducción de la carga hidrostática por el mezclado y por la reducción de la viscosidad con el incremento de la temperatura en del sistema.

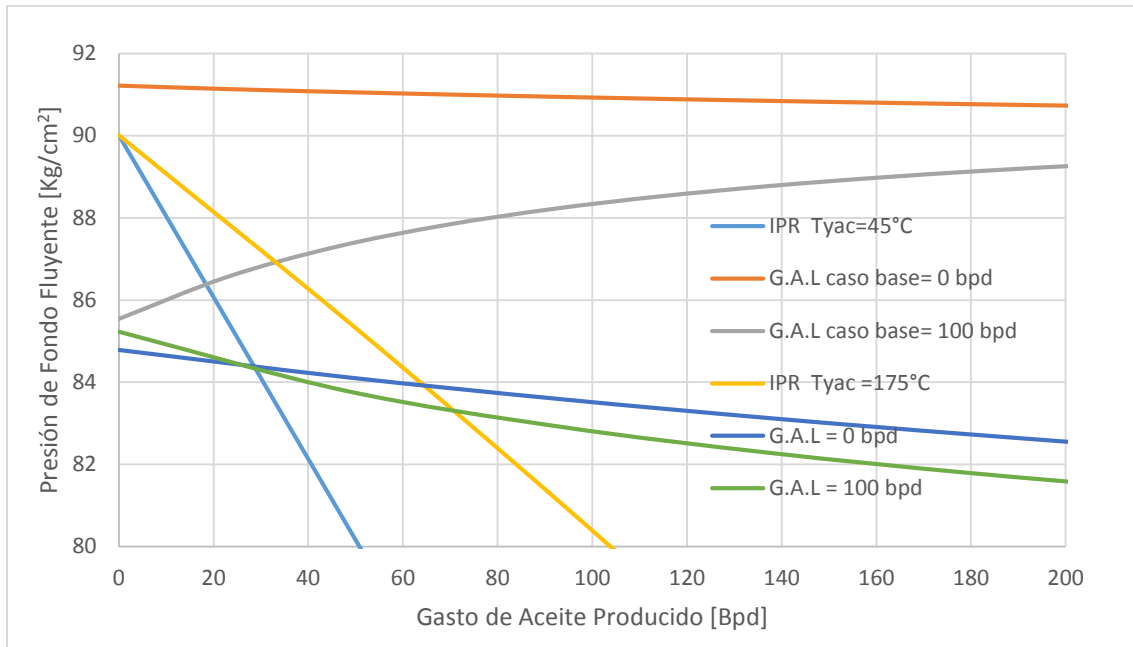


Figura 6.14 Efecto del gasto de inyección de aceite ligero sobre la producción aceite extrapesado, antes y después de la estimulación térmica.

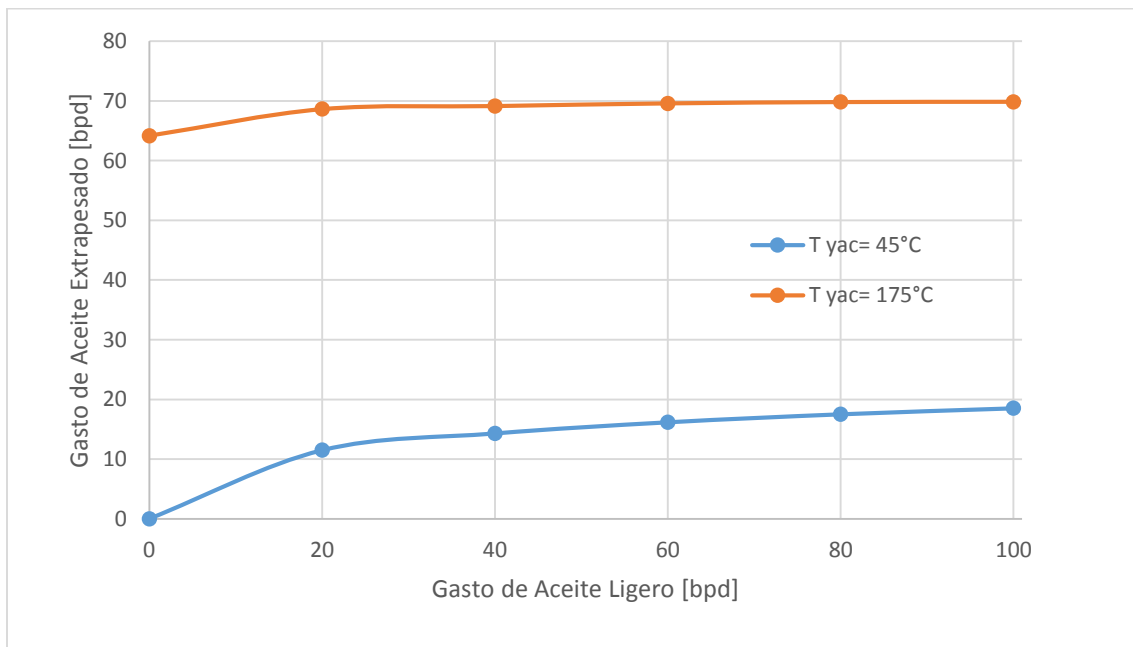


Figura 6.15 Efecto de la temperatura del yacimiento sobre las curvas de bombeo.

Es interesante observar en la **Figura 6.15** que la producción del yacimiento después del calentamiento prácticamente no depende de la inyección de aceite ligero, para las condiciones analizadas. Esto puede explicarse mediante la **Figura 6.16**, la cual

muestra la variación de la viscosidad del aceite a lo largo del pozo, sin y con la inyección de aceite ligero (100 bpd). De acuerdo a esta figura, no existe una diferencia importante entre la viscosidad del aceite extrapesado y la de la mezcla extrapesado/ligero; la diferencia máxima es de 2.5 cp. Es claro que la alta temperatura resultante de la estimulación es el factor dominante en el comportamiento del pozo, y no la inyección del aceite ligero.

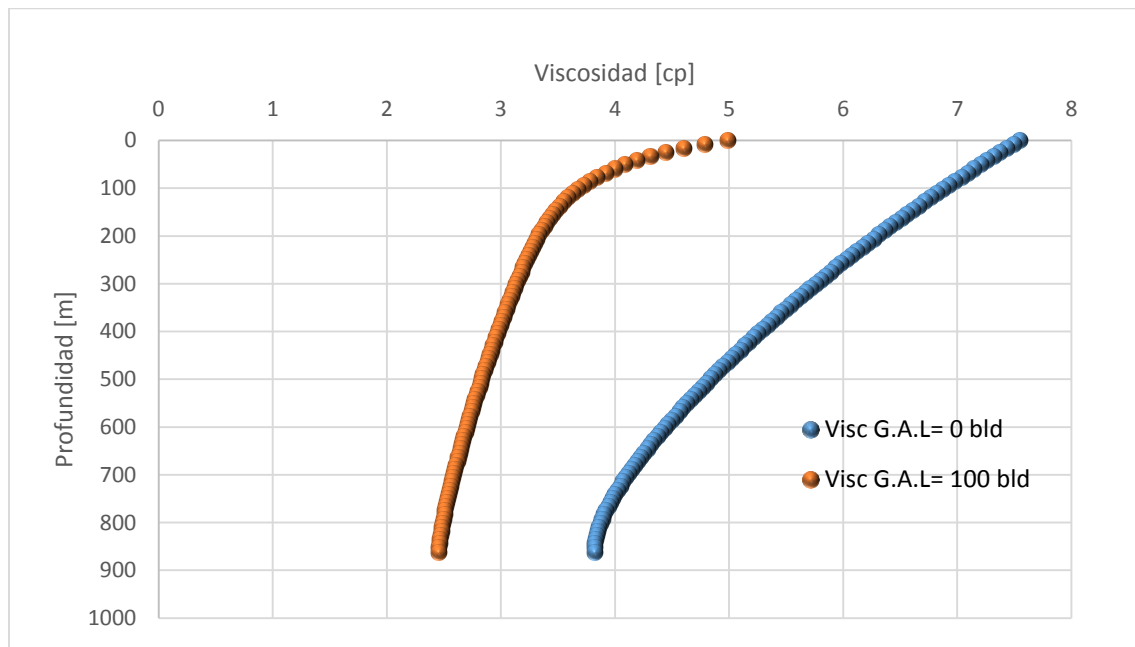


Figura 6.16 Viscosidades del aceite en el pozo a diferentes gastos de inyección de aceite ligero.

Considerando solamente las curvas de bombeo (**Figura 6.15**), el esquema de explotación con la inyección de vapor es más atractivo que el de la producción en frío con inyección de aceite ligero. Sin embargo, es recomendable realizar una evaluación económica de ambos escenarios, ya que los costos inherentes a la estimulación térmica pueden ser sustancialmente más altos; esto debido a la generación del vapor y el uso de aparejos especiales, los cuales son diseñados y fabricados para minimizar la transferencia de calor y mantener la calidad del vapor desde la superficie hasta el intervalo productor. En cuanto a la inyección de aceite

ligero, es importante tomar en cuenta el incremento del valor comercial de la mezcla producida como resultado de la reducción de la densidad.

Conclusiones

- Se realizó una revisión de la literatura relacionada con las técnicas para reducir la viscosidad de crudos pesados y extrapesados; modelos para estimar la viscosidad aparente de mezclas de crudos; y modelos de flujo multifásico y de transferencia de calor en pozos productores de aceite y gas.
- Se recabaron dos muestras de crudo pesado (14.2 y 13.4 °API) y una de crudo extrapesado (9.5 °API) del Campo Samaria-Neógeno, y se investigó experimentalmente su compatibilidad y comportamiento reológico al mezclarlos con un aceite ligero seleccionado (34.8 °API). Para los crudos analizados, en ningún caso se identificaron problemas de precipitación de asfaltenos. Se realizaron pruebas reológicas para determinar el efecto de la concentración del aceite ligero y de la temperatura sobre la viscosidad aparente de las mezclas de crudos. Se determinó que la adición del aceite ligero redujo sustancialmente la viscosidad de los crudos (incluso en órdenes de magnitud). Por ejemplo, la viscosidad del aceite extrapesado a 40 °C disminuyó de 4710 cp a 175 cp al diluirlo al 40% en volumen de aceite ligero.
- A partir de las pruebas de laboratorio se evaluaron tres métodos para predecir la viscosidad aparente de las mezclas (Arrhenius, Shu, y Barrufel y Setiadarma). El método de Shiu fue el que mejor reprodujo los datos de viscosidad.
- Con el fin de estudiar el comportamiento de los pozos productores de aceite pesado o extrapesado con inyección de aceite ligero, se desarrolló un programa de cómputo que permite realizar análisis nodales en este tipo de sistemas. El programa cuenta con diversas funcionalidades para calcular propiedades de los fluidos, los perfiles de presión y temperatura en el pozo, y el comportamiento de afluencia del yacimiento. Mediante el algoritmo de análisis nodal implementado, se calcula el gasto de aceite pesado que se

establece en el sistema de producción en función del gasto de aceite ligero inyectado, bajo diferentes condiciones de frontera.

- Se aplicó el programa desarrollado para estudiar el comportamiento de un pozo productor de aceite extra-pesado del Campo Samaria-Neógeno, con la inyección de aceite ligero. En la construcción del modelo, se utilizaron los datos reológicos experimentales recabados.
- Con base en el modelo del pozo, se realizaron estudios paramétricos con variables selectas del sistema. De acuerdo a los resultados obtenidos se determinó que:
 - a) El efecto más importante de la inyección del aceite ligero sobre el comportamiento del pozo se debe a la dilución del aceite extrapesado, y la consecuente reducción de la densidad y viscosidad de la mezcla.
 - b) El gasto de aceite extrapesado aportado por el yacimiento depende principalmente del gasto de inyección de aceite ligero, y es prácticamente independiente de la temperatura de inyección. Esto último se atribuye a que el aceite ligero en el espacio anular alcanza la temperatura de los fluidos en la tubería de producción a profundidades relativamente someras (aproximadamente 200 m en los casos analizados).
 - c) Con el incremento del diámetro de la tubería de producción, el gasto de aceite del yacimiento tiende a disminuir, aunque no de manera significativa.
 - d) Al igual que en los sistemas de bombeo neumático, el gasto de aceite del yacimiento se incrementa al profundizar el punto de inyección, aunque no de manera significativa para las condiciones analizadas (punto de inyección cercano al fondo del pozo); este incremento de la producción se atribuye principalmente al efecto de la dilución sobre las cargas hidrostática y por fricción.

- e) Considerando un mismo gasto de inyección y que el índice de productividad no cambia, el gasto de aceite producido por el yacimiento aumenta (aunque no de manera significativa para el sistema analizado) si la densidad de éste disminuye.
- f) El gasto de crudo extrapesado aumenta de manera significativa con la reducción de la densidad del aceite ligero inyectado.
- g) El incremento de la relación gas-aceite tiene un efecto favorable para incrementar la producción del aceite extrapesado, como resultado de la reducción del gradiente de presión por la presencia de gas (disuelto y/o libre) en el sistema.
- h) Para el sistema analizado, el gasto de aceite extrapesado producido después de una estimulación térmica es al menos tres veces mayor al que se obtiene mediante la producción en frío considerando solo la inyección de aceite ligero. Esto se debe al incremento del índice de productividad y al abatimiento de la viscosidad del crudo que se logran con el calentamiento. En pozos estimulados térmicamente, la inyección de aceite ligero no tiene un efecto significativo sobre el gasto de aceite aportado por el yacimiento.

Recomendaciones

- 1) La inyección de aceite ligero se recomienda en pozos de aceite pesado/extrapesado que operan en frío.
- 2) Realizar pruebas de campo para validar los resultados del presente estudio.
- 3) Antes de implementar la inyección de aceite ligero en un pozo, debe investigarse rigurosamente su compatibilidad con el aceite del yacimiento para evitar la precipitación de orgánicos. Asimismo, deben realizarse pruebas reológicas a diferentes temperaturas para cuantificar el efecto de la concentración del aceite ligero sobre la reducción de la viscosidad aparente de las mezclas.
- 4) Investigar experimentalmente el comportamiento reológico de mezclas de aceite ligero con aceites vivos pesados/extrapesados.
- 5) Realizar una evaluación económica para determinar la factibilidad de la inyección de aceite ligero como un mecanismo de levantamiento artificial en pozos que producen crudos pesados o extrapesados. En la evaluación es importante tomar en cuenta que la densidad de la mezcla recuperada en la superficie disminuye con la dilución y, en consecuencia, su valor comercial es mayor.
- 6) Para reducir los costos de operación, debe tenerse una fuente de suministro de aceite ligero cercana a los pozos.
- 7) Investigar la operación de los sistemas de bombeo de cavidades progresivas y bombeo hidráulico, con la inyección simultánea de aceite ligero.
- 8) Realizar un estudio orientado al diseño de una válvula para la inyección del crudo ligero.

Referencias

1. Ahmed, T. 1989. *Hydrocarbon Phase Behavior*. Gulf Publishing Company.
2. Al-Besharah Jasem M. 1989. *The Effect of Blending on Selected Physical Properties of Crude Oils and Their Products*. Thesis, University of Aston in Birmingham, February.
3. Al-Marhoun M. A. 2001. *Adjustment of Differential Liberation Data to Separator Conditions*. SPE 68324, SPE Middle East Oil Show, Bahrain, March 17-20.
4. Alvarado D. y Bánzer S. Carlos. 2002. *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas, Venezuela.
5. Alves I.N., Alhanati F.J.S., Shoham O. 1990. *A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines*. SPE 20632, Annual SPE Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, September, 23-26.
6. Ansari, A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P., 1994. *A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores*. SPE 20630.
7. Argillier J.F., Hénaut I., Gateau P., Héraud J.P. 2005. *Heavy Oil Dilution*. SPE/PS-CIM/CHOA 97763, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium held in Calgary, Alberta, Canada, November 1-3.
8. Ashrafizadeh S., Kamran M. 2010. *Emulsification of Heavy Crude Oil in Water for Pipeline Transportation*. J. Petrol. Sci. Eng. 71, 205-211.
9. Bahadori A. 2012. *Estimation of Heavy Crude and Tar Sand Oils Viscosity in The Presence of Diluent*. SPE 157807 presented, SPE Heavy Oil Conference Canada held in Calgary, Alberta, Canada June 12-14.
10. Banerjee D. K. 2012. *Oil Sands, Heavy Oil & Bitumen from Recovery to Refinery*. PennWell Corporation.
11. Beggs, H.D. 1991. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. OGCI Publications, Tulsa.

12. Blann, J. R., Garcia, R., Guaramata, F., y Lozano, P. 1999. *Advances in Heavy Oil Lifting in the Morichal Area of Venezuela*. SPE 52211, SPE Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 28-31.
13. Brill, J.P. and Mukherjee, H. 1999. *Multiphase Flow in Wells*, First Edition, Henry L. Doherty.
14. Brown, K. 1984a. *Technology of Artificial Lift Methods*, vol.1. PennWell Publishing Co., Tulsa, 145 Oklahoma.
15. Brown, K. 1984b. *Technology of Artificial Lift Methods*, vol.4, PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.
16. Castañeda, L. C., Muñoz, J.A.D., Ancheyta, J. 2014. *Current Situation of Emerging Technologies for Upgrading of Heavy Oils*. *Catalysis Today*, ELSEVIER, 248-273.
17. Domínguez, J.C. 2008. *Transporte de Crudo Pesado a Través de Oleoducto: Evaluación de Diferentes Tecnologías*. Tecna S.A, diciembre.
18. Donatello P. P. 2012. *La Atracción del Petróleo no Convencional de América Latina*. Oil & Gas Intelligence Series, junio.
19. Eddy I. 2011. *Advances in Extra Heavy Oil Development Technologies*. World Energy Council.
20. Farouq Ali S.M; Jones J.A; Meldau R.F; 1997. *Practical Heavy Oil Recovery*. University of Alberta Edmonton, Alberta, Canada.
21. Forte, C. 1994. *Orimulsion: The Natural Bitumen Fuel for Power Generation*. WPC-26235, PDVSA.
22. Greaves M, Young TJ, El-Usta S, Rathbone RR, Ren SR, Xia TX. 2000. *Air Injection into Light and Medium Heavy Oil Reservoirs: Combustion Tube Studies on West of Shetlands Clair Oil and Light Australian Oil*. Trans IChemE(Part A), 721-730.
23. Hart A. 2012. *The Catalytic Upgrading of Heavy Crude Oil in Situ: The Role of Hydrogen*. Int J Pet Sci Technol 6(2), 79-96.

24. Hart A. 2013. *A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines*. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, October 22, 327-336.
25. Hasan, A.R., y Kabir C.S. 2012. *Wellbore Heat-Transfer Modeling and Applications*. Journal of Petroleum Science and Engineering, ELSEVIER.
26. Hayes, M., Hrebendar, K.R., Murphy, P.L., Futhch, L.E., Deal, J.F., Bolden, P.L., 1988. *Bioemulsifier-Stabilized Hydrocarbosols*. US Patent 4793826.
27. Martínez-Palou, R., Mosqueira, M. de L., Zapata-Rendón, B., Bernal Huicochea C, De la Cruz Clavel, J. 2011. *Transportation of Heavy and Extra-Heavy Crude Oil by Pipeline: A Review*. Journal of Petroleum Science and Engineering, ELSEVIER, 274-282.
28. Pedersen K.S., Ronningsen H.O., 2003. *Influence of Wax Inhibitors on Wax Appearance Temperature, Pour Point, and Viscosity of Waxy Crude Oils*. Energy Fuels 17, 321-328.
29. Pilehvari A., Saadevandi B., Halvaci M., Clark D.E., 1988. *Pipeline Transportation of Heavy Crudes as Emulsions*. Proc. 3rd Int. Symp. Liquid Solid Flows ASME, New York, p.161.
30. Ramey, H.J. 1961. *Wellbore Heat Transmission*. SPE 96, SPE Annual Fall Meeting in Dallas, October 8-11.
31. Shiu K.C., Beggs H.D. 1978. *Predicting Temperatures in Flowing Oil Wells*. ASME 78, presented at the Energy Technology Conference and Exhibition, Houston, Texas, November 5-9.
32. Sutton, R.P., Bergman, D.F. 2012. *Application of the Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity*. SPE Production & Operations. February, 106-124.
33. Villalobos Luévanos E. J; Martínez Guerrero M.C, Suárez Suárez R.G; Ramírez Santiago E. M; Hernández Stanford S, Morales de la Rosa S. Vargas Octavio, Silva Gómez L. 2011. *Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extra pesado*. Pemex.
34. Vogel, J.V. 1968. *Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells*. Journal of Petroleum Technology 83; Trans., AIME, 243.

35. Wen Y., Kantzas A; 2005. *Evaluation of Heavy Oil/Bitumen-Solvent Mixture Viscosity Models*. Journal of Canadian Petroleum Technology.
36. Yanmin Yu, Peking U.; Tao Lin, Hongxing Xie, Yanyan Gua, Kewen Li.; 2009. *Prediction of Wellbore Temperature Profiles During Heavy Oil Production Assisted with Light Oil*. SPE 119526, SPE Production and Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, USA, April 4-8.
37. Zahan M., Bjorndalen N., Islam M.R; 2004. *Detection of Precipitation in Pipelines*. Petrol. Sci. Technol. 22, 1119-1141.