



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PRODUCCIÓN Y
TRANSPORTE DE
CRUDOS PESADOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A

**JESSICA MAGALY
FLORES MORALES**

DIRECTORA DE TESIS:
ING. MA. ISABEL VILLEGAS JAVIER



MÉXICO D.F.

NOVIEMBRE DE 2008.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-1072

SRITA. JESSICA MAGALY FLORES MORALES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. María Isabel Villegas Javier y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS

- I INTRODUCCIÓN**
- II RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO Y EN EL MUNDO**
- III PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**
- IV TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS**
- V ALTERNATIVAS DE TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE PARA CRUDOS PESADOS EN CAMPOS LOCALIZADOS EN EL GOLFO DE MÉXICO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

d.C. Universitaria, D.F., a 19 de septiembre de 2008

EL DIRECTOR

MRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

AGRADECIMIENTOS.

Dedico esta tesis a Ricardo Flores Flores por compartir conmigo su amor, pláticas y consejos en una época muy importante: "mi niñez"; ya que gracias a ello llegue a comprender que con amor, pasión, dedicación y pensamiento todo es posible en la vida. Gracias abuelo por ser parte fundamental en mi vida. Siempre estarás en mi corazón y pensamiento.

A Dios por brindarme una vida saludable, mente y alma para hacer realidad todos mis sueños y continuar con un camino hermoso por recorrer.

A mis padres Enrique R. Flores García y Teodora Morales Navarrete porque me han enseñado que el ser una familia significa estar siempre juntos, en las buenas y en las malas; por enseñarme la diferencia entre lo bueno y lo malo, por brindarme todo su apoyo económico y moral, y por su amor, educación, consejos y regaños que me han ayudado enormemente a llegar a donde estoy y formar el ser humano que soy. Les agradezco y los quiero en el alma.

A mi hermana Laura V. Flores, por escucharme, por aceptarme como soy, por su amor, por su cariño y por estar siempre y compartir todo tipo de momentos conmigo. Te amo Lau.

A Carmen Flores García por su amor, su cariño y el tiempo que me dedicó con sus atenciones y cuidados durante mi niñez. Gracias tía por ser como otra madre para mi.

A Carolina Cortés, Alicia Camacho, Jail I. Cruz, Erika Barberi, Edgar López y Javier Díaz, que aunque podría decirles muchos pensamientos y sentimientos, simplemente quiero decirles que los quiero muchísimo y les agradezco por darme la oportunidad de conocer lo que significa la palabra "Amistad"; todo se resume en eso.

A Cristhian Macías Conde, que además de ser uno de mis mejores amigos, me enseñó a disfrutar cada momento y que todo lo que deseamos en la vida, vale la pena hacerlo. "Nunca te quedes con la duda". Siempre lo recuerdo y te quiero mucho.

A Maricela Quiroz S. porque gracias a ella aprendí a respetar a las personas y porque a pesar de todo es una persona muy importante en mi vida.

A mi directora y asesora de tesis María Isabel Villegas J., por su atención, tiempo y apoyo que me ha brindado para realizar este trabajo y poder comenzar a formarme como profesionalista.

A mis sinodales por su colaboración y tiempo para llevar a cabo mi titulación.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de ser parte de ellas y sentir el espíritu universitario. Gracias por proporcionarme los medios necesarios para tener una excelente educación tanto académica como ética y ayudarme a hacer realidad un sueño más en mi vida.

Por último, quiero decirles a todas las personas que he conocido, tanto a las que mencioné como a las que no mencioné: Gracias por ser parte y escribir su nombre en el libro de mi vida.

III.1.4	Bombeo electrocentrífugo aplicado a la producción de crudos pesados.	74
III.1.5	Bombeo hidráulico tipo jet aplicado a la producción de crudos pesados.	78
III.2	Otros métodos de producción de crudos pesados.	83
III.2.1	Explotación minera.	83
III.2.2	Pozos horizontales y multilaterales con producción en frío.	85
III.2.3	Producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS).	92
IV	TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS.	93
IV.1	Calentamiento en un punto (“Spot Heating”).	96
IV.2	Líneas con aislamiento térmico.	99
IV.3	Calentamiento a lo largo de la línea (“Line Heating”).	101
IV.4	Adición de diluyentes.	105
IV.5	Inyección de agua.	107
IV.5.1	Anillo de agua alrededor del crudo pesado.	107
IV.5.2	Emulsión de agua de baja viscosidad.	122
IV.6	Otros métodos de transporte de crudos pesados.	133
IV.6.1	Viscositor: Tecnología para mejorar la calidad del crudo.	133
IV.6.2	Tratamiento químico.	135
V	ALTERNATIVAS DE TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE PARA CRUDOS PESADOS EN CAMPOS LOCALIZADOS EN EL GOLFO DE MÉXICO.	137
V.1	Introducción.	138
V.1.1	Introducción al aseguramiento de flujo.	138
V.1.2	Análisis SARA.	143
V.1.3	Descripción de una posible configuración de una instalación submarina.	147
V.1.4	Diagrama de fases de petróleo correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas situado en el Golfo de México.	150
V.2	Diseño de pozos productores de aceite pesado y alta viscosidad en campos marinos en el Golfo de México.	153
V.2.1	Conceptos fundamentales.	155

V.2.2	Introducción al Simulador OLGA.	160
V.2.3	Modelado y simulación.	166
V.2.4	Descripción de los modelos de los pozos térmicos.	169
V.3	Nuevo fluido aislador de temperatura y su aplicación en risers en aguas profundas del Golfo de México.	180
V.4	Alternativas para el manejo y transporte de crudo pesado de los campos Maloob y Zaap.	187
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	201
	BIBLIOGRAFÍA.	203

LISTA DE FIGURAS.

Fig. 2.1	Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país.	13
Fig. 2.2	Clasificación por categoría de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente.	17
Fig. 2.3	Composición de las reservas de crudo.	23
Fig. 2.4	Localización de la Región Marina Noreste.	24
Fig. 2.5	Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste.	25
Fig. 2.6	Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años.	26
Fig. 2.7	Participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Marina Noreste.	27
Fig. 2.8	Localización de la Región Marina Suroeste.	28
Fig. 2.9	Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Suroeste.	29
Fig. 2.10	Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Suroeste en los últimos tres años.	30
Fig. 2.11	Participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Marina Sureste.	31
Fig. 2.12	Localización de la Región Norte.	32
Fig. 2.13	Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Norte	33
Fig. 2.14	Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años.	34
Fig. 2.15	Participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Norte.	36
Fig. 2.16	Localización de la Región Sur.	37
Fig. 2.17	Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Sur.	38
Fig. 2.18	Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años.	39
Fig. 2.19	Participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Sur.	40
Fig. 2.20	Total de reservas de petróleo del mundo.	42
Fig. 2.21	Comparación de la magnitud de volumen original de aceite pesado y bitumen con el aceite convencional.	44

Fig. 2.22	Localización de la Faja del Orinoco.	45
Fig. 2.23	Areniscas petrolíferas Athabasca de Alberta, Canadá.	47
Fig. 2.24	Localización del campo Kern River.	49
Fig. 2.25	Historia de producción del campo Kern River.	50
Fig. 3.1	Principio de la bomba de cavidades progresivas.	58
Fig. 3.2	Configuración típica de un sistema de bombeo por cavidades progresivas.	59
Fig. 3.3	Localización geográfica.	61
Fig. 3.4	Pozo con sistema de bombeo por cavidades progresivas con inyección de diluyente en el área de Cerro Negro.	62
Fig. 3.5	Configuraciones de inyección de diluyente.	62
Fig. 3.6	Regímenes de flujo presentes en el bombeo neumático	65
Fig. 3.7	Equipo superficial del Sistema de Bombeo Mecánico.	67
Fig. 3.8	Ciclo del Bombeo Mecánico.	68
Fig. 3.9	Esquema del Sistema de Bombeo Ruth.	70
Fig. 3.10	Calentador de Fondo.	71
Fig. 3.11	Componentes del Sistema de Calentamiento de Fondo de Pozo.	72
Fig. 3.12	Sistema de Bombeo Electrocentrífugo.	75
Fig. 3.13	Comportamiento de la velocidad y la presión en una bomba Jet.	78
Fig. 3.14	Componentes de una bomba tipo Jet.	79
Fig. 3.15	Momento de mezcla en una bomba tipo Jet.	80
Fig. 3.16	Esquema de circulación inversa y directa del sistema de bombeo tipo Jet.	80
Fig. 3.17	Explotación minera.	83
Fig. 3.18	Pozo lateral terminado con un solo tramo lateral.	86
Fig. 3.19	Registros adquiridos durante la perforación de dos pozos horizontales.	87
Fig. 3.20	Trayectorias reales de 10 pozos multilaterales.	90
Fig. 3.21	Comparación entre pozos con un solo tramo lateral y pozos con tramos laterales múltiples.	91
Fig. 3.22	Lechada producida por el método "CHOPS".	92

Fig. 4.1	Sistema de transporte de aceite con calentamiento en un punto.	96
Fig. 4.2	Estaciones superficiales de la Estación Coalinga.	97
Fig. 4.3	Estación de Rebombear y Calentamiento.	98
Fig. 4.4	Diseños de Calentamiento a lo largo de la línea de transporte.	101
Fig. 4.5	Esquema del Sistema eléctrico SECT.	102
Fig. 4.6	Estructura de las tuberías con el sistema SECT.	103
Fig. 4.7	Transporte de crudo diluido.	105
Fig. 4.8	Diagrama experimental.	109
Fig. 4.9	Inyector de lubricación.	109
Fig. 4.10	Esfuerzo e corte contra tasa de deformación.	111
Fig. 4.11	Evolución de la presión de inyección en el tiempo para un gasto de aceite de 460 L/h y una proporción de gasto de flujo agua – aceite del 4 %.	112
Fig. 4.12	Reducción de la caída de presión con dos diferentes proporciones de flujo de gasto agua – aceite.	113
Fig. 4.13	Evolución de la reducción de caída de presión a diferentes temperaturas.	114
Fig. 4.14	Caída de presión en los experimentos de frene y reinicio.	115
Fig. 4.15	Variación de la presión de reinicio con el tiempo de duración del frene.	116
Fig. 4.16	Variación de la presión de reinicio con el tiempo de duración del frene para diferentes salmuera.	118
Fig. 4.17	Caída de presión en los experimentos de inicio y reinicio.	118
Fig. 4.18	Evolución de la caída de presión a diferentes concentraciones de NaCO ₃ .	119
Fig. 4.19	Presión de reinicio relativa para diferentes valores de Q _w /Q _o .	119
Fig. 4.20	Esquema del flujo y del paro de flujo.	120
Fig. 4.21	Esquema de flujo con dos diferentes mojabilidades y con la misma cantidad de agua.	121
Fig. 4.22	Localización del proyecto TRANSOIL.	123
Fig. 4.23	El proceso de la tecnología TRANSOIL.	123
Fig. 4.24	Esquema del proceso de emulsificación.	125
Fig. 4.25	Sistema de transporte de aceite pesado de “Cold Lake” de la AEC.	126
Fig. 4.26	Esquema de las instalaciones de la línea de transporte de la AEC.	127
Fig. 4.27	Esquema de las instalaciones de etapa de separación.	127
Fig. 4.28	Preparación de emulsión – Distribución típica del tamaño de las gotas de aceite.	128

Fig. 4.29	Almacenamiento de emulsión.	129
Fig. 4.30	Esquema del transporte de la emulsión en la línea de flujo.	131
Fig. 4.31	Diagrama simplificado de flujo del Sistema "Viscositor".	134
Fig. 5.1	Diagrama de un proceso típico de trabajo de aseguramiento del flujo.	140
Fig. 5.2	Separación del petróleo crudo en Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA).	144
Fig. 5.3	Correlación entre densidad API y contenido de resinas y asfaltenos a partir del análisis SARA.	146
Fig. 5.4	Posible configuración de un Instalación submarina.	149
Fig. 5.5	Diagrama de fases correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas localizado en el Golfo de México.	151
Fig. 5.6	Crudo de exportación de PEMEX por calidad.	153
Fig. 5.7	Comportamiento de un fluido viscoso entre dos placas paralelas.	157
Fig. 5.8	Comportamiento reológico de los fluidos.	159
Fig. 5.9	Viscosidad de aceite pesado contra temperatura y presión.	167
Fig. 5.10	Viscosidad contra temperatura a una atmósfera de los nuevos pozos exploratorios al norte de Ku – Maloob – Zaap.	168
Fig. 5.11	Pozo con inyección anular del riser de aceite caliente.	170
Fig. 5.12	Bombeo neumático tradicional con un sistema activo de calentamiento de gas en la plataforma.	171
Fig. 5.13	Perfiles de viscosidad y temperatura del fluido producido por calentamiento de gas a 160 y 40 °C en la superficie	172
Fig. 5.14	Perfiles de temperatura y viscosidad a una temperatura de yacimiento de 80°C.	173
Fig. 5.15	Tendencia de estabilidad.	173
Fig. 5.16	Configuración de pozo con tubería flexible.	174
Fig. 5.17	Curvas de gasto de flujo para las tres diferentes temperaturas.	175
Fig. 5.18	Perfiles de temperatura y viscosidad para las tres temperaturas del gas inyectado.	176
Fig. 5.19	Gasto de líquido producido en la cabeza del pozo utilizando aire dentro del espacio anular a 40, 80 y 160 °C.	177

Fig. 5.20	Perfiles de temperatura y viscosidad utilizando aire dentro del espacio anular.	177
Fig. 5.21	Gasto de líquido producido en la cabeza del pozo utilizando salmuera dentro del espacio anular a 40, 80 y 160 °C.	178
Fig. 5.22	Perfiles de temperatura y viscosidad utilizando salmuera dentro del espacio anular.	178
Fig. 5.23	Configuración de pozo con líneas y aislante sólido en el espacio anular.	179
Fig. 5.24	Perfiles reológicos de los sistemas ABIF y ATIF.	183
Fig. 5.25	Comparación entre las velocidades de convección para la salmuera, ABIF y ATIF.	183
Fig. 5.26	Esquema del pozo en donde se aplicó el Sistema ATIF.	186
Fig. 5.27	Infraestructura actual para el manejo externo de hidrocarburos.	188
Fig. 5.28	Propuestas de transporte.	191
Fig. 5.29	Distribución de líneas para segregar el crudo pesado.	193
Fig. 5.30	Mezcla de crudo pesado con crudo ligero Istmo.	194
Fig. 5.31	Transporte de crudo ligero de Abkatun hacia Akal-J.	195
Fig. 5.32	Mezcla de crudos pesados con crudo ligero de Abkatun y Akal-C.	196

LISTA DE TABLAS.

Tabla 2.1	Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región.	14
Tabla 2.2	Clasificación de las reservas totales de aceite crudo por densidad y región.	15
Tabla 2.3	Clasificación de las reservas probadas de aceite crudo por densidad y región.	16
Tabla 2.4	Clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo por densidad y región.	18
Tabla 2.5	Clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo por densidad y región.	19
Tabla 2.6	Clasificación de las reservas probables de aceite crudo por densidad y región.	21
Tabla 2.7	Clasificación de las reservas posibles de aceite crudo por densidad y región.	22
Tabla 2.8	Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Marina Noreste.	27
Tabla 2.9	Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Marina Suroeste.	30
Tabla 2.10	Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Norte.	35
Tabla 2.11	Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Norte.	40
Tabla 2.12	Depósitos principales de aceites pesados y arenas petrolíferas.	43
Tabla 2.13	Aceites pesados y Arenas bituminosas en EUA.	48
Tabla 3.1	Ventajas relativas de los Sistemas Artificiales de Producción.	54
Tabla 3.2	Desventajas relativas de los sistemas artificiales de producción.	56
Tabla 3.3	Diferentes tipos de pozos multilaterales.	89
Tabla 4.1	Métodos de aislamiento térmico.	100
Tabla 4.2	Resultados de tres crudos pesados con el Sistema "Viscositor".	134

Tabla 5.1	Resultados de un análisis de separación SARA de un crudo A.	144
Tabla 5.2	Viscosidades a diferentes temperaturas.	166
Tabla 5.3	Propiedades térmicas de los materiales dentro del espacio anular.	175
Tabla 5.4	Compatibilidad entre salmueras de terminación con solventes y el sistema ATIF.	185
Tabla 5.5	Resumen de utilización de los ductos existentes.	190
Tabla 5.6	Modificaciones del Complejo Akal-J.	192
Tabla 5.7	Promedios ponderados de las corrientes de los crudos.	196
Tabla 5.8	Porcentaje de asfaltenos e inorgánicos de las corrientes del Complejo de producción KU-A.	198
Tabla 5.9	Porcentaje de asfaltenos e inorgánicos de las corrientes del Complejo de producción KU-A en diferentes proporciones.	198
Tabla 5.10	Porcentaje de sedimento orgánico.	199
Tabla 5.11	Resultados de laboratorio de mejoradores de flujo.	200

I INTRODUCCIÓN

Con la gran demanda, los altos precios del petróleo y estando en constante declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, la atención de la industria petrolera en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de crudos pesados y extrapesados; y aunque éstos presentan retos especiales para su producción, transporte y refinación, representan hoy en día, la fuente de energía capaz de compensar tal declinación en la producción de petróleo convencional gracias a los avances tecnológicos y debido a que éstos conforman la mayor parte de reservas mundiales en la actualidad.

Para los hidrocarburos, la porosidad, la permeabilidad y la presión, definen el comportamiento de producción del yacimiento; pero, por otro lado, se tienen propiedades como la densidad y la viscosidad, que básicamente condicionan el sistema de producción. Si bien la densidad del aceite es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la propiedad del fluido que más afecta la producción y la recuperación es la viscosidad, ya que ésta determina la facilidad con la cual fluirá el aceite; sin embargo, aunque desafortunadamente no existe ninguna relación estándar entre ambas propiedades, los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque éstos tienden a ser más viscosos que los convencionales.

No obstante, a pesar de que la densidad varía ligeramente al someterse a calentamiento, a diferencia de la viscosidad que puede variar en gran medida con la temperatura, ésta se ha convertido en el parámetro estándar en el ámbito petrolero más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos.

Existen varias definiciones que se pueden aplicar para los aceites pesados ya que éstas parecen ser relativas del lugar donde se encuentre la reserva; sin embargo, la industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo), mientras más denso sea, menor es su densidad API. El aceite pesado carece de compuestos ligeros y contiene metales pesados, particularmente vanadio, níquel, y azufre; por lo tanto, y de acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), se define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API de entre 10.0° y 22.3°, y al extrapesado al que presenta densidades menores a 10° API, que

considera también al bitumen rico en brea cuya densidad es de 4 °API. En cuanto a las viscosidades, éstas presentan un rango muy amplio, el cual puede fluctuar entre 20 cp y hasta 1,000,000 cp; y para el caso del bitumen, con un valor aún mayor.

Sin embargo, a pesar de las definiciones anteriores, en la práctica el manejo de este tipo de hidrocarburos puede modificarse. En la realidad, es posible que algunos yacimientos, en donde se tiene petróleo con una densidad tan baja como 7 u 8° API, puedan explotarse mediante métodos de producción para petróleo pesado, considerándose entonces, al hidrocarburo como pesado más que extrapesado; situación que puede llevarse a cabo por diferentes factores y circunstancias debido a que la naturaleza no reconoce límites; por ejemplo, puede presentarse el caso en el que se tiene un crudo de mediana o baja densidad con un alto contenido de parafina en un yacimiento frío y somero, cuya viscosidad puede ser más alta que la de un aceite pesado libre de parafina en un yacimiento profundo y con alta temperatura.

En cuanto a la formación del petróleo pesado, los expertos en geoquímica generalmente coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de entre 30 y 40 °API, es decir, la roca generadora originalmente no produce hidrocarburos de baja densidad API, el petróleo se vuelve pesado después de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y posterior al entrapamiento, la cual se genera a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. La biodegradación, que es la causa principal de la formación de este tipo de aceite y en donde además se pierden una importante fracción de la masa original del petróleo, se lleva a cabo por microorganismos que degradan los hidrocarburos livianos e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos, esta biodegradación causa la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/aceite (RGA) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales; cabe mencionar, que las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se presentan en los yacimientos de petróleo a temperaturas inferiores a 80°C, por lo que el proceso se limita a yacimientos someros, situados a una profundidad de aproximadamente 4 km. Por otro lado, los mecanismos químicos y físicos, tales como el lavado con agua de formación y el fraccionamiento de fases, también contribuyen a la formación de petróleo pesado, separando las fracciones livianas de las pesadas. El primer caso se debe a que esta agua de formación remueve hidrocarburos por solución, eliminando aquellos que tienen menor peso molecular ya que son más solubles en agua; y el segundo, se debe a la diferencia de densidades de las fracciones de los mismos fluidos. Si además, se tiene un sello de pobre calidad, éste permite que las

moléculas más ligeras ya separadas, por cualquiera de los procesos o por ambos, se escapen **(Alboudwarej H., et. al., 2006, Curtis C., et. al., 2002, IMP, 2008)**.

Para explotar eficientemente estos grandes depósitos de combustibles fósiles que se encuentran alrededor del mundo, un número significativo de Universidades e Institutos dedicados a la investigación, junto con compañías petroleras, están en una constante búsqueda para desarrollar distintas técnicas, métodos, sistemas, modelos matemáticos, simuladores, etc., con la finalidad, de que al integrarlos y aplicarlos adecuadamente en el campo, se obtengan resultados satisfactorios y óptimos en toda operación realizada en esta industria; logrando de este modo, un máximo aseguramiento del flujo, y una entrega del crudo dentro de especificaciones indicadas, tanto en calidad como en volumen.

El objetivo de este trabajo de investigación, es realizar una revisión de la literatura técnica publicada respecto a los temas de producción y transporte de crudos pesados, en donde se tratan diversas estrategias que ayudan al manejo de este tipo de hidrocarburos, y las cuales, a su vez, requieren de técnicas actualizadas; presentando así, en términos generales, las oportunidades y expectativas en México en relación al tópico. En este trabajo se incluye lo siguiente: las reservas de aceite pesado en México y la magnitud de las mismas junto con tres casos representativos a nivel mundial, posteriormente se encuentran tecnologías de producción y transporte que han tenido aplicación en crudos de alta viscosidad y baja densidad API; y como parte final de esta investigación, se presentan algunas propuestas en campos petroleros del Golfo de México.

Por otra parte, aunque generalmente los proyectos para hidrocarburos pesados presentan mayor dificultad en comparación con los convencionales, desde la etapa de planeación hasta lograr su puesta en operación debido a que implican mayor demanda de recursos humanos, tecnológicos y financieros; esta tesis pretende resaltar la importancia de los crudos pesados en el panorama nacional e internacional, ya que los yacimientos de aceites con tales características, también tienen algunas ventajas, como lo son: la gran magnitud de sus acumulaciones, y la factibilidad y rentabilidad en la realización de algún proyecto debido a las innovaciones tecnológicas; siempre y cuando el proyecto sea adecuadamente detallado, planeado e integrado.

RESUMEN.

En la actualidad, tanto la producción como el transporte de crudos pesados se llevan a cabo gracias a los avances tecnológicos que se desarrollan continuamente, y esto debido a que la industria petrolera ha presentado gran interés en este tipo de hidrocarburos de enormes reservas mundiales en los últimos años; principalmente por la rápida y constante declinación en la producción de los aceites convencionales, y además, de que cada vez es más difícil encontrar aceites ligeros. Se puede decir, que esta industria se encuentra en una etapa de transición, en la cual, se consideran técnicas que en el pasado no se utilizaban por ser incosteables; y que hoy en día, los precios del crudo y las nuevas tecnologías han llevado a calificar como rentables algunos proyectos de producción y transporte de aceites pesados.

Este trabajo tiene como objetivo presentar una revisión general de la literatura referente a la producción y el transporte de crudos pesados, en el que se tratan las principales técnicas para realizar un manejo efectivo y óptimo en las operaciones concernientes al tema de investigación. En él, se encuentran técnicas de producción y transporte, tanto innovadoras como aquellas en las que se tiene experiencia de campo, como lo son: circulación de fluidos calientes, calentamiento eléctrico, aislamiento de la línea de flujo, adición de diluyentes y/o productos químicos, herramientas adicionales como lo son los calentadores de fondo y variaciones en la aplicación y/o en la configuración tradicional de los sistemas artificiales de producción.

Este trabajo está organizado de la siguiente manera: el Capítulo I es una introducción de los crudos pesados, en el que se encuentra la importancia, origen y definición de estos hidrocarburos. El Capítulo II presentan las reservas tanto nacionales como mundiales. En el Capítulo III se desarrolla el tema de producción, en el que se tratan las tecnologías aplicadas en los Sistemas Artificiales de Producción para crudos pesados; además de otros métodos adicionales de producción en frío. En el Capítulo IV se incorporan los métodos empleados para transportar satisfactoriamente hidrocarburos de baja densidad API. Y en el Capítulo V, se presentan algunas alternativas para crudos pesados en campos localizados en el Golfo de México, que obviamente, se explicaron en los dos capítulos anteriores.

Por último, con base en lo anterior, se establecen algunas conclusiones y recomendaciones enfocadas principalmente a la producción y el transporte de crudos pesados en México.

II RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO Y EN EL MUNDO

II.1 Reservas de aceite pesado en México

II.1.1 Reservas remanentes totales

Pemex Exploración y Producción (PEP), buscando estandarizar el proceso de estimación y clasificación de sus reservas (probadas, probables y posibles), actualiza de manera anual esta información conforme a definiciones empleadas internacionalmente y aceptadas por la comunidad financiera. Desde 1999, año en que PEP inició la certificación de reservas de los campos del país a través de compañías reconocidas internacionalmente, la evaluación de éstas se realiza de acuerdo a definiciones internacionales emitidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y por el World Petroleum Council (WPC), organismos técnicos en los que México tiene participación (**SENER 2007, “Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo”**).

Las reservas remanentes totales, conocidas también como 3P, que corresponden a la adición de las reservas probadas, probables y posibles, ascienden a 44,482.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente al 1 de enero de 2008. Las reservas probadas participan con 33.1 %, las probables con 34.0 %, y las posibles con 32.9 % (Figura 2.1) (**PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”**).

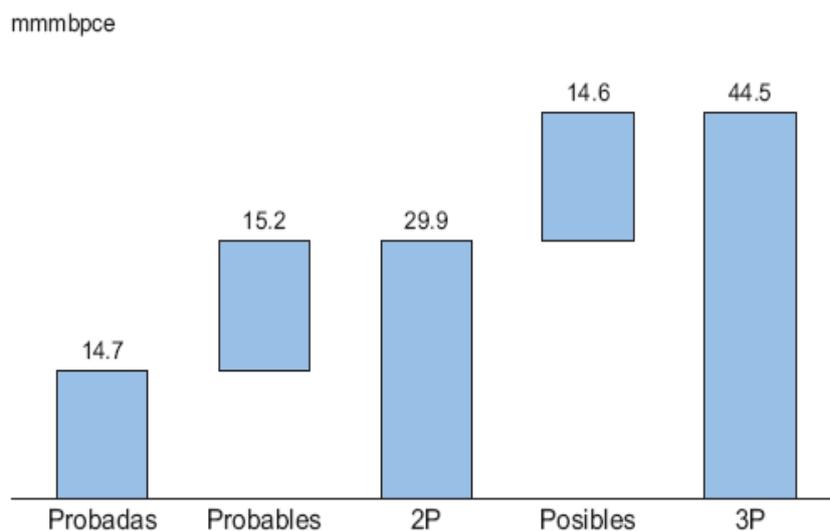


Figura 2.1. Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país (**PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”**).

La clasificación por fluido de las reservas totales de petróleo crudo equivalente del país se muestra en la tabla 2.1, en donde se observa que el aceite crudo aporta el 70.2 % del total, el gas seco 19.8 %, los líquidos de planta agregan 8.0 %, y el condensado 2.0 %; mientras que en la tabla 2.2, se aprecia la clasificación de las reservas totales de aceite crudo por su densidad.

Regionalmente, considerando el petróleo crudo equivalente del año 2008, la Región Norte contribuye con 45.3 %, la Región Marina Noreste con 30.0 %, la Región Sur con 14.0 %, y la Región Marina Suroeste con 10.7 %.

De esas reservas totales de aceite crudo al 1 de enero de 2008, que son de 31,211.6 millones de barriles, el *aceite pesado participa con 55.0 % del total nacional*, el aceite ligero con 35.8 %, y el superligero 9.2 por ciento. La Región Marina Noreste contribuye con 69.3 % del total nacional de aceite pesado, mientras que la Norte participa con 61.1 % del total de aceite ligero y 52.6 % del total de aceite superligero (PEP 2008).

Tabla 2.1. Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región
(PEP 2008, "Reservas de Hidrocarburos de México").

Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región						
Reserva remanente de hidrocarburos						
Año	Región	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce
2005	Total	33,312.2	835.3	3,412.6	9,354.0	46,914.1
	Marina Noreste	13,200.9	420.6	439.7	720.4	14,781.6
	Marina Suroeste	2,960.5	229.3	422.9	875.8	4,488.6
	Norte	13,127.4	65.4	1,498.6	6,114.7	20,806.1
	Sur	4,023.4	119.9	1,051.4	1,643.1	6,837.9
2006	Total	33,093.0	863.0	3,479.4	8,982.2	46,417.5
	Marina Noreste	13,566.4	509.6	421.1	696.4	15,193.5
	Marina Suroeste	2,773.1	185.2	360.2	724.9	4,043.5
	Norte	12,877.3	51.5	1,659.4	5,950.9	20,539.1
	Sur	3,876.1	116.6	1,038.7	1,610.0	6,641.4
2007	Total	31,908.8	941.2	3,417.5	9,108.9	45,376.3
	Marina Noreste	12,510.6	635.4	350.2	589.8	14,086.0
	Marina Suroeste	2,900.9	175.4	407.6	1,163.0	4,647.0
	Norte	12,769.4	39.4	1,711.4	5,876.7	20,397.0

Sur	3,727.9	91.0	948.1	1,479.4	6,246.3
2008 Total	31,211.6	879.0	3,574.7	8,817.4	44,482.7
Marina Noreste	11,936.8	616.4	283.5	521.0	13,357.7
Marina Suroeste	2,927.8	147.3	422.3	1,262.5	4,759.9
Norte	12,546.0	19.4	1,970.5	5,613.0	20,149.0
Sur	3,801.0	95.8	898.4	1,420.9	6,216.1

Tabla 2.2. Clasificación de las reservas totales de aceite crudo por densidad y región
(PEP 2008, "Reservas de Hidrocarburos de México").

Clasificación de las reservas totales de aceite crudo por densidad y región		Aceite		
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
Año	Región			
2005	Total	17,373.3	12,472.1	3,466.8
	Marina Noreste	13,113.6	87.3	0.0
	Marina Suroeste	617.9	1,665.7	676.9
	Norte	3,368.1	7,767.0	1,992.3
	Sur	273.6	2,952.2	797.6
2006	Total	18,786.6	11,523.3	2,783.0
	Marina Noreste	13,487.5	78.9	0.0
	Marina Suroeste	667.6	1,538.4	567.1
	Norte	4,326.4	7,040.3	1,510.6
	Sur	305.2	2,865.7	705.3
2007	Total	17,710.4	11,317.7	2,880.6
	Marina Noreste	12,444.0	66.5	0.0
	Marina Suroeste	650.2	1,622.2	628.6
	Norte	4,303.4	6,954.6	1,511.4
	Sur	312.8	2,674.4	740.7
2008	Total	17,175.7	11,166.1	2,869.9
	Marina Noreste	11,900.3	36.5	0.0
	Marina Suroeste	740.0	1,692.5	495.3
	Norte	4,211.9	6,824.6	1,509.5
	Sur	323.5	2,612.5	865.0

II.1.1.1 Reservas remanentes probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos de México, conocidas también como reservas 1P, se evaluaron de acuerdo a los criterios y definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos, reportando reservas remanentes al 1 de enero de 2008 por 14,717.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; en donde, en términos de composición, el aceite crudo contribuye con 71.4 % del total de las reservas probadas, el gas seco representa el 17.2 %, los líquidos de planta y los condensados alcanzan 7.6 y 3.8 por ciento, respectivamente. Regionalmente, para el petróleo crudo equivalente, la Región Marina Noreste aporta 47.7 % del total; la Región Sur alcanza 29.5 %, mientras que la Región Norte llega a 11.7 %, y la Región Marina Suroeste el restante 11.1 % (PEP 2008).

Las reservas probadas de aceite crudo al 1 de enero de 2008, ascienden a 10,501.2 millones de barriles, el aceite pesado con 62.3 % del total nacional, que es el fluido principal; el aceite ligero aporta el 31.0 %, y el superligero el 6.6 %. La Región Marina Noreste contribuye con 91.9 % del aceite pesado, y la Región Sur tiene 63.8 % del aceite ligero y 69.3 % del aceite superligero. La tabla 2.3 muestra la clasificación de las reservas probadas de aceite crudo por su densidad.

Tabla 2.3. Clasificación de las reservas probadas de aceite crudo por densidad y región (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Clasificación de las reservas probadas de aceite crudo por densidad y región				
Aceite				
Año	Región	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
2005	Total	8,198.3	3,839.3	844.6
	Marina Noreste	7,624.4	54.4	0.0
	Marina Suroeste	216.2	818.0	179.4
	Norte	338.8	655.5	54.3
	Sur	18.9	2,311.4	610.9
2006	Total	7,557.4	3,550.4	706.0
	Marina Noreste	7,060.2	46.0	0.0
	Marina Suroeste	113.8	718.5	179.0
	Norte	358.6	523.5	6.0
	Sur	24.8	2,262.4	521.0

2007	Total	7,009.4	3,402.9	635.3
	Marina Noreste	6,493.4	38.6	0.0
	Marina Suroeste	110.0	750.4	177.6
	Norte	366.1	513.6	9.1
	Sur	39.8	2,100.3	448.5
2008	Total	6,545.7	3,258.7	696.9
	Marina Noreste	6,016.3	36.5	0.0
	Marina Suroeste	120.9	669.4	204.6
	Norte	357.6	473.9	9.2
	Sur	50.9	2,078.8	483.1

La clasificación por categoría de las reservas 1P al 1 de enero de 2008 se indica en la figura 2.2, de las cuales, las reservas probadas desarrolladas aportan el 68.0 % del total, y las no desarrolladas el 32.0 % restante.

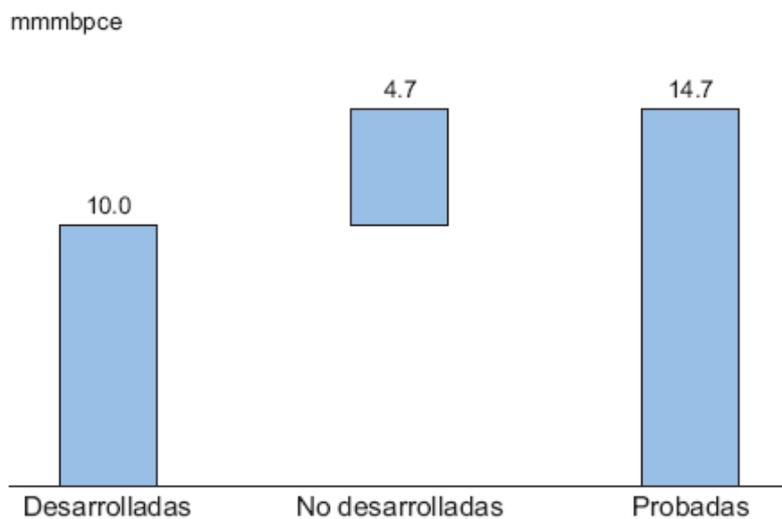


Figura 2.2. Clasificación por categoría de las reservas remanentes probadas de petróleo crudo equivalente (**PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”**).

Al 1 de enero de 2008, las **reservas probadas desarrolladas**, es decir, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes incluyendo las reservas que pueden ser producidas con la infraestructura actual e inversiones moderadas, se sitúan en 10,005.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; de los cuales, el aceite crudo aporta 74.5 %, el gas seco 15.7 %, los líquidos de planta 6.7 % y el condensado 3.1 %. La Región Marina Noreste contribuye con 53.8 % de las reservas de petróleo crudo equivalente, la Región Sur con 28.2 %, y las regiones Norte y Marina Suroeste con 9.7 y 8.3 %, respectivamente.

Los campos más importantes que contienen 69% de las reservas probadas desarrolladas, son: Akal, Ku–Maloob-Zaap, Jujo- ecominoacán, Samaria, Iride, Cunduacán, Caan y May.

Las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo al 1 de enero de 2008 alcanzan 7,450.3 mmb; siendo que el aceite pesado participa con 65.9 % del total nacional, el aceite ligero con 28.1 %, y el superligero con 6.0 %. La Región Marina Noreste contribuye con 96.7 % del aceite pesado, la Región Sur tiene 69.9 % del aceite ligero y 78.4 % del aceite superligero. En la tabla 2.4 se presenta la clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo por su densidad y región (PEP 2008).

Tabla 2.4. Clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo por densidad y región (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Clasificación de las reservas probadas desarrolladas de aceite crudo por densidad y región				
		Aceite		
Año	Región	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
2005	Total	6,158.1	2,122.8	454.6
	Marina Noreste	5,938.2	35.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	474.9	13.5
	Norte	200.9	205.8	1.7
	Sur	18.9	1,407.0	439.3
2006	Total	5,746.8	2,390.4	427.9
	Marina Noreste	5,552.7	33.2	0.0
	Marina Suroeste	0.0	488.1	59.3
	Norte	176.6	218.6	0.5
	Sur	17.5	1,650.4	368.2
2007	Total	5,279.6	2,240.3	411.0
	Marina Noreste	5,098.7	25.9	0.0
	Marina Suroeste	0.0	524.0	74.2
	Norte	158.1	190.4	0.5
	Sur	22.7	1,500.0	336.3
2008	Total	4,909.8	2,095.6	444.9
	Marina Noreste	4,749.6	23.7	0.0
	Marina Suroeste	0.0	437.3	95.8
	Norte	132.1	170.5	0.5
	Sur	28.2	1,464.0	348.6

Las **reservas probadas no desarrolladas** al 1 de enero de 2008, que son volúmenes que requieren de pozos e infraestructura adicional para su producción, se ubican en 4,711.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Los descubrimientos incorporaron 167.6 mmbpce, no hubo delimitaciones, los desarrollos aportaron 37.6 mmbpce y las revisiones redujeron esta reserva en 359.4 mmbpce, principalmente por la reclasificación de estas reservas a probadas desarrolladas. En este año el aceite crudo contribuye con 64.7 %, el gas seco con 20.4 %, los líquidos de planta con 9.8 %, y el condensado complementa con 5.1 %.

Regionalmente, para el petróleo crudo equivalente en 2008, la Región Marina Noreste contribuye con 35.0 %, la Región Sur con 30.2 % y las regiones Norte y Marina Suroeste con 17.6 y 17.2 %, respectivamente; o dicho de otra manera, las regiones marinas concentran 52% en esta categoría de reservas, y las regiones terrestres contienen 48%.

Entre los campos más importantes, aportando 51 % de este tipo de reservas, se encuentran Maloob, Jujo-Tecominoacán, Sihil, Iride, Samaria, May, Oxiacaque, Zaap y Tajín,

Las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo al 1 de enero de 2008 alcanzan 3,050.9 millones de barriles, el aceite pesado representa el 53.6 % del total, el aceite ligero el 38.1 %, y el superligero 8.3 %. La Región Marina Noreste contribuye con la mayor parte del aceite pesado, 77.4 %, la Región Sur tiene el 52.9 % del aceite ligero, y 53.4 % del aceite superligero, de este último la Región Marina Suroeste abarca 43.2 %. En la tabla 2.5 se presenta la clasificación por densidad y región de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo (**PEP 2008**).

Tabla 2.5. Clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo por densidad y región (**PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”**).

Clasificación de las reservas probadas no desarrolladas de aceite crudo por densidad y región				
Aceite				
Año	Región	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
2005	Total	2,040.2	1,716.5	390.1
	Marina Noreste	1,686.2	19.4	0.0
	Marina Suroeste	216.2	343.0	165.8
	Norte	137.8	449.7	52.6
	Sur	0.0	904.4	171.7

2006	Total	1,810.6	1,160.1	278.1
	Marina Noreste	1,507.4	12.8	0.0
	Marina Suroeste	113.8	230.4	119.7
	Norte	182.0	304.9	5.5
	Sur	7.3	612.0	152.8
2007	Total	1,729.8	1,162.6	224.2
	Marina Noreste	1,394.6	12.8	0.0
	Marina Suroeste	110.0	226.4	103.4
	Norte	208.1	323.2	8.6
	Sur	17.1	600.3	112.3
2008	Total	1,635.9	1,163.1	252.0
	Marina Noreste	1,266.7	12.8	0.0
	Marina Suroeste	120.9	232.1	108.8
	Norte	225.5	303.4	8.7
	Sur	22.7	614.9	134.5

II.1.1.2 Reservas probables

La evaluación al 1 de enero de 2008 de las reservas probables registra 15,144.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; la suma de éstas y las reservas probadas forman lo que se conoce como reserva 2P, la cual asciende a 29 mil 862 MMbpc. Para este año, el 71.5 % es aceite, 19.6 % es gas seco, 7.9 % son líquidos de planta y el restante 1.0 %, es condensado. En términos de petróleo crudo equivalente, la Región Norte aporta 61.0 %, la Región Marina Noreste 21.7 %, la Región Sur 8.0 %, y la Región Marina Suroeste 9.3 %.

Los volúmenes de reservas probables se localizan principalmente en los campos Chicontepec, Maloob, Akal, Zaap, May, Ixtal y Poza Rica; siendo que Chicontepec concentra 57% de las reservas probables. Las reservas probables de aceite crudo al 1 de enero de 2008 se ubicaron en 10,819.4 millones de barriles, el aceite pesado aporta 53.0 % del total nacional, el aceite ligero 36.5 %, y el superligero 10.5 %. La Región Marina Noreste tiene 53.8 % del aceite pesado, la Región Norte contribuye con 76.5 % y 64.7 % del aceite ligero y superligero, respectivamente. En la tabla 2.6 se muestra la clasificación por densidad y región de las reservas probables de aceite crudo (**PEP 2008**).

Tabla 2.6. Clasificación de las reservas probables de aceite crudo por densidad y región
(PEP 2008, "Reservas de Hidrocarburos de México").

Clasificación de las reservas probables de aceite crudo por densidad y región				
Aceite				
Año	Región	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
2005	Total	5,725.1	4,477.1	1,419.0
	Marina Noreste	4,004.6	0.0	0.0
	Marina Suroeste	156.9	479.6	150.8
	Norte	1,550.1	3,543.5	1,129.6
	Sur	13.5	454.0	138.6
2006	Total	6,774.9	3,891.7	977.5
	Marina Noreste	4,112.4	0.0	0.0
	Marina Suroeste	220.2	416.3	104.1
	Norte	2,405.3	3,068.0	740.6
	Sur	37.0	407.4	132.8
2007	Total	6,127.5	3,815.8	1,090.6
	Marina Noreste	3,444.7	0.0	0.0
	Marina Suroeste	215.2	409.9	119.1
	Norte	2,337.8	3,023.7	738.2
	Sur	129.8	382.2	233.3
2008	Total	5,730.8	3,948.5	1,140.1
	Marina Noreste	3,085.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	216.3	585.5	110.1
	Norte	2,299.5	3,020.0	737.2
	Sur	130.0	342.9	292.8

II.1.1.3 Reservas posibles

Al 1 del enero de 2008 las reservas posibles de petróleo crudo equivalente del país alcanzan 14,621.2 millones de barriles; éstas se concentran principalmente en los campos Chicontepec, Akal, Maloob, Ayín, Baksha y Lakach; conteniendo el 58% de ellas el campo Chicontepec. La Región Norte aporta 62.9 % del total de estas reservas, la Región Marina Noreste 20.8 %, la Región Marina Suroeste 11.8 % y la Región Sur 4.5 %. El aceite crudo participa con 67.6 por ciento, el gas seco con 22.7 %, los líquidos de planta con 8.6, y el condensado con 1.1 % (PEP 2008).

La evaluación de las reservas posibles de aceite crudo en 2008 registra 9,891.1 millones de barriles, que, clasificadas por su densidad, se muestran en la tabla 2.7. El aceite pesado representa 49.5 % de ese total, el aceite ligero 40.0 % y el superligero 10.5 %. La Región Marina Noreste aporta el 57.1 % de las reservas posibles de aceite pesado, la Región Norte tiene 84.1 % de las reservas posibles de aceite ligero, y 73.9 % de las de superligero.

Tabla 2.7. Clasificación de las reservas posibles de aceite crudo por densidad y región
(PEP 2008, "Reservas de Hidrocarburos de México").

		Aceite		
		Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
2005	Total	3,449.9	4,155.8	1,203.2
	Marina Noreste	3,449.9	4,155.8	1,203.2
	Marina Suroeste	244.8	368.2	346.7
	Norte	1,479.3	3,568.0	808.4
	Sur	241.2	186.7	48.1
2006	Total	4,454.3	4,081.1	1,099.5
	Marina Noreste	2,315.0	32.9	0.0
	Marina Suroeste	333.6	403.6	284.0
	Norte	1,562.4	3,448.8	764.1
	Sur	243.4	195.9	51.5
2007	Total	4,573.6	4,099.0	1,154.7
	Marina Noreste	2,506.0	27.9	0.0
	Marina Suroeste	325.0	461.9	331.9
	Norte	1,599.5	3,417.2	764.0
	Sur	143.1	191.9	58.8
2008	Total	4,899.2	3,959.0	1,032.9
	Marina Noreste	2,799.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	402.7	437.5	180.7
	Norte	1,554.9	3,330.7	763.2
	Sur	142.6	190.8	89.1

Resumiendo lo anterior, y considerando la aportación en el total de reservas probadas, probables y posibles de aceite para cada tipo de crudo; se tiene que el crudo pesado es el que posee el mayor volumen de reservas, seguido del crudo ligero y por último el superligero, como se aprecia en las gráficas de la figura 2.3.

Miles de millones de barriles (MMMb)

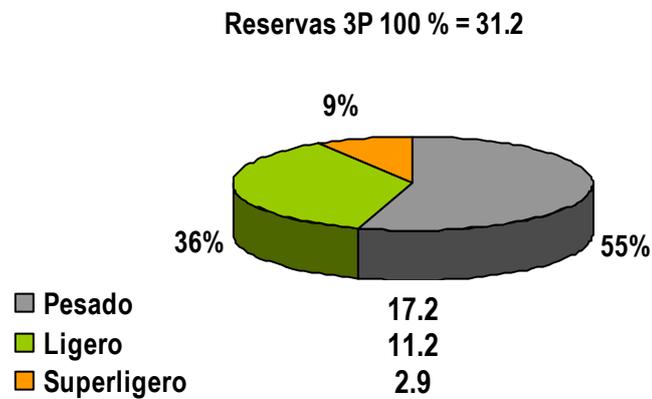
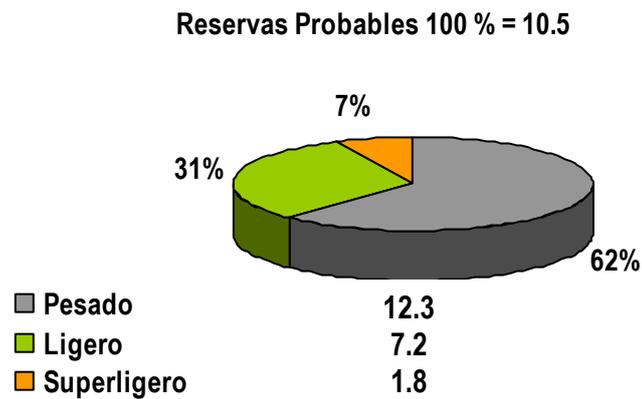
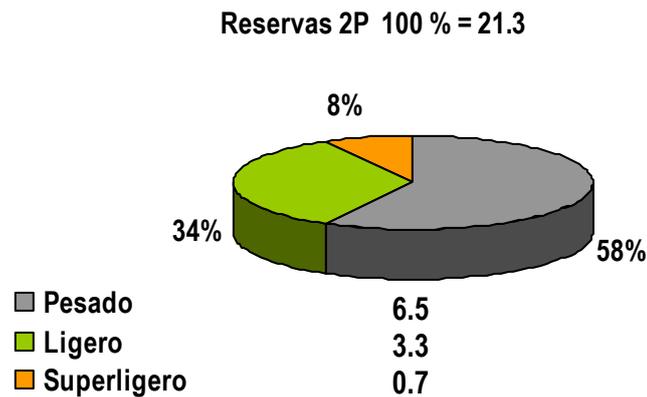


Figura 2.3. Composición de las reservas de crudo (PEP 2008, "Reservas de Hidrocarburos de México").

II.1.2 Distribución de las reservas de aceite pesado en México

II.1.2.1 Región Marina Noreste

México se divide en cuatro regiones en función de la producción y exploración de hidrocarburos, la Región Marina Noreste, con 166,000 kilómetros cuadrados, es la de menor extensión. Se encuentra localizada en el Sureste de la República Mexicana en aguas territoriales nacionales frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, incluyendo parte de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Esta región administra dos Activos Integrales, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. La figura 2.4 muestra la localización geográfica de la región **(PEP 2008)**.



Figura 2.4. Localización de la Región Marina Noreste
(PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

La Región Marina Noreste administra veintitrés campos localizados en los activos integrales Cantarell y Ku-Maloob-Zaap; los campos en producción son trece, de los cuales ocho se encuentran localizados en el Activo Integral Cantarell y cinco en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. Por el contrario, los campos que no se encuentran en explotación son diez, Takín y Után en el Activo Integral Cantarell, y Ayatsil, Baksha, Kayab, Nab, Numán, Pohp, Tson y Zazil-Ha en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. Es importante destacar, que el campo Takín iniciará su etapa de producción

durante el año 2008. La figura 2.5 indica la ubicación geográfica de los activos integrales que componen a la Región Marina Noreste.

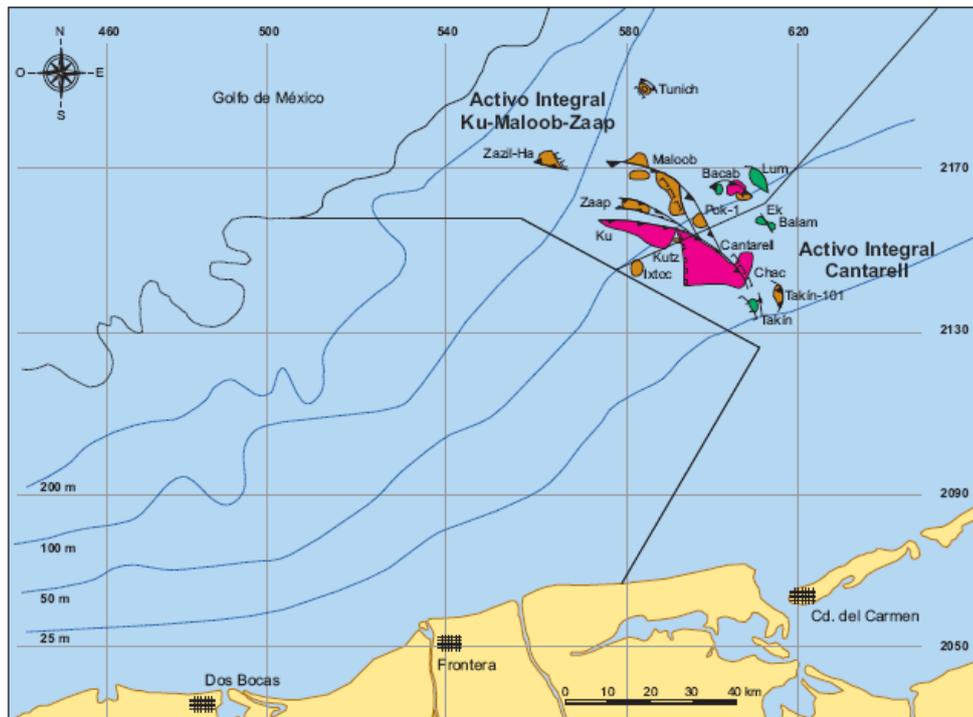


Figura 2.5. Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Noreste (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

La producción anual de la Región Marina Noreste durante el año 2007 fue de 738.7 millones de barriles de aceite, que representan 65.7 % de la producción nacional; y su producción promedio diaria fue de 2.0 mmb. Al igual que en los últimos años, el campo Akal del complejo Cantarell es el más importante del país, reportando en 2007 una producción promedio diaria de 1.4 MMb; asimismo, el proyecto Ku-Maloob-Zaap incrementa gradualmente su producción como consecuencia del desarrollo en los campos Maloob y Zaap. En este contexto, la Región Marina Noreste continuará siendo, al igual que en 2007, la fuente principal de contribución de aceite crudo al total nacional.

Evolución de las reservas

Las reservas totales al 1 de enero de 2008 de la Región Marina Noreste alcanzan 11,936.8 MMb, y en el caso de las reservas 2P, se tienen 9,137.8 MMb. La *reserva probada* de la región, para la misma fecha, es 6,052.8 MMb, que equivale al 57.6 % de la reserva probada del país; la reserva probada desarrollada, alcanza 4,773.3 MMb, que representan 78.9 % de la reserva probada total de

la región, y las reservas probadas no desarrolladas ascienden a 1,279.5 MMb, que corresponden a 21.1 % del total regional de este tipo de reserva. Los resultados obtenidos durante el periodo no causaron variaciones sustanciales en la clasificación por tipo de aceite en reservas probadas de la región, alcanzándose así 99.4 % de aceite pesado y 0.6 % de ligero.

La *reserva probable* de aceite, al 1 de enero del año 2008 se sitúa en 3,085.0 MMb, o 28.5 % del total nacional; mientras que la *reserva posible* de aceite se estima en 2,799.0 MMb, que corresponde a 28.3 % del total nacional (Figura 2.6) (PEP 2008).

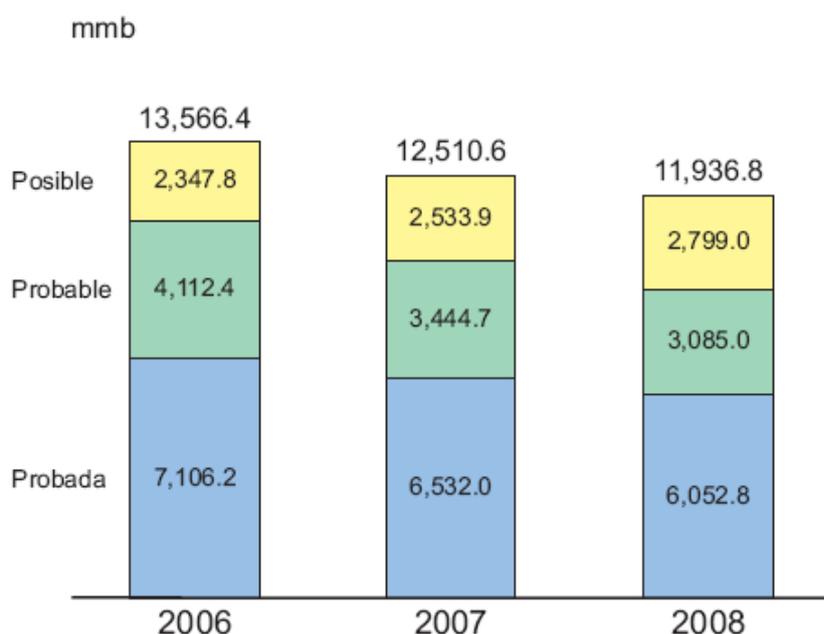


Figura 2.6. Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Marina Noreste en los últimos tres años (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

La tabla 2.8 presenta la composición de las reservas en aceite pesado, ligero y superligero en las categorías 2P y 3P a nivel de activo integral, a partir de la cual se obtienen los gráficos de la figura 2.7 que muestran la participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Marina Noreste (RMNO); siendo que se observa en el inciso a, el volumen del tipo de aceite por Activo, y en b, el porcentaje del tipo de aceite de la región, alcanzándose así 99.7 % de aceite pesado y 0.3 % de ligero.

Tabla 2.8. Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Marina Noreste
(PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Activo	Aceite					
	Reserva 2P			Reserva 3P		
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
Total	9,101.3	36.5	0.0	11,900.3	36.5	0.0
Cantarell	4,649.4	36.5	0.0	6,240.2	36.5	0.0
Ku-Maloob-Zaap	4,451.9	0.0	0.0	5,660.1	0.0	0.0

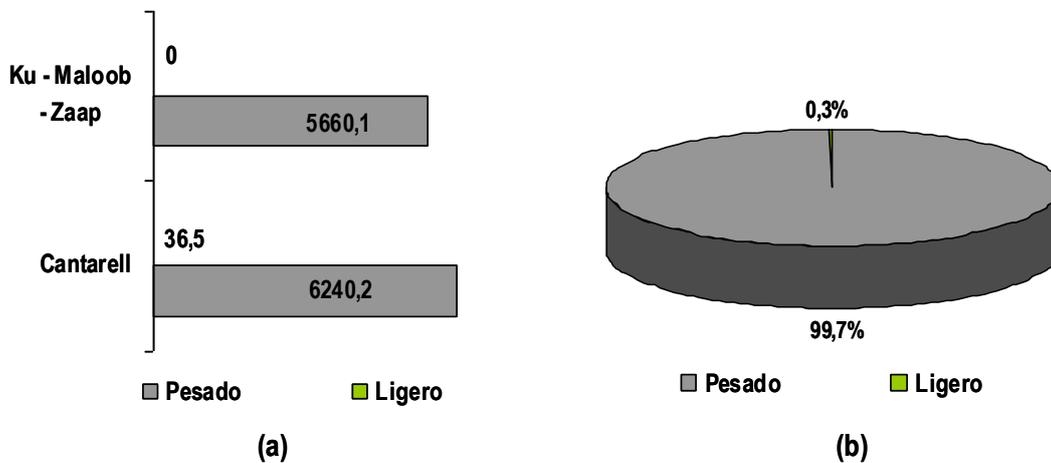


Figura 2.7 Participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Marina Noreste
(a) Volumen del tipo de aceite por Activo, (b) Porcentaje del tipo de aceite de la región
(PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Relación reserva-producción

Considerando la producción de 2007 de 831.7 mmbpce, la relación reserva probada-producción de la región es de 8.4 años; para la reserva probada más probable (2P) esta misma relación es de 12.4 años y para la reserva probada más probable más posible (3P) es de 16.1 años. A nivel de activo integral, esta misma relación, para Cantarell es de 6.8 años y para Ku-Maloob-Zaap de 13.3 años, con producciones de 621.2 mmbpce y 210.5 mmbpce, respectivamente; siendo que el Activo Integral Cantarell es el primer productor de aceite a nivel nacional con 1.5 mmbd y segundo productor de gas natural con 944.9 mmpcd. El Activo Integral Ku-Maloob-Zaap muestra para la reserva probada más probable (2P) una relación reserva- producción de 23.4 años y para el caso de la reserva probada más probable más posible (3P), esta relación es de 29.5 años (PEP 2008).

II.1.2.2 Región Marina Suroeste

Esta región cubre una superficie de 352,390 km² y se localiza en aguas marinas que abarcan la plataforma y el talud continental del Golfo de México; se encuentra delimitada hacia el sur por los Estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el oriente por la Región Marina Noreste y hacia el norte y poniente por las aguas territoriales nacionales (Figura 2.8) (PEP 2008).



Figura 2.8. Localización de la Región Marina Suroeste (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

La componen los Activos Integrales Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y el Activo Regional de Exploración (Figura 2.9). Al cierre del año 2007 se incorporaron 3 campos nuevos, uno de ellos referente a un descubrimiento realizado en un tirante de agua superior a 800 metros, por lo que actualmente la región administra 64 campos con reservas remanentes, 19 de ellos con producción de aceite ligero y superligero, así como gas asociado, es decir, existe una proporción importante de campos por desarrollar.

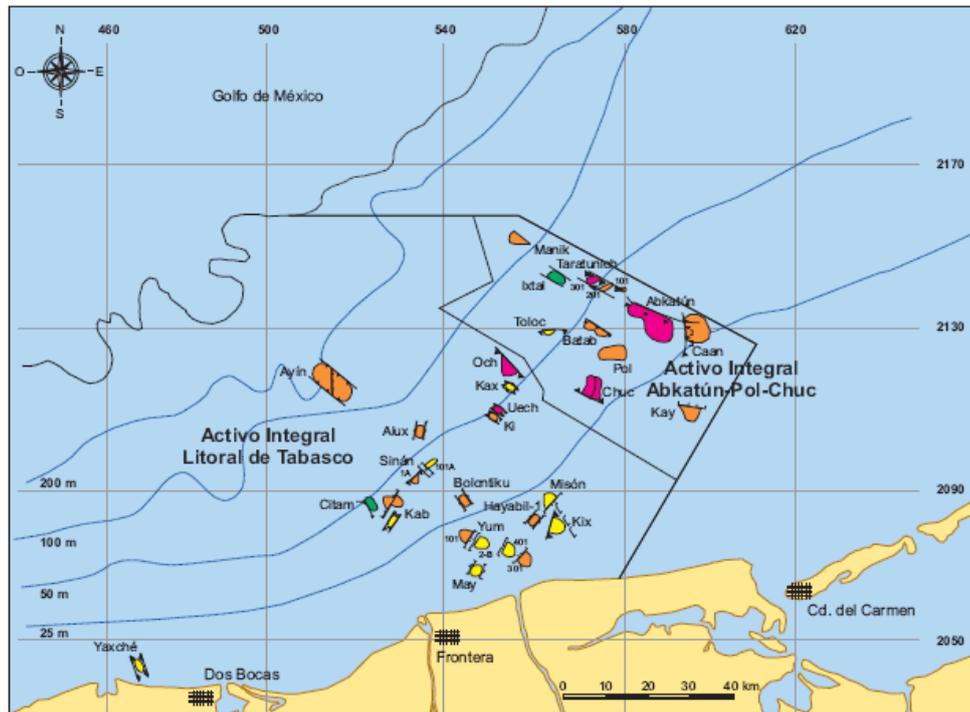


Figura 2.9. Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Marina Suroeste (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Durante el año 2007, la producción diaria de aceite de la región promedió 505.9 miles de barriles, es decir, acumuló en dicho año 184.6 mmb. Para el mismo año, la actividad exploratoria resultó exitosa al descubrir 3 nuevos campos; Lalail, Xulum y Kuil, con un volumen de reservas totales o 3P de 375.3 mmbpce. Esto significó ser la región con mayor incorporación de reservas a nivel nacional durante ese año, es decir, 35.6 %; asimismo, el descubrimiento del pozo Lalail 1, permite estimar que los resultados futuros serán similares a los de 2007.

Evolución de las reservas

Al 1 de enero de 2008, la reserva probada de aceite para la Región Marina Suroeste asciende a 994.9 mmb, la cual representa 9.5 % de la reserva probada del país; las reservas probables y posibles de aceite ascienden a 911.9 mmb y 1,020.9 mmb, representando 8.4 % y 10.3 %, respectivamente. Por lo tanto, las reservas 2P y 3P alcanzan 1,906.8 mmb y 2,927.8 mmb (Figura 2.10) (PEP 2008).

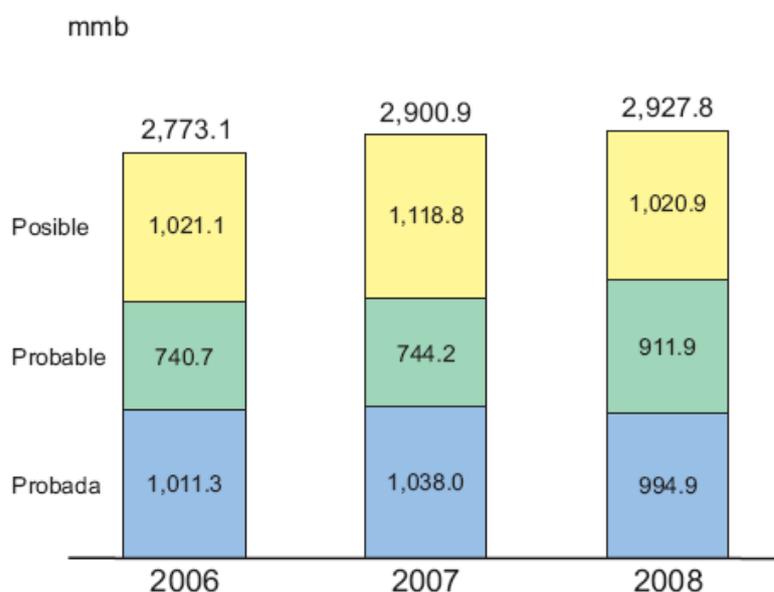


Figura 2.10. Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Suroeste en los últimos tres años (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

En relación a las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región, éstas registran valores de 533.1mmb y 461.8 mmb; por otra parte, de acuerdo a su densidad, las reservas probadas de aceite crudo de 994.9 mmb están constituidas por 120.9 mmb de aceite pesado, equivalente a 12.2 %, 669.4 mmb de ligero ó 67.3 %, y los restantes 204.6 mmb corresponden a superligero, es decir, 20.6 % del total probado de la región.

En la tabla 2.9 se encuentra la composición de las reservas de aceite por su densidad en las categorías 2P y 3P para cada activo integral; posteriormente, se aprecia la figura 2.11, en donde se tiene el volumen del tipo de aceite por Activo (a) y el porcentaje del tipo de aceite de la (b).

Tabla 2.9. Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Marina Suroeste (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Activo	Aceite					
	Reserva 2P			Reserva 3P		
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
Total	337.2	1,254.9	314.7	740.0	1,692.5	495.3
Abkatún-Pol-Chuc Litoral	128.7	787.9	36.1	251.1	911.5	77.7
de Tabasco			208.6	488.8	781.0	417.6

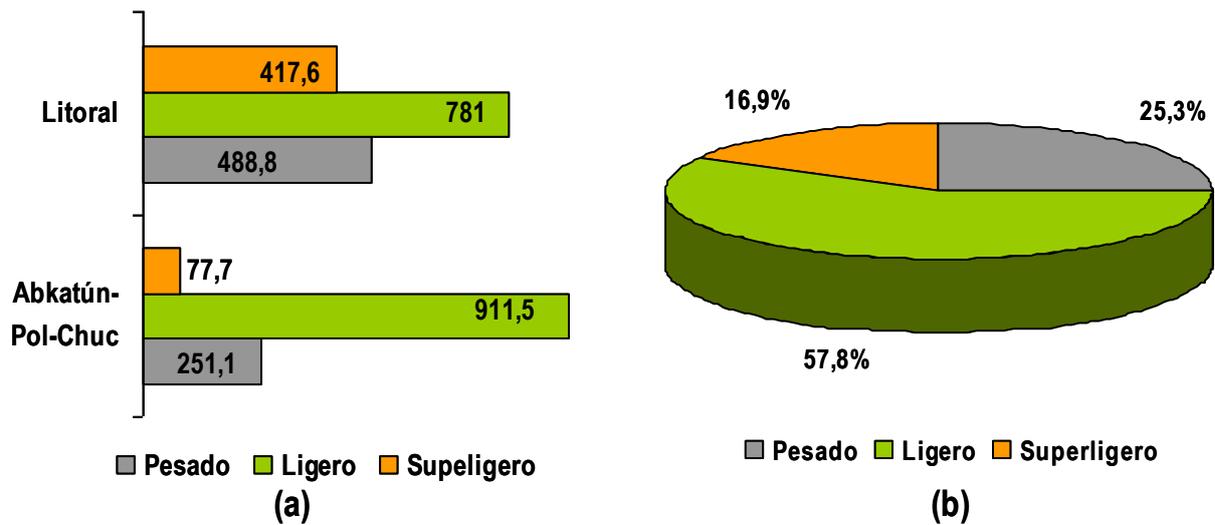


Figura 2.11 Participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Marina Suroeste
 (a) Volumen del tipo de aceite por Activo, (b) Porcentaje del tipo de aceite de la región
 (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Relación reserva-producción

Para la Región Marina Suroeste, la relación reserva probada-producción es de 6.1 años, considerando una producción constante de 268.1 mmbpce; para el caso de la reserva probada más probable, la relación resulta de 11.3 años, mientras que para la reserva 3P es de 17.8 años.

En particular, el Activo Integral Abkatún–Pol-Chuc presenta el valor más bajo para esta relación con 4.6 años, utilizando la reserva probada, en tanto que para el Activo Integral Litoral de Tabasco resulta de 8.2 años. Considerando las reservas 2P de cada uno de los activos integrales, las relaciones resultan de 8.3 y 15.6 años para Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, respectivamente. Para las reservas 3P o totales, persiste la misma variación entre los dos activos al obtenerse valores de 10.7 años para el Activo Integral Abkatún-Pol-Chuc y de 27.8 años para Litoral de Tabasco (PEP 2008).

II.1.2.3 Región Norte

Con una extensión superior a los dos millones de kilómetros cuadrados, esta región es la más extensa del territorio nacional. Se localiza en la parte norte del país y se encuentra delimitada al norte por los Estados Unidos de América, al este con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al sur con el Río Tesechoacán y al oeste con el Océano Pacífico (Figura 2.12) (PEP 2008).



Figura 2.12. Localización de la Región Norte
(PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Administra tres Activos Integrales en donde se realizan actividades de desarrollo y explotación de los campos descubiertos, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; también administra el Activo Regional de Exploración que concentra la actividad de incorporación de reservas y evaluación de potencial (Figura 2.13).

Actualmente ocupa el primer lugar como productora de gas no asociado y es donde se realiza la actividad más intensa de desarrollo de campos, particularmente en las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla; además, también es la región más importante en términos de reservas 3P o totales, al incluir los 29 campos que conforman el Paleocanal de Chicontepec, el cual a su vez está considerada como el área con mayor potencial para futuro desarrollo.



Figura 2.13. Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Norte (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Para el año 2007, la región alcanzó una producción anual de 31.7 mmb, cifra equivalente al 2.8 % de la producción nacional de aceite. La producción histórica acumulada asciende a 5,636.7 mmb, valor que corresponde al 15.7 % de la producción histórica acumulada nacional de aceite.

En la producción de aceite, el desarrollo de campos en el Activo Integral Poza-Altamira ocurrió principalmente en los campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín del Paleocanal de Chicontepec donde se terminaron 146 pozos, resultando todos ellos productores; lo que contribuyó a mantener la plataforma de producción anual de aceite del Paleocanal de 8.0 mmb.

En lo que respecta a la actividad exploratoria, durante 2007 se continuó con las tareas correspondientes, lográndose descubrimientos que permitieron adicionar reservas tanto de aceite como de gas; por ejemplo, el pozo Quetzalli 1, perteneciente al Activo Integral Veracruz, resultó productor de aceite a nivel Eoceno Medio, lo que permitió extender aún más el área del campo Perdiz.

Evolución de las reservas

Al 1 de enero de 2008, la Región Norte presenta una reserva probada de aceite de 840.7 mmb, correspondiendo 303.1 mmb a la reserva desarrollada y 537.6 mmb a la reserva no desarrollada. En tanto que las reservas probables y posibles de aceite se cuantificaron en 6,056.7 mmb y 5,648.7 mmb, respectivamente; lo que implica que las reservas 2P y 3P alcanzan valores de 6,897.3 mmb y 12,546.0 mmb.

La figura 2.14 muestra la evolución histórica de las reservas probadas, probables y posibles de aceite de los últimos tres años; mientras que en la tabla 2.10 se indica a nivel activo la composición de las reservas 2P y 3P por tipo de fluido, es decir, aceite pesado, ligero y superligero (**PEP 2008**).

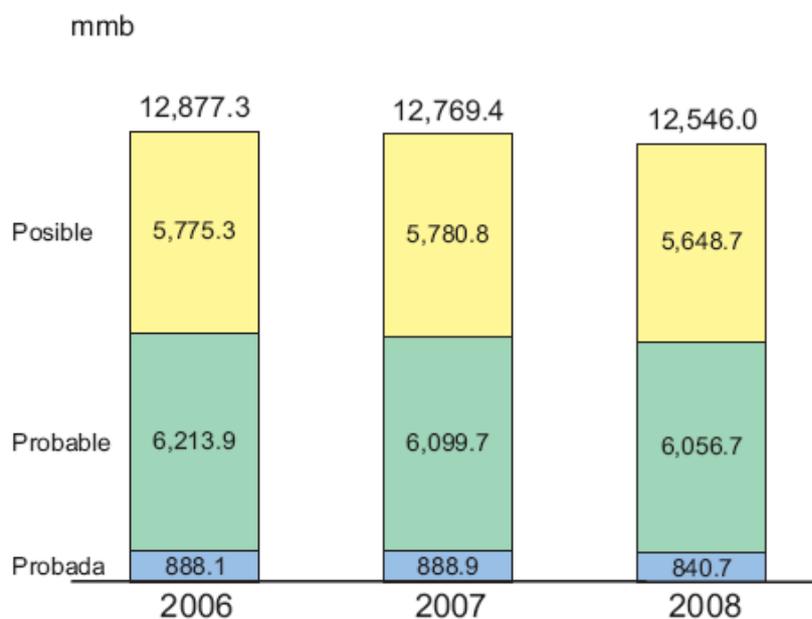


Figura 2.14. Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Norte en los últimos tres años (**PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”**).

La reserva probada de aceite de la región, al 1 de enero de 2008, representa 8.0 % de la reserva probada total del país; y a nivel regional, la reserva de aceite en esta categoría se concentra casi en su totalidad en el Activo Integral Poza Rica-Altamira con 98.6 %. Respecto a las reservas probadas desarrolladas de aceite, éstas representan 4.1 % el total nacional; y a nivel regional, las reservas probadas de aceite se localizan, casi en su totalidad, en el Activo Integra Poza Rica - Altamira con 97.9 %, y el volumen restante pertenece al Activo Integral Veracruz. En cuanto a las reservas probadas no desarrolladas de aceite y gas natural al 1 de enero de 2008, éstas alcanzaron en la

región 537.6 mmb, cantidades que significa 17.6 % en relación a los totales nacionales; regionalmente, el Activo Integral Poza Rica - Altamira concentra prácticamente la totalidad de las reservas probadas no desarrolladas de aceite con 99.1 %.

La estimación de las reservas probables de aceite a la misma fecha, es de 6,056.7 mmb, que significa 56.0 % del total nacional en esta categoría; el Activo Integral Poza Rica-Altamira, a nivel región, tiene prácticamente la totalidad de las reservas probables de aceite con 99.9 %, valor que obedece a los volúmenes de reservas del Paleocanal de Chicontepec.

Haciendo referencia a las reservas posibles de la región, éstas alcanzaron 5,648.7 mmb de aceite o el 57.1 % de la región de las reservas totales del país; nuevamente, el Activo Integral Poza Rica - Altamira concentra los mayores volúmenes de reservas posibles de aceite con 99.7 %, siendo la razón principal los volúmenes de reservas del Paleocanal de Chicontepec, los cuales ascienden a 5,424.7 mmb.

Las reservas 3P o probadas más probables más posibles de aceite, son 12,546.0 mmb, cifra que significan 40.2 % en relación a las reservas totales nacionales; el Activo Integral Poza Rica-Altamira presenta los mayores volúmenes de reservas de aceite, alcanzando 99.7 %, es decir, 12,512.3 mmb, siendo los campos del Paleocanal de Chicontepec los que concentran 93.4 % del total del activo.

Tabla 2.10. Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Norte (PEP 2008, "Reservas de Hidrocarburos de México").

Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Norte						
Activo	Aceite					
	Reserva 2P			Reserva 3P		
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
Total	2,657.1	3,493.9	746.4	4,211.9	6,824.6	1,509.5
Burgos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Poza Rica - Altamira	2,639.0	3,493.9	746.4	4,178.2	6,824.6	1,509.5
Veracruz	18.1	0.0	0.0	33.7	0.0	0.0

En la figura 2.15, se observan dos gráficas que muestran la participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Norte; en ellas se presenta el volumen del tipo de aceite por Activo (a) y el porcentaje del tipo de aceite de la región (b).

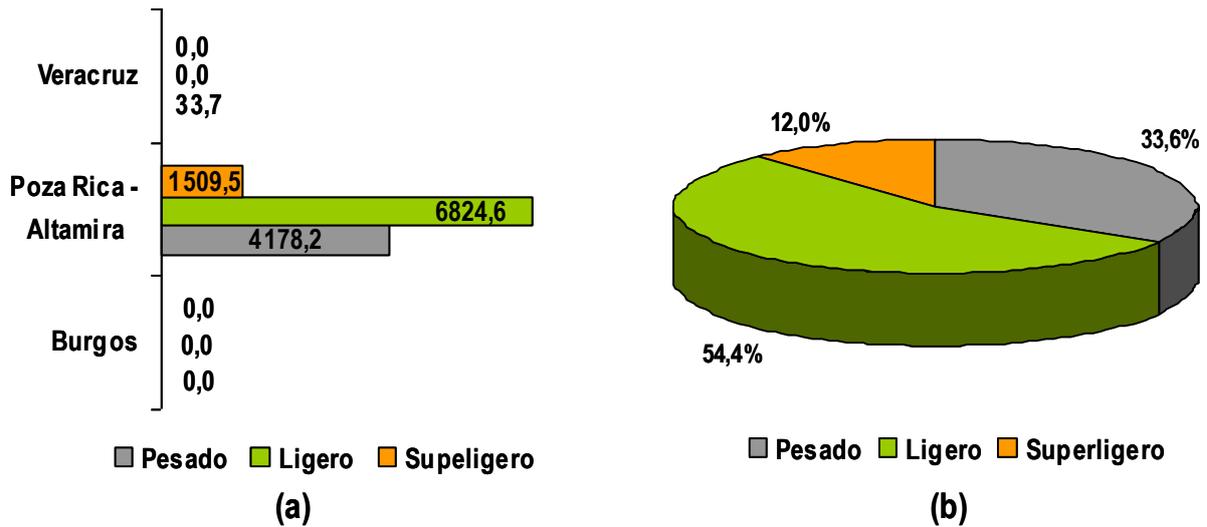


Figura 2.15. Participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Norte
a) Volumen del tipo de aceite por Activo, (b) Porcentaje del tipo de aceite de la región
(PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Relación reserva-producción

La relación reserva probada-producción de petróleo crudo equivalente es de 7.9 años considerando una producción anual de 216.6 mmbpce; para el caso de la reserva 2P (probada más probable), esta relación es de 50.6 años, mientras que para reserva 3P (probada más probable más posible) es de 93.0 años. Estos últimos dos valores están influenciados por los datos de reservas probables y posibles de los campos del Paleocanal de Chicontepec, que de manera conjunta presentan las cifras más altas del país en dichas categorías.

Con referencia a la relación reserva-producción de aceite, ésta resulta de 26.5 años para la reserva probada, 217.4 años para la reserva 2P y 395.5 años para la 3P, datos obtenidos considerando una producción de 31.7 mmb (PEP 2008).

II.1.2.4 Región Sur

La Región Sur se integra por los Estados de Chiapas, Tabasco, Campeche, Yucatán, Quintana Roo, así como porciones de los Estados de Guerrero, Oaxaca y Veracruz, abarcando un área de 390 mil km² (Figura 2.16) (PEP 2008).



Figura 2.16. Localización de la Región Sur
(PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Administrativamente se compone por cinco Activos Integrales: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna, además de un Activo Regional de Exploración. Al cierre del año 2007 la región administra 154 campos, siendo el Activo Integral Cinco Presidentes el de mayor número de campos con 42 y Samaria-Luna el de menor número con 17 (Figura 2.17).

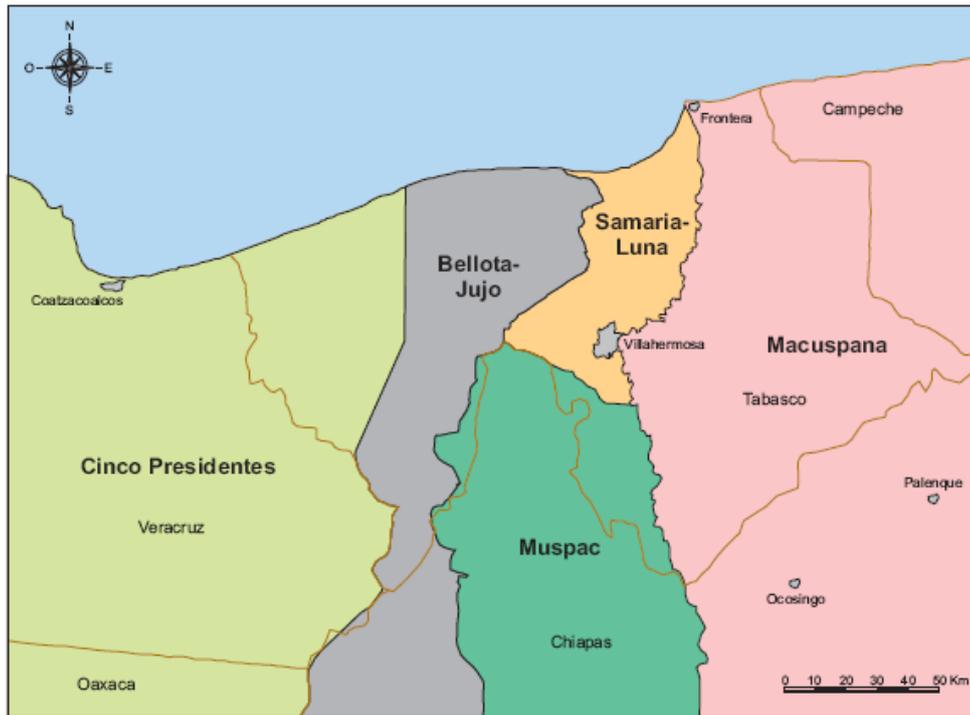


Figura 2.17. Ubicación geográfica de los activos integrales de la Región Sur (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

La producción de hidrocarburos durante el año 2007 fue de 169.8 mmb de aceite, contribuyendo con 15.1 % de la producción total del país. En lo que se refiere a la producción en términos de petróleo crudo equivalente, el año pasado la Región Sur aportó 286.8 mmb, que corresponden a 17.9 % del total nacional, con lo que se ubica una vez más en la segunda posición, solamente por debajo de la Región Marina Noreste.

Evolución de las reservas

Las actividades exploratorias, de desarrollo de campos y mantenimiento de pozos, han permitido sostener los niveles de las reservas en sus distintas categorías en la Región Sur. Al 1 de enero de 2008, la reserva 3P asciende a 3,801.0 mmb, que significan 12.2 % con respecto a las reservas totales del país (Figura 2.18).

En cuanto a las reservas 2P de la región, al 1 de enero de 2008, ascienden a 3,378.6 mmb, equivalentes al 15.8 %, comparadas con las cifras correspondientes a nivel nacional (PEP 2008).

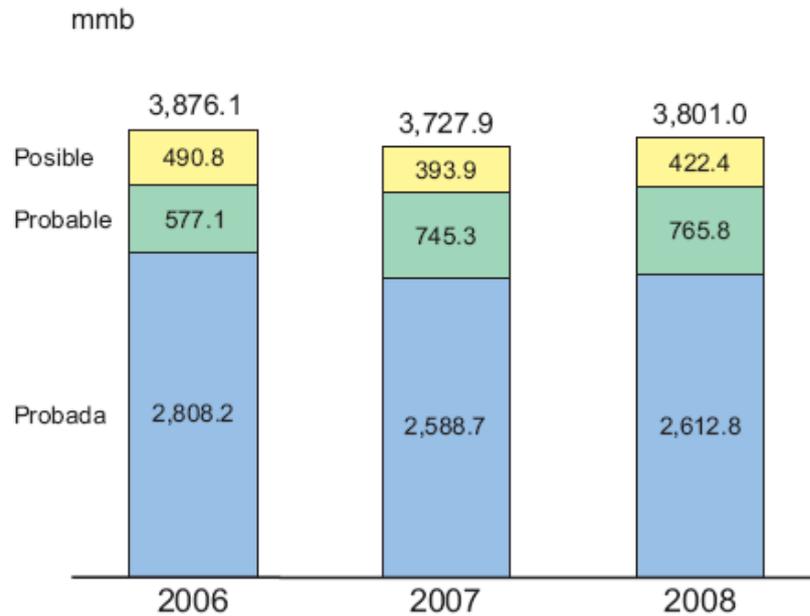


Figura 2.18. Evolución histórica de las reservas remanentes de aceite crudo de la Región Sur en los últimos tres años (PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Las reservas probadas de aceite ó 1P de la región alcanzaron 2,612.8 mmb, éstas, comparadas con los totales del país, representan 24.9 %. En cuanto a la subdivisión de reservas probadas, las desarrolladas de aceite alcanzaron 1,840.7 mmb; por su parte, las reservas probadas no desarrolladas, alcanzaron 772.1 mmb. De acuerdo al tipo de fluido, las reservas probadas de aceite ligero predominan en la región con 2,078.8 mmb, los cuales equivalen a 79.6 %, les siguen las reservas de aceite superligero y finalmente las de aceite pesado con 483.1 mmb y 50.9 mmb, respectivamente, equivalentes a 18.5 % y 1.9 %. Los principales campos de aceite ligero son Jujo-Tecominoacán, Samaria e Iride.

La contribución de la reserva probable de aceite de la región es de 765.8 mmb, equivalentes al 7.1 % del total en el país; en donde los mayores volúmenes de reservas probables se localizan en los activos integrales Bellota - Jujo y Samaria - Luna, particularmente en los campos Tajón y Paché, descubiertos en 2007 y en Samaria y Cunduacán.

Las reservas posibles de la región contribuyen con 422.4 mmb de aceite, equivalentes al 4.3 % del total del país. El 67.8 % de las reservas posibles de aceite se localizan en los campos Magallanes-Tucán-Pajonal, Iride, Carrizo, Sitio Grande, Samaria, Cactus y Sen.

En la tabla 2.11 se muestra, a nivel activo, la distribución de las reservas 2P y 3P clasificadas como de aceite pesado, ligero y superligero; y en la figura 2.19, se presenta el volumen del tipo de aceite por Activo (a) y el porcentaje del tipo de aceite de la región (b).

Tabla 2.11. Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Norte
(PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Composición de las reservas 2P y 3P por activo de la Región Sur						
Activo	Aceite					
	Reserva 2P			Reserva 3P		
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb
Total	180.9	2,421.8	775.9	323.5	2,612.5	865.0
Bellota-Jujo	29.4	939.6	308.6	31.5	950.4	308.6
Cinco Presidentes	1.8	1.8	254.8	1.8	346.8	27.5
Macuspana	0.0	17.1	36.0	0.0	17.1	62.1
Muspac	14.6	79.0	64.6	15.0	166.9	83.2
Samaria-Luna	135.1	1,131.3	347.3	275.2	1,131.3	383.7

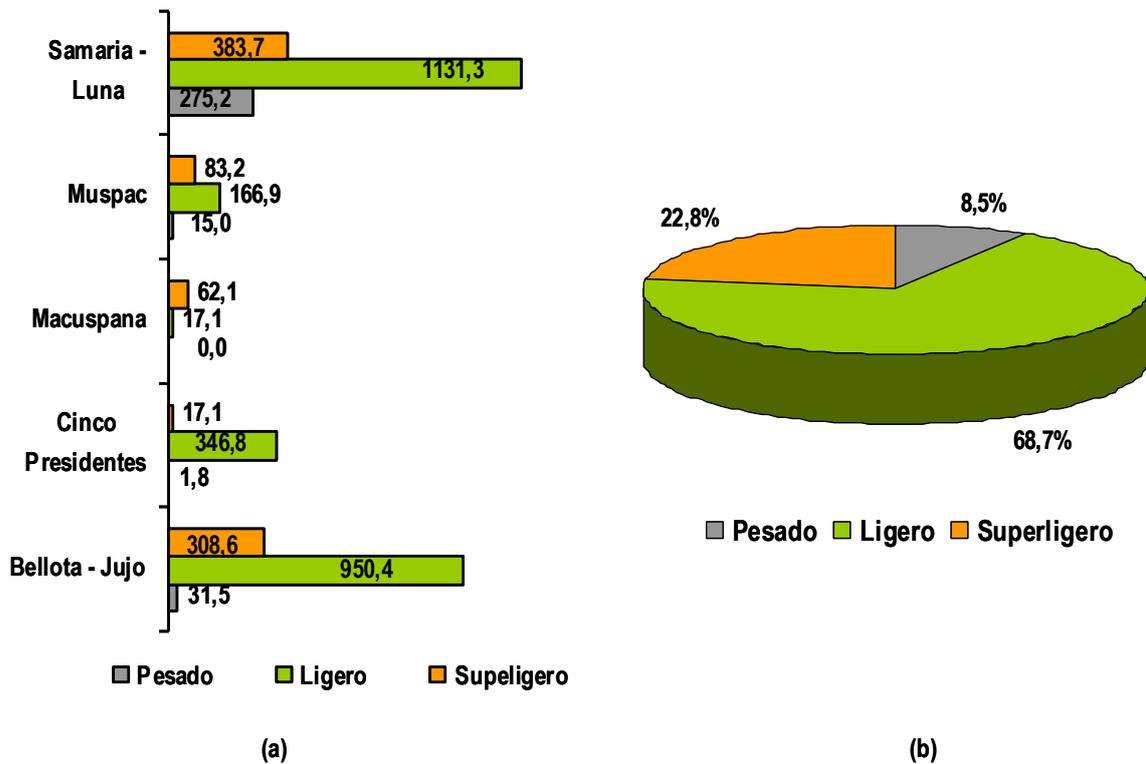


Figura 2.19. Participación por tipo de crudo de las reservas totales de la Región Sur
b) Volumen del tipo de aceite por Activo, (b) Porcentaje del tipo de aceite de la región
(PEP 2008, “Reservas de Hidrocarburos de México”).

Relación reserva-producción

Considerando la producción obtenida durante 2007 por 286.8 mmbpce, la relación reserva probada-producción para la Región Sur es de 15.1 años. Para el caso de la reserva 2P, la relación es de 19.4 años e involucrando la reserva 3P, es de 21.7 años. Los activos integrales Samaria-Luna y Bellota-Jujo presentan la mayor relación reserva probada-producción de la región con 17.1 años en ambos casos.

La relación reserva probada-producción de aceite en la región es de 15.4 años, utilizando una producción anual de 169.8 mmb de aceite; si esta relación se calcula utilizando la reserva 2P, la relación resulta de 19.9 años, en tanto que para la reserva 3P de 22.4 años. El Activo Integral Samaria-Luna tiene la mayor relación reserva probada-producción de aceite con 18.7 años (**PEP 2008**).

II. 2 Reservas de aceite pesado en el mundo

La disminución en el suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, son incentivos para las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado, los cuales presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para su producción, transporte y refinación; sin embargo, estos retos serán superados con la nueva tecnología y las modificaciones en los métodos desarrollados para los aceites convencionales. (Alboudwarej H., *et. al.*, 2006).

Debido a que el aceite pesado tiene menor valor económico, es más difícil de producir y de refinar que los convencionales, surge la pregunta acerca del porqué el interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo; la respuesta, por una parte, es que bajo los conocimientos y aplicación de la tecnología actual, es posible explotar este tipo de yacimientos de manera rentable; mientras que por el otro lado, se debe a que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13×10^{12} barriles; de los cuales, el petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente y el resto corresponde a petróleo pesado, extrapesado y bitumen, es decir, 6 a 9 billones de barriles (Figura 2.20).

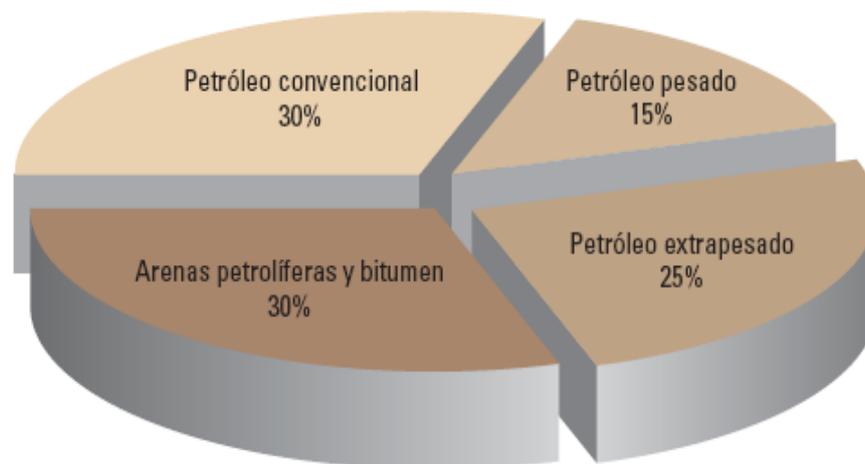


Figura 2.20. Total de reservas de petróleo del mundo (Hussein Alboudwarej, *et. al.*, 2006).

El petróleo de baja densidad API, promete desempeñar un papel muy importante en el futuro de la industria petrolera; por lo que muchos países están tendiendo a incrementar su producción, a revisar las estimaciones de reservas, a comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura (Alboudwarej H., *et. al.*, 2006).

En la tabla 2.12 se enlistan estimados del volumen de aceite pesado dentro de los mayores depósitos petroleros en el mundo. Se debe considerar incertidumbre en estos volúmenes, particularmente en aquellos para Venezuela y para el "Triángulo de Carbonato de Alberta" ("Alberta's Carbonate Triangle"). No obstante, es evidente que la mayor parte de crudo pesado está dividido entre Canadá y Venezuela (Butler R. M., 1991).

Tabla 2.12. Depósitos principales de aceites pesados y arenas petrolíferas
(Butler R. M., 1991).

Depósitos principales de aceite pesado y arenas petrolíferas	
País y depósito	Volumen (billones de barriles)
<i>Venezuela</i>	
Faja del Orinoco	700 - 3000
<i>Canadá</i>	
Athabasca	869
Lago Frío	270
Wabasca	119
"Peace River"	92
Lloydminster	32
Triángulo de carbonato	1350
Subtotal	2732
<i>Rusia</i>	
Melekess	123
Siligir	13
Olenek	8
Subtotal	144
<i>Estados Unidos</i>	
"Tar Triangle"	16
"Circle Cliffs"	1
Sunnyside	4
P.R. Springs	4
Hill Creek	1
Asphalt Ridge	1
Varios aceites pesados	110
Subtotal	137
Total de los cuatro países	3713 - 6013

La figura 2.21, que se basa en un escrito de A. Janish (1979), compara estimados de las cantidades de aceite pesado más arenas bituminosas (en billones de barriles) con aquéllas de aceite convencional; y aunque éstas tienen considerable incertidumbre asociada a las mismas, se

encuentran en el orden correcto de magnitud. Debe notarse, que se representa el volumen de aceite original, no el que es recuperable (Butler R. M., 1991).

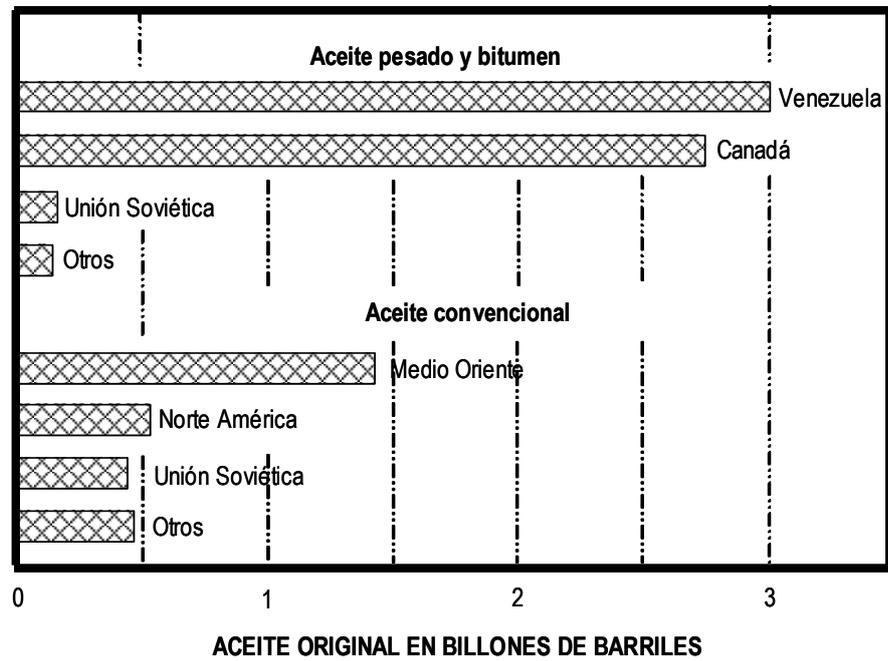


Figura 2.21. Comparación de la magnitud de volumen original de aceite pesado y bitumen con el aceite convencional (Butler R. M., 1991).

II.2.1 Casos históricos en el mundo

II.2.1.1 Venezuela – La acumulación de petróleo pesado más grande del mundo.

En 1914, se descubrió el primer campo importante de aceite pesado en Venezuela, conocido como Mene Grande; en ese época, se llegó a producir hasta 264 bpd por pozo de hidrocarburo pesado de 10.5 °API proveniente de las areniscas someras localizadas a 550 pies de profundidad. La inyección de vapor se probó en Mene Grande en 1956, pero éste irrumpió en la superficie; la prueba se detuvo, y cuando los pozos inyectoros se abrieron para liberar la presión, produjeron petróleo; lo que condujo al descubrimiento fortuito de los beneficios de la inyección cíclica de vapor (**Curtis C., et. al., 2002**).

Venezuela posee muchos yacimientos de petróleo pesado y extrapesado, siendo los más importantes los localizados dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco, cuya extensión es de 55,000 km² y se divide en cuatro zonas explotadas por cuatro compañías que operan bajo un esquema de riesgos compartidos (Figura 2.22). En 1935, un pozo descubridor produjo crudo de 7°API a razón de 40 bpd; sin embargo, la Faja no se estudió en detalle hasta 1968. Estos estudios condujeron a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) a realizar una importante campaña de cinco años, durante la cual se evaluaron varias técnicas de producción en frío y caliente, comprobándose que las propiedades del yacimiento eran típicas de areniscas someras no consolidadas; además, las estimaciones iniciales indicaron que no más el 5 % del petróleo de 7 a 10 °API original podría recuperarse sin calentamiento. A fines de 1980, el costo del calentamiento no favoreció la viabilidad comercial del desarrollo de la Faja, por lo que más tarde, se combinaron varios factores para mejorar la situación.



Figura 2.22. Localización de la Faja del Orinoco (**Carl Curtis, et. al., 2002**).

A pesar de que el crudo de la Faja posee una viscosidad menor a cualquier densidad API que la mayoría de los petróleos pesados, fue posible aplicar bombeo en este tipo de hidrocarburo sin el costo de calentamiento y obtener producciones de cientos de barriles por día. Sin embargo, era necesario generar gastos de producción mayores para un desarrollo económicamente viable, pero los regímenes de producción más altos provocaban una importante producción de arena y requería bombas de fondo de pozo más potentes; para ello, se utilizaron pozos horizontales, los cuales resolvieron el primer problema, permitiendo tasas de flujo más altas con menos caída de presión y minimizando los problemas de producción de arena.

A mediados de década de 1990, los pozos horizontales comenzaban a resultar efectivos en materia de costos, debido a que las bombas de los sistemas de cavidades progresivas y de bombeo electrocentrífugo evolucionaron para manejar aceites pesados y además, grandes volúmenes de los mismos; siendo entonces, esta tecnología apropiada para el desarrollo comercial del petróleo de la Faja del Orinoco.

En la actualidad se estima que la región contiene 1.36 billones de barriles de aceite original; y para desarrollar estas reservas, se creó la Asociación Estratégica de Petróleo Pesado del Orinoco, cuyo objetivo es alcanzar una producción de 600,000 bpd para el año 2005 y mantener este régimen por 35 años; esta asociación está conformada por: Operadora Cerro Negro, que incluye a ExxonMobil, Veba Oil & Gas y PDVSA, que permanece activa en el área de Cerro Negro; Petrozuata (ConocoPhillips y PDVSA) y Sincor (TotalFinalElf, Statoil y PDVSA) desarrollando concesiones en el área de Zuata; y Ameriten (ConocoPhillips, ChevronTexaco y PDVSA) en Hamaca (**Curtis C., et. al., 2002**).

II.2.1.2 Canadá – Enormes depósitos someros

Canadá no está dotado de grandes reservas de aceite convencional, o al menos no con fácil accesibilidad; pero sin embargo, tiene enormes cantidades de arenas petrolíferas y volúmenes grandes de aceite pesado. Este país contiene aproximadamente 1/6 del aceite descubierto en el mundo, aunque cerca del 95 % de éste es bitumen, por lo que la recuperación y utilización de este bitumen es un reto para los ingenieros y científicos (**Butler R. M., 1991**).

Canadá posee la porción más grande de reservas de bitumen y de petróleo ultrapesado en el mundo con 2.5 billones de barriles, siendo las areniscas petrolíferas Athabasca, en Alberta, Canadá, el depósito más conocido (Figura 2.23). A finales del año de 1700, los exploradores y cazadores por primera vez afloramientos de areniscas llenas de alquitrán; y a principios de 1900, aparecieron métodos al estilo de la minería para explotar el petróleo tipo asfalto como material de pavimentación (Curtis C., *et. al.*, 2002).



Figura 2.23. Areniscas petrolíferas Athabasca de Alberta, Canadá
(Carl Curtis, *et. al.*, 2002).

Actualmente, la explotación minera en superficie en este país es una industria importante y en crecimiento, en donde varias compañías, entre las que se encuentran Syncrude Canada, Suncor Energy y Shell Canada, extraen crudo de minas y están desarrollando proyectos para explotar estas areniscas, que contienen bitumen de 7.5 a 9.0 °API y con viscosidades altas; además, hoy en día, las areniscas Athabasca proporcionan cerca de un tercio de la producción total de petróleo de Canadá, y se espera que para el año 2005, este porcentaje llegue al 50 %.

Varios operadores están invirtiendo en yacimientos de mayor profundidad que sólo pueden alcanzarse a través de pozos. La alta viscosidad del aceite de esta zona, no hace posible la producción en frío de los pozos; sin embargo, una vez que el petróleo se calienta, fluye fácilmente, de modo que las compañías están invirtiendo en instalaciones de inyección de vapor de agua desde el principio de explotación de estos yacimientos. (Curtis C., *et. al.*, 2002).

II.2.1.3 California, EUA – Produciendo por más de un siglo

Aunque las acumulaciones de petróleo pesado en Estados Unidos son mucho más pequeñas en total que los depósitos venezolanos y canadienses, éstas son muy importantes para el país. En la tabla 2.13 se aprecian estimados de las dimensiones de los depósitos de este país (Butler R. M., 1991).

Tabla 2.13. Aceites pesados y Arenas bituminosas en EUA
(Butler R. M., 1991, tabla basada en Whiting 1979).

Aceites pesados y arenas bituminosas en Estados Unidos	
Hidrocarburo	Billones de barriles
<i>Aceite pesado</i>	
Alabama y Mississippi	3
Arkansas	5
California	54
Louisiana	6
Oklahoma	2
Texas	31
Utah	1
Wyoming	5
Subtotal	107
<i>Arenas Bituminosas</i>	
Utah	23 - 29
Otros	
Subtotal	24 - 30

Como se observa en la tabla anterior, el volumen original total de aceite pesado es cerca de 107 billones de barriles; localizándose aproximadamente la mitad de éste en California, y la mayoría del resto en Texas (Butler R. M., 1991).

A finales del año de 1800, los pobladores y exploradores descubrieron petróleo pesado en California debido a la perforación de pozos cercanos a la superficie; en este país, tres de los seis campos super gigantes son de aceite pesado y han producido mil millones de barriles por cada uno, éstos campos son: Midway – Sunset, Kern River y South Belridge (Curtis C., et. al., 2002).

El campo Kern River, localizado cerca de Bakersfield, California, se descubrió en 1899 por un pozo descubridor cavado a mano en el que se encontró petróleo a 43 pies de profundidad (Figura 2.24).

Este campo tiene 10 km de largo y 6.4 km de ancho aproximadamente, la producción de hidrocarburo de baja densidad API proviene de la Formación Kern River, de edad Mioceno a Pleistoceno; la saturación inicial promedio de aceite de las areniscas de esta formación era del 50 %, con una porosidad promedio del 31 % y una permeabilidad que varía entre 1 y 10 Darcies. El campo contenía alrededor de 4,000 MMbbl de petróleo originalmente; sin embargo, su densidad de 10 a 15 °API y su viscosidad de 500 a 10,000 cp, combinadas con las bajas temperaturas y la presión inicial del yacimiento, dieron como resultado una baja recuperación primaria.



Figura 2.24. Localización del campo Kern River (Carl Curtis et. al., 2002).

La producción del campo Kern River alcanzó su punto máximo a principios de 1900 con un poco más de 40,000 bpd; no obstante, el pobre comportamiento del yacimiento y la baja demanda de aceite pesado causaron que los niveles de producción declinaran considerablemente. Fue entonces, a mediados de la década de los años 50's donde la producción aumentó debido a la aparición de mejores técnicas de refinación de petróleo pesado y a la llegada de calentadores de fondo de pozo (Figura 2.25).

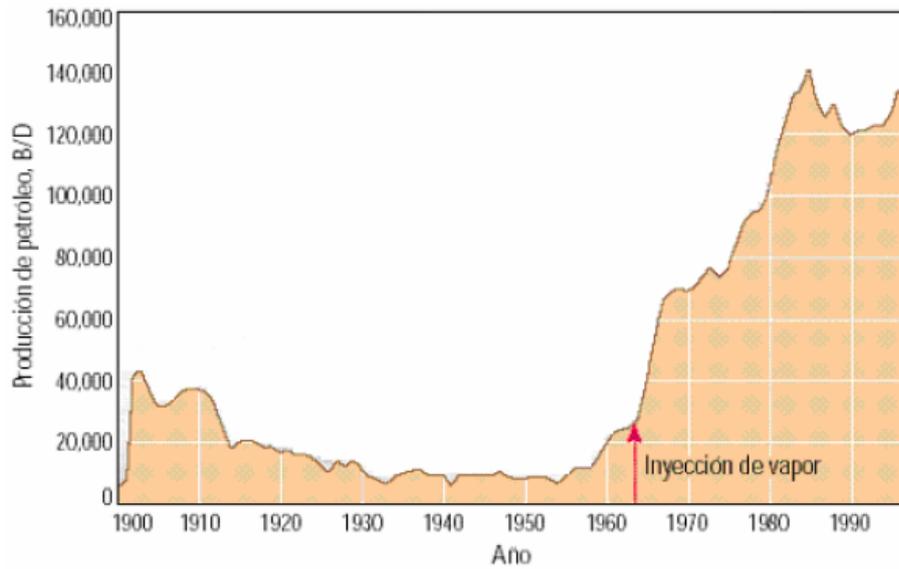


Figura 2.25. Historia de producción del campo Kern River (**Carl Curtis et. al., 2002**).

Por otra parte, los experimentos con inyección de vapor principios de la década de 1960 permitieron a comprobar el potencial de los métodos de recuperación térmicos, para lo cual, este campo responde favorablemente al calor (**Curtis C., et. al., 2002**).

III PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.

Con la finalidad de que los productores de petróleo exploten de mejor manera el potencial económico de los activos de hidrocarburos, deben concentrar sus esfuerzos en su actividad específica; es decir, *la producción*. El personal de campo y los analistas de producción utilizan la experiencia local y la más avanzada tecnología para aprovechar al máximo la infraestructura, los recursos, los productos y los servicios a su alcance, mediante el uso de prácticas operativas más sensatas y la mutua cooperación con los proveedores de servicios integrados (**Lowe B. W., et. al., 1999**).

Para los crudos pesados, es decir, hidrocarburos de baja densidad API y alta viscosidad, la clave del éxito, tanto en producción como en transporte (tema que se tratará en el siguiente capítulo), es la reducción de la viscosidad por medio de la retención o adición de calor o, alternativamente, por medio del suministro de un diluyente. Debido a lo anterior, y de acuerdo a la experiencia de campo, existen básicamente cuatro métodos para iniciar y/o mantener el flujo en pozos de aceite pesado, éstos son: (**Visser R. C., 1989**).

1. Inyección de un diluyente.
2. Bombeo neumático del crudo con gas natural.
3. Bombeo del crudo pesado por medio de una bomba.
4. Suministro de calor y aislamiento del mismo.

Es importante mencionar, que la producción y el transporte de aceites pesado, comúnmente se lleva a cabo por la aplicación de varios métodos; es decir, éstos pueden combinarse y operar conjuntamente para obtener el desarrollo deseado del campo. Además, se debe tomar en cuenta que la selección del o los método(s) óptimo(s), dependerá(n) de la extensión del campo y de sus beneficios económicos.

Con respecto a la inyección de un diluyente para producción, éste puede suministrarse tanto temporal como permanentemente y puede inyectarse ya sea en el fondo o en la cabeza del pozo; y aunque en esta técnica se pueden requerir de grandes tanques de almacenamiento debido al volumen de diluyente que se necesite, actualmente se utiliza satisfactoriamente en la producción de aceite pesado. Una posible alternativa más económica dentro del rubro de inyección de diluyente, puede ser

el uso de una mezcla de agua producida con algún surfactante en lugar del hidrocarburo diluyente **(Visser R. C., 1989)**.

En el caso del levantamiento artificial por gas, éste funciona mediante la inyección de gas natural en los fluidos de producción, lo que reduce la densidad del fluido, ayudando así a que la presión del yacimiento levante el fluido hasta el árbol de producción. **(Amin A., et. al., 2005)**.

Otra forma de adicionar energía a los fluidos provenientes del yacimiento, es utilizando bombas, ya que éstas ayudan a extender la vida productiva de los campos petroleros. En los sistemas artificiales de producción aplicados en la industria petrolera, se incluyen bombas eléctricas semisumergibles, tipo jet y mecánicas; y pueden requerirse ya sea desde el comienzo de producción del pozo o después de un tiempo corto determinado **(Visser R. C., 1989)**.

Por el otro lado, se tiene el calor, el cual se suministra al crudo pesado durante el proceso de producción. El entendimiento y control del aspecto térmico en las operaciones de campo dentro de esta industria es un tema de investigación desde mediados de los años 60's; época en la que hubo un gran interés en el aumento en la recuperación de aceite por medio de inyección de vapor; sin embargo, para aplicaciones en donde el espacio anular se llenaba con gas, se identificó que se presentaban pérdidas de calor considerables. Entonces, se realizaron investigaciones, en las que se llegaron a registrar pérdidas de calor en la tubería del pozo sin material aislante del orden del 30% al 40 % **(Wang X., et. al., 2005)**.

No obstante, en la actualidad, con un buen manejo de transferencia de calor, es posible mantener la viscosidad del aceite pesado a niveles aceptables por medio del diseño de pozos térmicos novedosos e inteligentes, operación y mantenimiento de los mismos, y líneas y procesos en el equipo; así, se obtiene un eficiente suministro de fluido a las instalaciones superficiales al mismo tiempo que se reducen los problemas de aseguramiento de flujo y se mejora la rentabilidad en la explotación de estos campos **(Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006)**.

En este capítulo se hará una revisión de los sistemas artificiales de producción y de tres métodos, conocidos como “métodos de producción en frío”, utilizados en la industria del petróleo para producir aceites pesados.

III.1 Sistemas artificiales de producción para crudos pesados.

Debido a la naturaleza de los yacimientos de aceite pesado es necesario utilizar algún sistema artificial de producción para adicionar energía a los fluidos que se encuentran en el pozo y llevarlos hasta la superficie, lo que se logra debido a cambios impartidos o generados en los fluidos producidos con respecto a calor, presión y densidad; y lo cual, no es posible con la energía propia del yacimiento por la alta densidad y viscosidad de los hidrocarburos, cuyas propiedades son características de los aceites pesados. En el diseño del sistema artificial se consideran diversos factores, entre los que se incluyen el ritmo de producción, propiedades de los fluidos, localización, recuperación, dimensiones de tuberías de revestimiento y de producción, problemas de corrosión, de parafinas, depósito de incrustaciones, automatización, personal de operación, costos, vida de operación del equipo, etc.; los cuales son de gran importancia en la selección final del equipo de bombeo para utilizar el sistema artificial de producción adecuado que proporcione la energía óptima al pozo, obteniéndose de este modo, una explotación racional del yacimiento **(Amin A., et. al., 2005, Brown K. E., 1982)**.

El bombeo de crudos pesados viscosos requiere de atención especial, por lo que continuamente se desarrollan nuevos sistemas y métodos designados exclusivamente para aplicaciones en este tipo de hidrocarburos; en el caso de los pozos localizados en costa afuera y en aguas profundas, además de los factores anteriores y problemas específicos, se tienen limitaciones de espacio, que en las instalaciones superficiales llegan a ser relevantes. Cabe mencionar, que tanto para instalaciones terrestres como marinas, el sistema artificial de producción debe ser considerado antes de que el pozo sea perforado; obviamente en todos los pozos en desarrollo subsecuentes al pozo descubridor **(Brown K. E., 1982)**.

En las tablas 3.1 y 3.2 se resumen las ventajas y desventajas de los sistemas de bombeo utilizados alrededor del mundo: bombeo mecánico, bombeo neumático, Bombeo electrocentrífugo, bombeo hidráulico tipo pistón, bombeo hidráulico tipo jet y bombeo por cavidades progresivas; proporcionando pautas que indican cuando un sistema artificial de producción es más conveniente emplear que otro **(Brown K. E., 1982)**.

Tabla 3.1. Ventajas relativas de los Sistemas Artificiales de Producción
(Kermit E. Brown., 1982, Dunn L. J., et. al., 1995).

Ventajas relativas de los sistemas artificiales de producción				
Bombeo mecánico	Bombeo electrocentrifugo	Bombeo neumático	Bombeo hidráulico tipo jet	Bombeo por cavidades progresivas
<p>Diseño relativamente simple del sistema.</p> <p>Unidades fácilmente cambiables a otros pozos con un costo mínimo.</p> <p>Eficiente, simple y fácil de operar para el personal de campo.</p> <p>Aplicable para pozos angostos y terminaciones múltiples.</p> <p>Puede bombear un pozo a muy baja presión (profundidad y gasto dependientes).</p> <p>El sistema usualmente es naturalmente venteado por la separación del gas y por el nivel de fluidos.</p> <p>Flexible - puede manejar gastos variables a la capacidad del pozo conforme éste declina.</p> <p>Analizable.</p> <p>Puede bombear aceites con altas temperaturas y viscosidades.</p>	<p>Puede bombear volúmenes extremadamente altos (20,000 bpd en pozos poco profundos con TR larga).</p> <p>Puede ser utilizado en localizaciones urbanas.</p> <p>Simple de operar.</p> <p>Fácil de instalar sensores de fondo para monitorear la presión y pueda ser registrada en la superficie.</p> <p>Los pozos sinuosos no presentan problema.</p> <p>Aplicable en instalaciones marinas.</p> <p>Fácil desarrollo en tratamientos de corrosión e incrustaciones.</p> <p>Disponible en diferentes dimensiones.</p> <p>Costo de bombeo para grandes volúmenes</p>	<p>Puede manejar volúmenes grandes de sólidos con problemas mínimos.</p> <p>Puede manejar grandes volúmenes con bombeo continuo (50,000 bpd).</p> <p>Moderadamente flexible – Puede convertirse de bombeo continuo a intermitente conforme la presión del pozo declina.</p> <p>Puede ser utilizado en localizaciones urbanas.</p> <p>La fuente de Poder puede ser localizada en los alrededores.</p> <p>Fácil de obtener gradientes y presiones de fondo.</p> <p>El bombeo en pozos con abundante gas no es problema.</p>	<p>Recuperación sin tubería pulida.</p> <p>No tiene partes movibles.</p> <p>No se presentan problemas en pozos sinuosos o desviados.</p> <p>Puede utilizarse en localizaciones urbanas.</p> <p>Aplicable en instalaciones marinas.</p> <p>Puede utilizar agua como fuente de energía.</p> <p>El fluido que suministra energía no tiene que ser tan limpio como en el bombeo hidráulico por pistón.</p> <p>Fácil desarrollo en tratamientos de corrosión e incrustaciones.</p> <p>La fuente de Poder puede ser localizada en los</p>	<p>Eficiencias altas (50 – 60 %).</p> <p>Capacidad de producir fluidos con alta viscosidad, altas concentraciones de arena y altos porcentajes de gas libre.</p> <p>Ritmos internos bajos, lo cual limita la emulsificación de fluidos por agitación.</p> <p>No hay válvulas o partes reciprocantes que se puedan bloquear o desgastar.</p> <p>Costos de energía o capital bajos.</p> <p>Instalación, operación y mantenimiento simple.</p> <p>Puede ser utilizado en localizaciones urbanas.</p> <p>Equipo superficial silencioso y no voluminoso.</p>

Ventajas relativas de los sistemas artificiales de producción				
Bombeo mecánico	Bombeo electrocentrifugo	Bombeo neumático	Bombeo hidráulico tipo jet	Bombeo por cavidades progresivas
<p>Puede utilizar gas o electricidad para añadir energía.</p> <p>Corrosión e incrustaciones fáciles de manejar.</p> <p>Aplicable para detener el bombeo si se tiene control eléctrico.</p> <p>Disponible en diferentes dimensiones.</p> <p>Varillas huecas disponibles para terminaciones delgadas de pozo y para fácil tratamiento de inhibición.</p> <p>Se cuenta con bombas de válvula doble que pueden bombear el fluido con movimiento ascendente y descendente.</p> <p>Capaz de producir fluidos de alta viscosidad y baja densidad API.</p>	<p>generalmente muy bajo.</p> <p>Capaz de producir fluidos de alta viscosidad y baja densidad API.</p>	<p>Los pozos sinuosos no presentan problema.</p> <p>La corrosión usualmente no es un problema.</p> <p>Aplicable en instalaciones marinas.</p> <p>Capaz de producir fluidos de alta viscosidad y baja densidad API.</p>	<p>alrededores y puede manejar grandes volúmenes (30,000 bpd aprox.).</p> <p>Capaz de producir fluidos de alta viscosidad y baja densidad API.</p>	<p>Producción efectiva en profundidades hasta de 6,500 pies.</p> <p>Capaz de manejar crudos con densidades de 5 a 42 °API.</p> <p>Debido a que es un sistema e bajo torque, es posible utilizar mecanismos mecánicos, hidráulicos y eléctricos de fondo de pozo.</p>

Tabla 3.2. Desventajas relativas de los sistemas artificiales de producción
(Kermit E. Brown., 1982, Dunn L. J., et. al., 1995).

Desventajas relativas de los sistemas artificiales de producción				
Bombeo mecánico	Bombeo electrocentrífugo	Bombeo neumático	Bombeo hidráulico tipo jet	Bombeo por cavidades progresivas
Los pozos sinuosos presentan problemas de fricción.	No es aplicable para terminaciones múltiples.	El gas bombeable no es siempre disponible.	Relativamente es un método ineficiente de bombeo.	Ritmos de producción limitados (max = 3,145 bpd), levantamiento (max = 6,560 pies) y temperatura de operación (max = 170 °C).
Una producción alta de sólidos dificulta el flujo de fluidos.	Solamente aplicable con energía eléctrica.	No es eficiente en campos pequeños o contratos de un solo pozo.	Requiere al menos un 20 % de hundimiento para acercarse a la mejor eficiencia de bombeo.	Sensibilidad a los fluidos del entorno. El elastómetro puede deformarse o dañarse al exponerse a ciertos fluidos.
Los pozos con abundante gas usualmente disminuyen la eficiencia volumétrica.	Altos voltajes son necesarios (1,000 V).	Dificultad para bombear emulsiones y aceites viscosos.	El diseño del sistema es más complejo.	Tendencia del estator a dañarse permanentemente si opera seco; incluso por periodos cortos de tiempo.
Su profundidad es limitada, básicamente debido a la capacidad de la varilla.	Impráctico en pozos someros y de bajo volumen.	No es eficiente en campos pequeños o contratos de un solo pozo si se requiere de equipo de compresión.	La bomba puede cavitarse bajo ciertas condiciones.	Falta de experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.
El equipo presenta obstrucciones en localizaciones urbanas.	Costo alto en cambio de equipo cuando la capacidad del pozo declina.	Presenta problemas de congelamiento de gas y de hidratos.	Muy sensible a cualquier cambio en la contrapresión.	
Equipo pesado y voluminoso para operaciones marinas.	El cable causa problemas cuando se manejan tubulares.	Problemas de limpieza en líneas superficiales.	La producción de gas libre a través de la bomba causa reducción en la capacidad de manejo de líquidos.	
Susceptible a problemas de parafinas.	Deterioro de los cables a altas temperaturas.	Cierta dificultad en el análisis sin una adecuada supervisión.	El sistema del fluido motor puede causar riesgos de incendio.	
La tubería de producción no puede ser cubierta internamente para evitar la corrosión.	La profundidad de los sistemas está limitada (10,000 pies) debido al costo del cable y la incapacidad de suministrar suficiente energía de fondo (depende de la dimensión de la TR).			
El H ₂ S limita la profundidad para que grandes volúmenes puedan ser manejados.				

Desventajas relativas de los sistemas artificiales de producción				
Bombeo mecánico	Bombeo electrocentrífugo	Bombeo neumático	Bombeo hidráulico tipo jet	Bombeo por cavidades progresivas
Limitantes en el diseño de bombas de fondo en diámetros pequeños de TR.	<p>La producción de sólidos y gas presentan problemas.</p> <p>No es fácil de analizar a menos que se cuente con un buen conocimiento y experiencia.</p> <p>Limitantes en las dimensiones de TR.</p> <p>No puede ser colocado debajo de la entrada del fluido sin algún envolvente o protección para guiar el fluido impulsado por el motor. La envolvente también protege el exterior del motor de la corrosión.</p> <p>Requiere de más tiempo muerto cuando se detectan problemas en el fondo del sistema.</p>	<p>La TR debe resistir la presión de bombeo.</p> <p>Problemas de seguridad a altas presiones del gas.</p>	Se requiere que el fluido motor tenga alta presión en superficie.	

III.1.1 Bombeo por cavidades progresivas aplicado a la producción de crudos pesados.

Tradicionalmente, los pozos de aceite pesado y bitumen eran producidos con sistemas de bombeo por varilla; sin embargo, a principios de 1980, la introducción del sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP, por sus siglas en inglés) presentó una alternativa de bombeo con atributos ideales para aplicaciones de aceites pesados. El diseño funcional de este tipo de sistemas de bombeo facilita el manejo de fluidos multifásicos viscosos y abrasivos, además, su bajo capital y costos de operación los hace atractivos para operaciones económicas marginales (Dunn L. J., *et. al.*, 1995).

Para aprovechar los beneficios de los sistemas de bombeo por cavidades progresivas en la producción de hidrocarburos pesados, es necesario considerar pérdidas de fluido, producción de arena, tipo de sarta de varilla y de tubería de producción a utilizar, vibración, presiones bajas de fondo, transmisión de energía, selección y control de la bomba, dimensiones y vida de operación del equipo, entre otros. Cabe mencionar, que actualmente, el aceite pesado y el bitumen son casi exclusivamente producidos con sistemas de bombeo por cavidades progresivas.

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo que consisten de un rotor de acero helicoidal y un estator sintético de elastómero que se encuentra adherido a una tubería de acero (Figura 3.1). La rotación del rotor dentro del estator fijo genera una serie de cavidades selladas que se forman y mueven axialmente desde la succión hasta la descarga de la bomba; la acción resultante del bombeo incrementa la presión del fluido que pasa a través de la bomba por lo que éste puede ser producido en la superficie (Dunn L. J., *et. al.*, 1995).

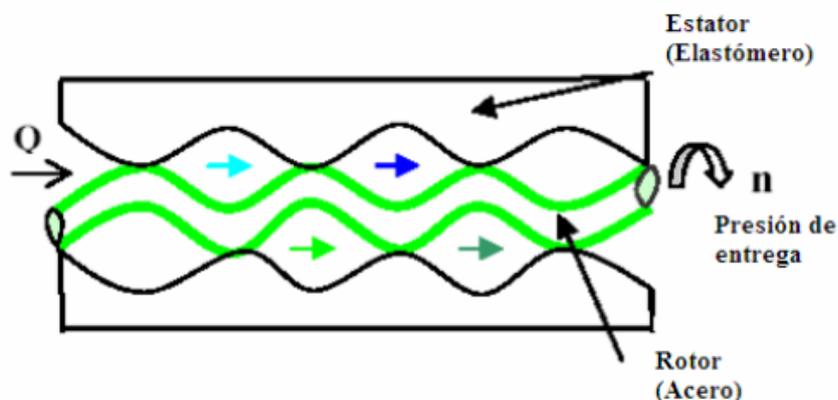


Figura 3.1. Principio de la bomba de cavidades progresivas
(Naranjo C. J., 2006, Fuente: Beauquin *et. al.*, 2005).

La mayoría de los sistemas de bombeo por cavidades progresivas son impulsados por medio de una sarta de varillas, la cual es rotada en la superficie con un mecanismo de transmisión de poder hidráulico o directo que proporciona movimiento al rotor de fondo que se encuentra conectado en parte inferior de la misma sarta; el estator está colocado dentro del pozo en el fondo de la tubería de producción (Figura 3.2).

Actualmente se cuenta con sistemas de fondo de pozo comercialmente disponibles; estos sistemas sin varillas utilizan un motor de fondo y una transmisión integrada para controlar el rotor; sin embargo, dichos mecanismos son más costosos y a la fecha presentan algunas limitaciones en aplicaciones de aceites pesados (Dunn L. J., *et. al.*, 1995).

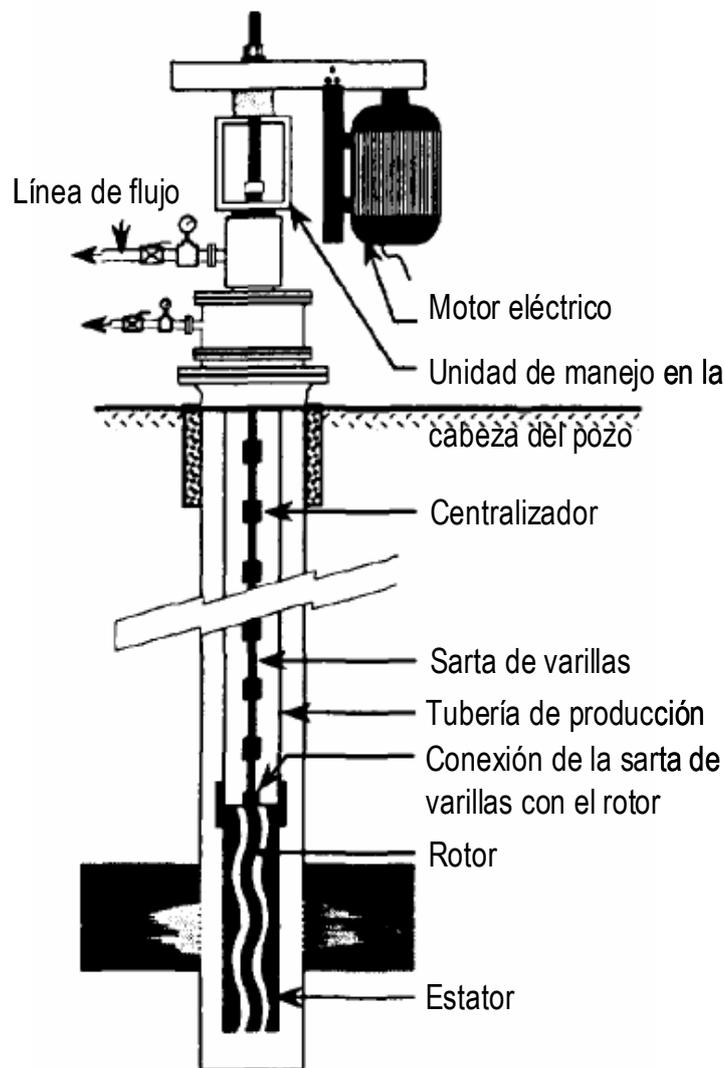


Figura 3.2. Configuración típica de un sistema de bombeo por cavidades progresivas (Dunn L. J., *et. al.*, 1995).

Como se menciona en la tabla 3.2 de desventajas relativas de los sistemas artificiales de producción, el sistema de bombeo por cavidades progresivas, también tiene algunas desventajas comparadas con otros sistemas de bombeo artificial; las de mayor importancia son aquellas que se refieren a la capacidad de la bomba, levantamiento y compatibilidad del elastómetro.

Una correcta aplicación de los sistemas de bombeo por cavidades progresivas proporciona el medio más económico, y en algunos casos, el único sistema de producción artificial siempre y cuando éste sea configurado y operado adecuadamente. Sin embargo, el elastómetro es la causa de la mayoría de sus limitaciones en este tipo de levantamiento artificial debido a su compatibilidad con el crudo o la mezcla a producir, en donde intervienen factores como la temperatura, contenido de gas o aromáticos, la dureza y el hinchamiento; por tales razones y por la necesidad de mejorar la aplicación de este mecanismo de bombeo en crudos pesados, actualmente se están realizando esfuerzos para desarrollar las PCM, que es el diseño de la versión en metal de las bombas de cavidades progresivas **(Dunn L. J., et. al., 1995)**.

Bombeo por cavidades progresivas en el área de Cerro Negro, localizada en la Faja del Orinoco, Venezuela.

Con el objetivo de obtener la mayor parte de las reservas de aceite pesado y extrapesado descubiertas en la Faja del Orinoco, se ha implementado utilizar el bombeo por cavidades progresivas junto con otras tecnologías para soportar la explotación de las mismas; teniéndose así, un incremento exitoso de la producción.

La faja del Orinoco se localiza en Venezuela, al norte del Río Orinoco, con un área estimada en 54, 000 Km² y con las reservas más grandes de aceite extra pesado y bitumen del país, alrededor de 1.2×10^{12} barriles de hidrocarburo original in situ. Dentro de la Faja se encuentra el área de Cerro Negro con 180 Km², y con un volumen aproximado de bitumen original in situ de 18.5×10^9 barriles; este bitumen se utiliza para producir un combustible que es empleado por el sector energético y de iluminación en el mundo entero, obviamente después de ser sometido a ciertos procesos (Figura 3.3) **(Ocanto L., et. al., 2001)**.

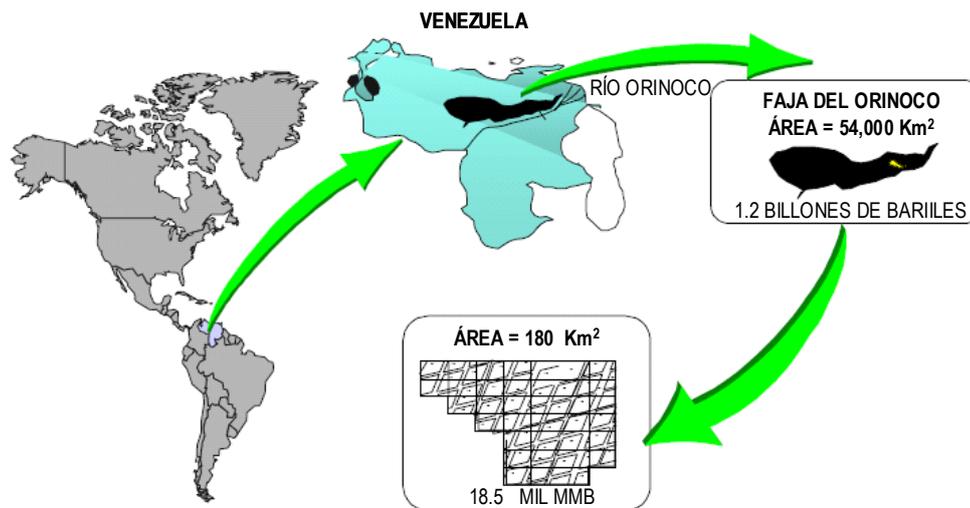


Figura 3.3. Localización geográfica (Leonardo Ocanto, *et. al.*, 2001).

El bitumen del área de Cerro Negro tiene densidades que oscilan en un rango de 6 a 10 °API, siendo la densidad promedio de 8.5 °API; sus viscosidades varían entre 2,000 y 5,500 cp a una temperatura de yacimiento de 130 °F. Este bitumen se extrae con pozos verticales, desviados, inclinados y horizontales, que utilizan bombeo mecánico, bombeo electrocentrífugo y bombeo por cavidades progresivas como sistemas artificiales de producción junto con la inyección de algún diluyente para reducir la viscosidad de los hidrocarburos; empleando esta combinación de tecnologías es posible obtener gastos de producción desde 200 bpd hasta 2,000 bpd.

El sistema de bombeo por cavidades progresivas se utiliza en el área de Cerro Negro desde 1991, y su empleo ha incrementado sustancialmente desde entonces con más de 80 pozos terminados hasta hoy en día con este sistema de levantamiento artificial en los campos Morichal.

Debido a que el sistema de bombeo por cavidades progresivas se emplea en pozos con gastos de producción altos, es necesario incrementar los requerimientos de potencia, de 30 a 150 HP, debido a las pérdidas de fricción en la tubería de producción y altos torques en la sarta de varillas; provocando, a su vez, una disminución considerable en la vida de operación de las bombas. Para resolver estos problemas y optimizar tanto el equipo como la producción, se realizaron estudios de simulación en los que se cambió la viscosidad del crudo, y como resultado se recomendó una inyección de diluyente para alcanzar un sistema de operación confiable; el diseño final (Figura 3.4) reduce el torque en la sarta de varillas en un 22 % e incrementa la producción en un 20 % (Ocanto L., *et. al.*, 2001).

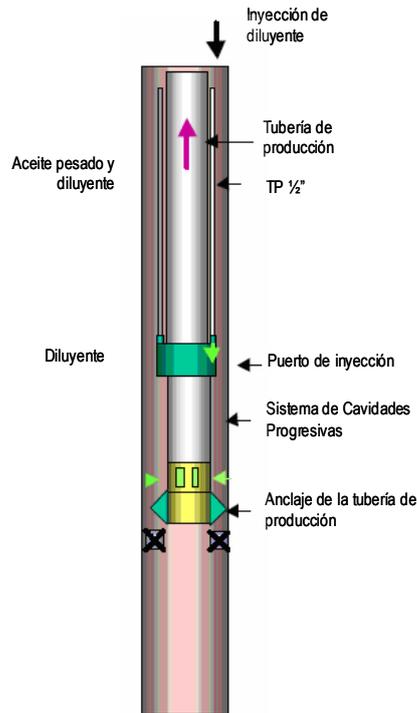


Figura 3.4. Pozo con sistema de bombeo por cavidades progresivas con inyección de diluyente en el área de Cerro Negro (Leonardo Ocanto, *et. al.*, 2001).

Dependiendo a las características del yacimiento y propiedades de los fluidos, se emplean dos configuraciones diferentes de pozos con respecto a la inyección del diluyente, en una de ellas, la inyección se realiza en la cabeza del pozo; mientras que en la otra, el diluyente se suministra en el fondo del pozo (Figura 3.5) (EQUIMAVENCA, “Optimización del MTBF de BCP de Alto Caudal en Campos de Crudo Extra Pesado”, 2008).

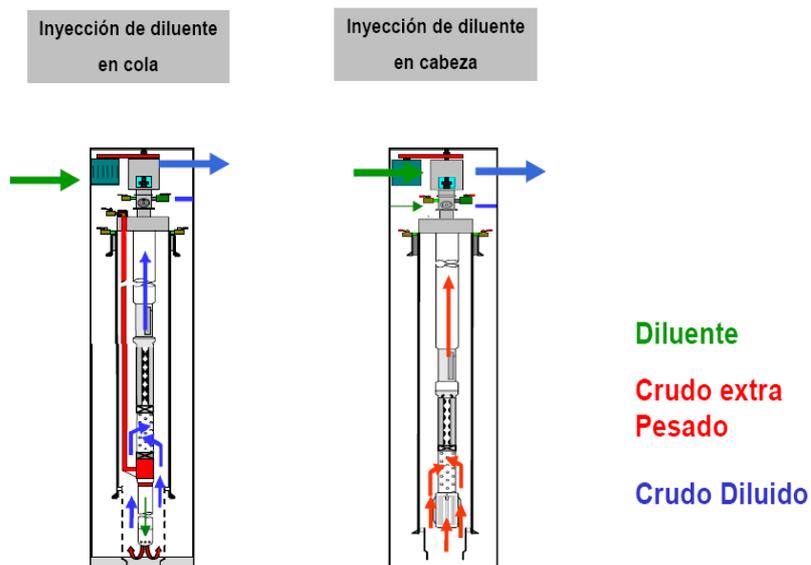


Figura 3.5. Configuraciones de inyección de diluyente (EQUIMAVENCA, 2008).

III.1.2 Bombeo neumático aplicado a la producción de crudos pesados.

Como ya se había mencionado anteriormente, los sistemas artificiales de producción se instalan para agregar energía en el fondo del pozo. En el caso del bombeo neumático, que funciona mediante la inyección de gas a una presión relativamente alta (250 lb/pg^2 como mínima) dentro de la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o varios puntos de inyección, reduce la densidad del fluido, aligerando la columna hidrostática sobre la formación productora y de este modo la mezcla puede ser llevada a la superficie con la presión del mismo yacimiento. En seguida se describirán los dos tipos de bombeo neumático que existen (**Gómez J. A., 1985**).

El **bombeo neumático continuo**, es un método en el que un volumen continuo de gas a alta presión se inyecta dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente en la cara de la formación, haciendo que el pozo produzca a un gasto deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo en el punto de inyección más profundo, que es sensible a presión del gas disponible, junto con una válvula reguladora en la superficie.

El sistema de bombeo neumático continuo es factible de aplicarse en pozos de alto índice de productividad y presión de fondo relativamente alta (con una columna hidrostática del orden del 50% o más en relación a la profundidad del pozo). En pozos que cuentan con este tipo de instalación de levantamiento artificial, es posible obtener gastos que varían de 200 a 20,000 bpd con diámetros de tubería de producción comunes, y se puede llegar a obtener hasta 80 000 bpd cuando se produce por el espacio anular (**Gómez J. A., 1985**).

Es importante mencionar que el diámetro interior de la tubería de producción rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad, la presión de fondo fluyendo y las condiciones mecánicas sean ideales (**Gómez J. A., 1985, Díaz Zertuche “Apuntes de Bombeo Neumático”**).

El **bombeo neumático intermitente** consiste en inyectar un volumen de gas a alta presión desde la superficie al espacio anular de manera periódica por medio de un regulador, un interruptor o ambos para después pasar a la tubería de producción a través de una válvula colocada en la pared de la misma. Cuando la válvula superficial abre, impulsa hacia la superficie el fluido acumulado en la tubería de producción en forma de tapón o bache; sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido solo una parte del volumen de aceite es recuperado, mientras que el resto cae nuevamente al fondo del pozo. Después de que la válvula cierra, transcurre un período de inactividad

aparente en el cual la formación continúa aportado fluidos al pozo, hasta que se acumula un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado del fluido de la formación al pozo (**Gómez J. A., 1985, Díaz Zertuche “Apuntes de Bombeo Neumático”**).

Bombeo neumático en el campo Intercampo, en el Lago de Maracaibo, Venezuela.

El bombeo neumático continuo se ha empleado en el levantamiento de crudo pesado por muchos años (Blann et al. 1980; Redden et al. 1974; Boberg et al. 1973; Andel et al. 1996) y el uso de este método ha generado aplicaciones favorables en la Unión Soviética y en Venezuela (Ferrer y Maggiolo 1991; Apyev 1978; Ametov et al. 1985); incluso, aceite pesado con una densidad de 15 a 20 °API y con viscosidades menores a 50 cp se produce comúnmente por bombeo neumático continuo en Venezuela (**Hong'en D. et. al., 2007**).

En yacimientos de aceite pesado del campo Intercampo, en el Lago de Maracaibo, Venezuela, se tienen aplicaciones exitosas de bombeo neumático con rangos de gastos de producción de líquido de 63 a 2,000 bpd; este sistema artificial de producción se seleccionó como el método artificial más adecuado para producir aceites con densidad API de 15 ° o menores y con una entrada de agua alta.

Cabe mencionar que investigaciones experimentales muestran que si al inyectar un solvente con 3 % de hidrocarburo durante el bombeo neumático se obtiene un incremento en la producción diaria; además, generalmente, este sistema de bombeo es el mejor método de bombeo artificial en yacimientos de aceite pesado, especialmente para crudo pesado con densidades entre 10 y 15 ° API.

Nueva teoría para el levantamiento de aceite pesado de baja densidad API.

A excepción del bombeo neumático, la configuración del fluido y el régimen de flujo del aceite pesado permanecen constantes a lo largo del pozo cuando éste es producido con otro sistema artificial de producción. En el proceso de levantamiento por gas, cuando el volumen de gas es aproximadamente 3 a 4 veces el volumen de líquido, el régimen de flujo cambia a flujo bache; y es entonces, el momento en el que se lleva a cabo el levantamiento de la mezcla de burbujas y líquidos, que además, cuenta con una baja relación gas – aceite (**Hong'en D. et. al., 2007**).

Algunos investigadores han considerado los regímenes de flujo del bombeo neumático similares a los observados en la producción natural; sin embargo, esta opinión puede no concordar con la experiencia actual en las operaciones de campo, incluso, el régimen de flujo en el bombeo neumático es diferente tanto al flujo natural como al de otros métodos de levantamiento artificial.

En el proceso de bombeo neumático, el gas entra a la tubería de producción a través de una válvula de inyección y se mezcla con los fluidos del yacimiento, cuando el ritmo de entrada del gas es alto, romperá la continuidad primaria del fluido en pequeñas gotas de aceite provocando un régimen de flujo anular; además, si la velocidad del gas es lo suficientemente alta, el esfuerzo de corte entre las burbujas y la película del fluido se incrementará para convertirlos en niebla. En otras palabras, es posible formar un flujo niebla en el bombeo neumático, y bajo este régimen es posible reducir en gran medida la densidad del fluido, y por consiguiente, la viscosidad de la mezcla también; mejorándose entonces, las condiciones de flujo en el pozo.

El régimen de flujo se encuentra en un estado de transición de flujo niebla durante el proceso de bombeo neumático, la presión disminuirá gradualmente con el incremento de la altura o del levantamiento, y conforme más gas es liberado, la velocidad de flujo incrementará gradualmente hasta formar el flujo niebla. En la figura 3.6 se observan los regímenes de flujo en este tipo de sistema artificial de producción.

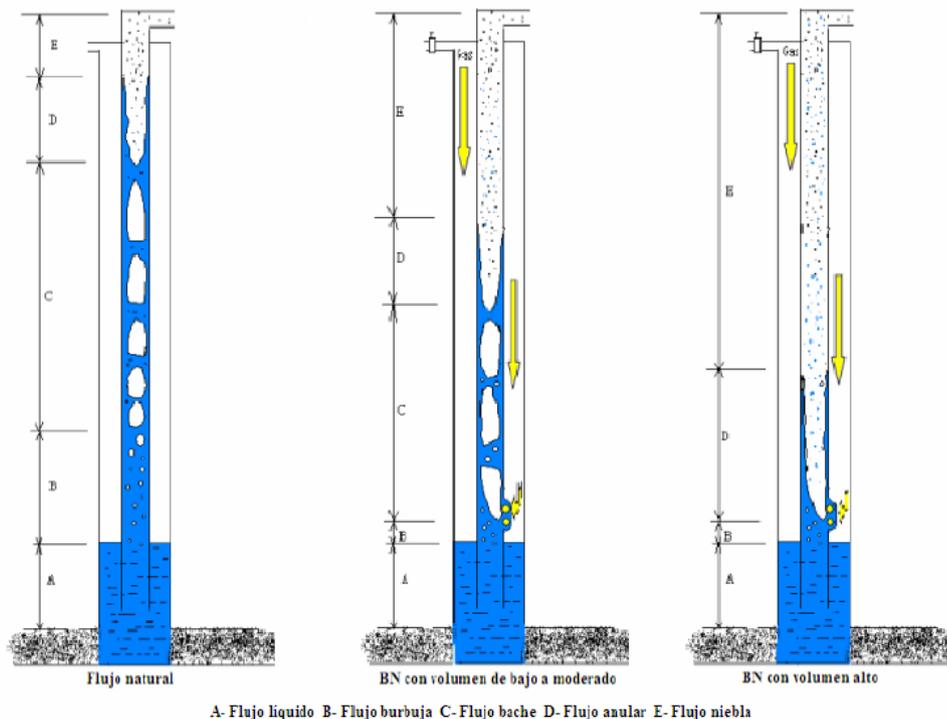


Figura 3.6. Regímenes de flujo presentes en el bombeo neumático (Hong'en D. et. al., 2007).

De acuerdo a la teoría general, el aceite pesado y el agua llegan a ser severamente emulsificados cuando se tiene un levantamiento de aceite pesado con baja densidad API y un rango de entrada de agua del 60 al 85%; cuando la emulsión aparece en el pozo durante el bombeo neumático, se requiere de más energía para levantar el fluido del fondo del pozo hasta la cabeza del mismo; no obstante, en la experiencia de campo no se observa emulsificación bajo estas condiciones al aplicar este sistema artificial de producción. Es decir, este fenómeno de emulsificación es comúnmente encontrado en otros métodos de levantamiento artificial, pero no en el caso del bombeo neumático, aunque el aceite y el gas pueden ser emulsificados ligeramente en el pozo, la fase primaria se rompe dando lugar a una nueva fase, la cual se establece bajo la influencia de la alta velocidad del flujo del bombeo neumático; además, el régimen de flujo en cada punto a lo largo del pozo es diferente.

Al realizar el levantamiento de aceite pesado con una entrada de agua alta o considerable, la emulsificación puede ser un problema mayor al aplicar otros métodos de bombeo artificial comparado con el bombeo neumático; esto a pesar de que se utilizan bombas de varilla (bombeo mecánico o bombas e cavidades progresivas) o sin varilla (bombas eléctricas sumergibles y bombas hidráulicas).

Desde el punto de vista tradicional el bombeo neumático puede no ser adecuado para producir aceite pesado o extra pesado. Sin embargo, debido a la inyección continua de gas, la presión se incrementa en la tubería de producción provocando que también aumente la cantidad de gas disuelto en el aceite crudo, y entonces, parte del aceite crudo se convierte en aceite espumoso con gas disuelto; la densidad de la mezcla disminuye y las caídas de presión de descarga también, por lo que la movilidad de la mezcla y las condiciones de levantamiento se mejoran, y el aceite pesado y extra pesado pueden ser exitosamente producidos (**Hong'en D. et. al., 2007**).

III.1.3 Bombeo mecánico aplicado a la producción de crudos pesados.

El bombeo mecánico, también conocido como “Sucker Rod Pumping”, es un sistema artificial de producción en el que el movimiento del equipo superficial (Figura 3.7) es transmitido al fondo del pozo por medio de varillas de succión. El equipo de bombeo mecánico esta formado por:

- Una Bomba subsuperficial o bomba de fondo.
- Sarta de varillas de succión.
- Equipo superficial de bombeo mecánico.
- Motor principal.

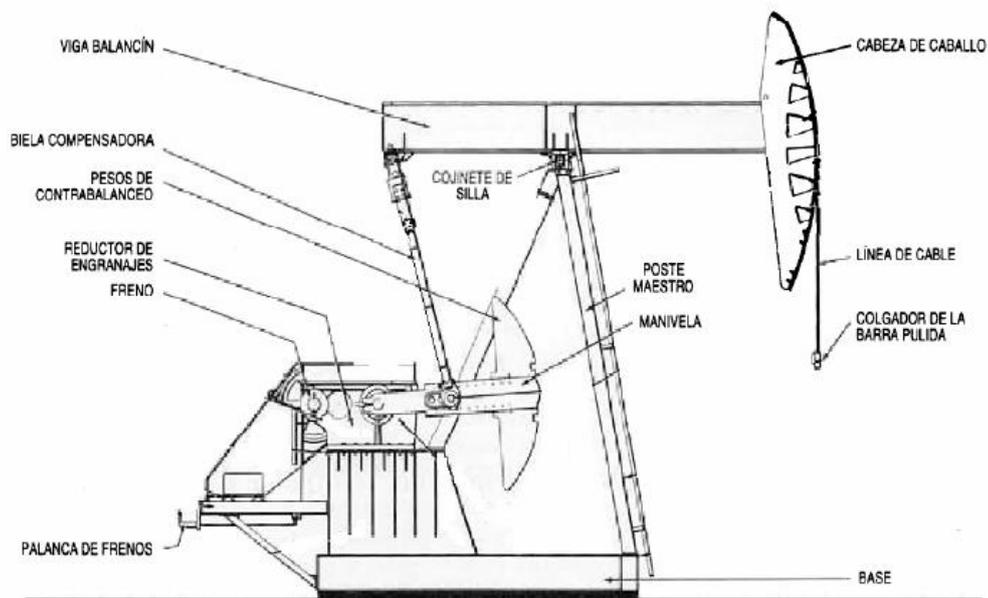


Figura 3.7. Equipo superficial del Sistema de Bombeo Mecánico (**American Internacional Pumps**).

Bomba de fondo. Su objetivo principal es admitir el fluido de la formación dentro del aparejo de producción y llevarlo a la superficie; ésta a su vez, está integrada por otros componentes, con los cuales la bomba lleva a cabo su función al completar un ciclo de bombeo (Figura 3.8). Este ciclo consiste en los cuatro pasos siguientes:

1. El émbolo se desplaza hacia abajo dentro de la bomba casi al final de su carrera descendente, mientras esto sucede, el fluido en la tubería de producción es soportado por la válvula de pie y conforme el émbolo avanza, pasa a través de la válvula viajera hacia el barril de trabajo.

2. Al final de la carrera descendente, el émbolo comienza a moverse hacia arriba; entonces, la válvula viajera se cierra debido al peso de la columna de fluidos dentro del barril de trabajo y la válvula de pie se abre permitiendo la entrada de fluidos de la formación.
3. Al llegar cerca de la cima, los fluidos que viajan dentro del barril de trabajo se descargan en la línea de producción; simultáneamente a esto, la válvula de pie permanece abierta permitiendo la entrada de fluidos a la bomba.
4. El émbolo comienza a moverse hacia abajo, cerrando la válvula de pie debido al incremento de presión que resulta de la compresión de los fluidos en el volumen existente entre las válvulas viajera y de pie; la válvula viajera permanece abierta. Cuando el émbolo llega al fondo de la carrera descendente, el ciclo de bombeo se repite.

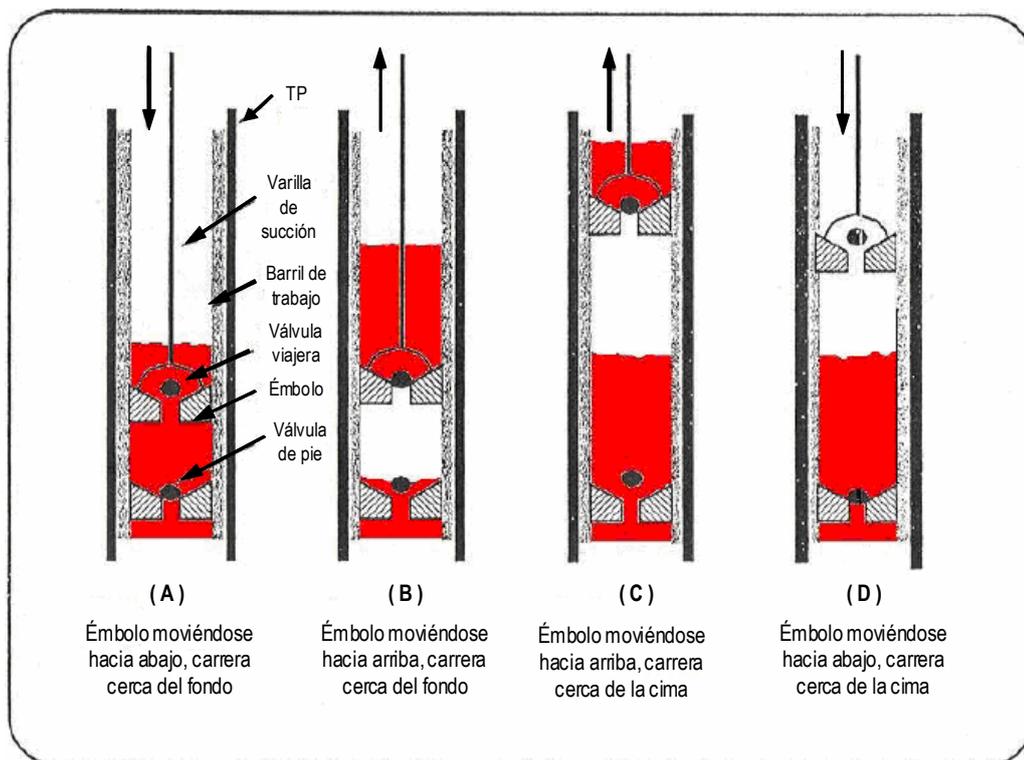


Figura 3.8. Ciclo del Bombeo Mecánico (Carril Naranjo, 2006, Fuente: León A. 1999).

Sarta de varillas de succión. La función de la sarta de varillas de succión es transmitir el movimiento y la potencia de bombeo superficial a la bomba de fondo; esta sarta opera dentro de la sarta de tuberías de producción.

Equipo superficial de bombeo mecánico. Transmite la energía del motor principal a la sarta de varillas de succión; para lograrlo, reduce la velocidad del motor principal a una adecuada para el bombeo por medio de engranes, y también, cambia el movimiento rotatorio del mismo, a uno reciprocante en las varillas de succión.

Motor principal. Proporciona energía mecánica que es transmitida a la bomba. El motor principal seleccionado, deberá tener la potencia suficiente para elevar el fluido al ritmo deseado desde el nivel de trabajo del fluido en el pozo hasta la superficie. El motor principal puede ser una máquina de combustión interna (gas natural o diesel) o un motor eléctrico, que dependerá de los recursos locales, suministro y costo del combustible. **(Carril Naranjo, 2006).**

Incremento en la producción de aceite pesado utilizando nueva tecnología con sarta doble de tubería.

Las innovaciones tecnológicas en los sistemas de bombeo de fondo han demostrado que la producción de aceites pesados puede incrementarse significativamente utilizando bombas de fondo convencionales modificadas y sartas dobles de tuberías de producción. Este sistema, que se conoce como “Sistema de Bombeo Muth”, se compone de una sarta de tubería de producción que actúa como “sarta de poder”, la cual contiene las varillas de succión y otra que sirve como “sarta de producción”; en la base de las varillas, el “equipo de conversión Muth” se instala en la cima de la bomba convencional API, esta conversión consiste de una varilla pulida, una unidad de sellado y un mecanismo para cambiar la dirección del flujo hacia la sarta de producción (Figura 3.9) **(Evans B. L., 1998).**

En el Sistema de Bombeo Muth, además de que es posible remover el aceite crudo de alta viscosidad y baja densidad API del espacio anular entre la sarta de varillas y la tubería de producción, que es comúnmente la zona en la que se lleva a cabo el bombeo, también se puede llenar la sarta de poder con “Superslick 912”, aceite ligero o con Keroseno destilado, lo cual reduce las fuerzas de fricción asociadas en dicho lugar, la carga excesiva, el desgaste de varillas y elimina la corrosión; generando a su vez, un incremento en la producción de aceite, disminución en el peso de las varillas y del equipo superficial y reducción de costos de operación.

Cuando se tiene una producción considerable de arena, esta variación de bombeo mecánico tiene una ventaja comparada con el método tradicional, la cual es debida a que la sarta de producción

puede ser dimensionada de tal modo que la velocidad vertical del aceite sea lo suficientemente alta para permitir que toda la arena entre en el aceite; siendo además, que el equipo de conversión Muth cuenta con una válvula superior que evita el contraflujo hacia la bomba.

Cabe mencionar, que cuando se producen aceites extremadamente viscosos, la conversión de fondo del equipo puede modificarse con un tubo de paso que permita la inyección de diluyente en la entrada de la bomba (Evans B. L., 1998).

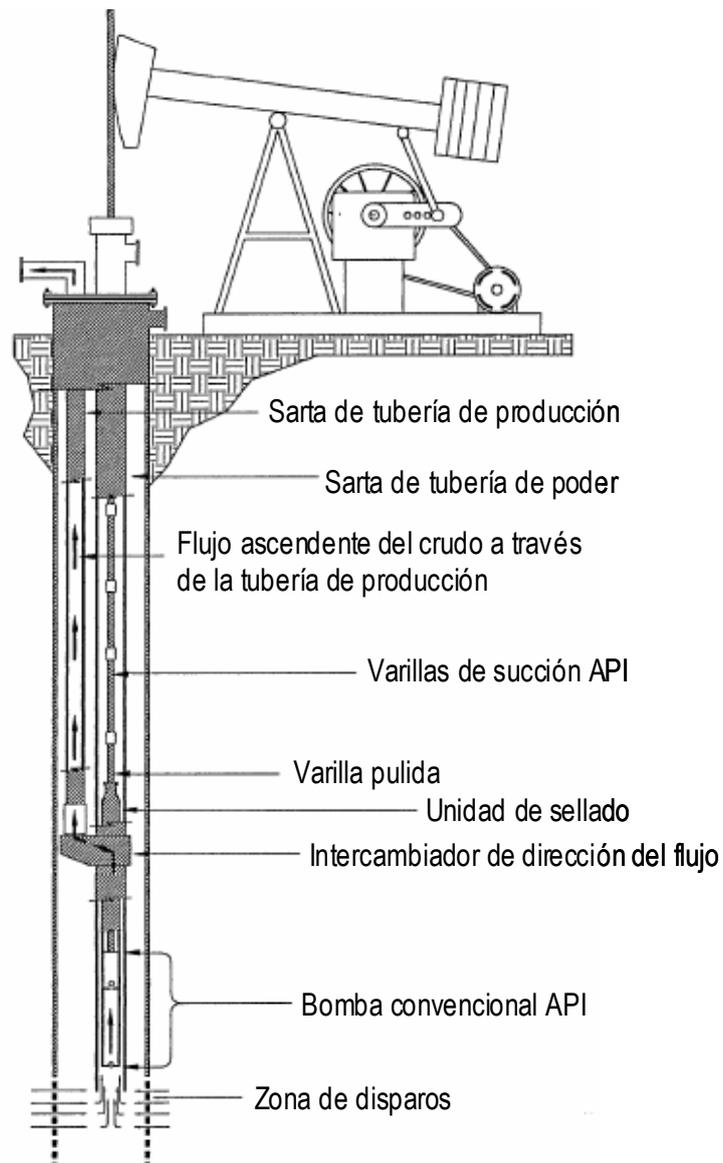


Figura 3.9. Esquema del Sistema de Bombeo Muth (Evans B. L., et. al., 1998).

Uso de Calentadores de fondo de pozo.

El fluido que avanza dentro de la tubería de producción a lo largo de su trayectoria hacia la superficie, sufre pérdida de calor, lo cual es perjudicial debido a que causa incremento en la viscosidad del mismo, precipitación de parafinas, incrustaciones, asfaltenos, estabilización de emulsiones, etc. Para evitar problemas de ese tipo y con la finalidad de mejorar el rendimiento del bombeo mecánico por varillas de succión en aplicaciones de aceites viscosos, se han desarrollado sistemas de fondo de pozo que suministran calor distribuyéndolo a lo largo de la tubería de producción, el calor generado mantiene la temperatura y la viscosidad del aceite producido en un rango de valores aceptable; lo cual permite el incremento del ritmo de producción y minimiza los costos de operación debido a las intervenciones a pozo

El Calentador de Fondo de Pozo, que calientan el pozo mediante cables eléctricos con la finalidad de reducir la viscosidad del crudo pesado y mejorar su movilidad, es un sistema trifásico con conexión a tierra que tienen un elemento calentador, el cual es un cable de circuitos paralelos que está rodeado por una cubierta metálica y una camisa de polímero para asegurar su integridad (Figura 3.10). Este “portador” de calor, presenta las siguientes características: puede trabajar a alta temperatura de operación, es inorgánico (materiales de construcción no degradables), soporta alto stress mecánico, es altamente resistente a la corrosión, es sumergible y resistente al agua y está listo para instalar; este se fija en la parte externa de la tubería de producción con correas, de manera similar a la que se sujeta el cable en el Bombeo Electrocentrífugo (**Petroquiriquire, “Proyecto Calentadores de Fondo de Pozo”, 2008, Carril Naranjo, 2006**).



Figura 3.10. Calentador de Fondo (**Petroquiriquire, 2008**).

Los componentes principales del Sistema de Calentamiento de Fondo de Pozo junto con su esquema se muestran en la figura 3.11 (Petroquiriquire, “Proyecto Calentadores de Fondo de Pozo”, 2008).

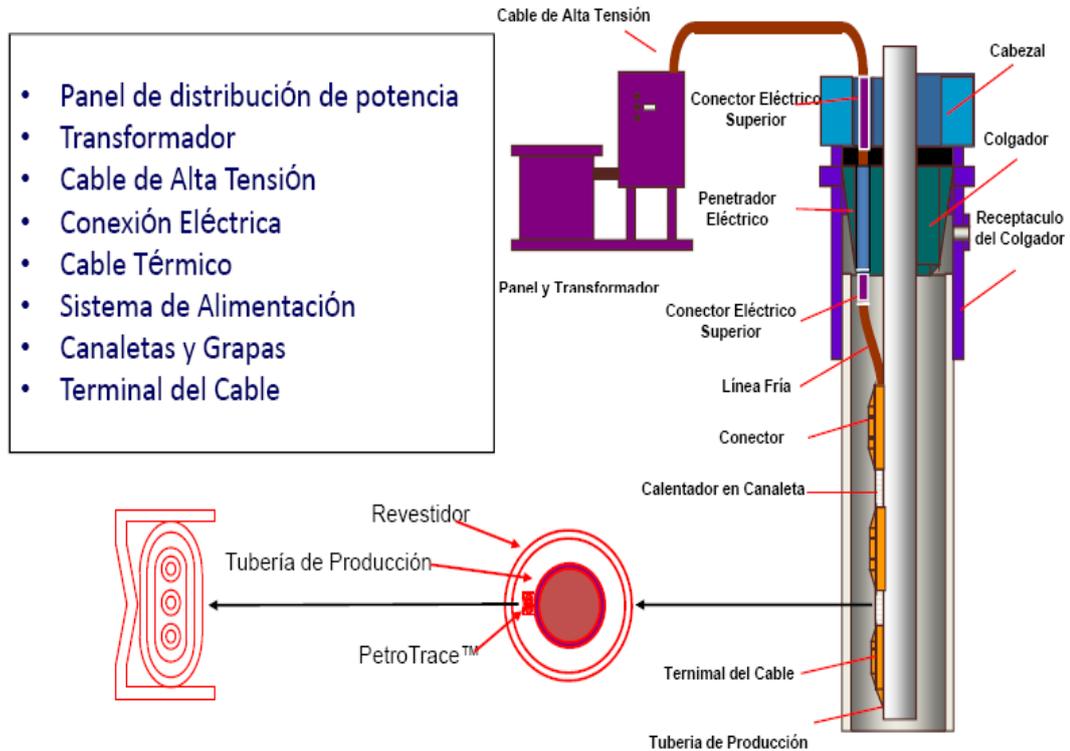


Figura 3.11. Componentes del Sistema de Calentamiento de Fondo de Pozo (Petroquiriquire, 2008).

Los yacimientos que pueden ser candidatos para aplicar esta tecnología son:

- Yacimientos de petróleo pesado donde la inyección de vapor no es aplicable.
- Yacimientos donde un modesto cambio de temperatura puede producir cambios significativos en la producción.
- Yacimientos de calizas con petróleo pesado.
- Yacimientos con espesores de arena de 5 pies o mayores.
- Yacimientos de baja saturación de agua in situ.
- Yacimientos de petróleo pesado inmóvil que necesite precalentado anterior a la aplicación de otro proceso de recobro.

Los pozos que pueden ser candidatos para aplicar esta tecnología son:

- Pozos con daño cercano a la zona productora (debido a alta viscosidad o depósito de sólidos).
- Pozos en donde se tiene que producir aceite con viscosidades mayores a 100 cp.
- Pozos sin estimulación con producciones menores a 30 BPPD.
- Pozos previamente completados sin instalaciones térmicas.
- Pozos horizontales de larga extensión.

En conclusión, el uso de estos calentadores de fondo tiene los siguientes beneficios y/o ventajas:

1. Es posible producir pozos con arena y aceite viscoso sin las inevitables fallas de los sistemas de levantamiento
2. Es un sistema apropiado para eliminar simultáneamente los problemas que representan los depósitos de incrustaciones y parafinas.
3. Es económicamente rentable.
4. Su compatibilidad lo hace muy atractivo en comparación con otras alternativas.
5. Es un sistema sencillo de fácil instalación.
6. Es comparativamente menos costoso que otros métodos de calentamiento (Inyección de Vapor, SAGD).
7. Es una tecnología no contaminante.
8. La generación de calor es continua y controlable en superficie.

III.1.4 Bombeo electrocentrífugo aplicado a la producción de crudos pesados.

El primer sistema de Bombeo Electrocentrífugo (BEC) se instaló por primera vez en 1928, y debido a sus innovaciones a partir de esta fecha, se considera como un sistema artificial de producción efectivo y económicamente rentable; en el cual, y bajo diferentes condiciones de pozo, es posible bombear volúmenes de fluidos tan bajos como 200 bpd y tan altos como 60,000 bpd a profundidades considerables, incluso mayores a 15,000 pies. Además, es capaz de producir fluidos con altas viscosidades y/o con manejo simultáneo de aceite, gas y agua; aunque presenta su mejor desempeño en el manejo de líquidos únicamente, debido a que entre mayor contenido de gas se presente, menor será la eficiencia de este método.

Una unidad típica del equipo de bombeo electrocentrífugo (Figura 3.12) consiste de un motor eléctrico, protector o sección de sello, sección de entrada, bomba centrífuga multietapa, cable eléctrico, consola de controles en superficie, caja de venteo, y transformadores; sin olvidar mencionar que se tienen componentes adicionales como lo son los flejes que fijan el cable conductor a lo largo de la tubería de producción, soportes en la cabeza del pozo, sensores de fondo para registrar la temperatura y presión de fondo, válvulas check y de purga, etc. **(Brown E. K., et. al.,1980).**

Las bombas eléctricas semisumergibles (ESP's, por sus siglas en inglés) son bombas centrífugas multietapas movidas por un motor eléctrico; la bomba y el motor normalmente se encuentran suspendidos de la tubería de producción, con el motor colocado debajo de la bomba y la bomba descargando directamente dentro de la misma tubería. La energía es suministrada al motor por medio de un cable fijo triple – conductor, el cual es un cable sujeto con flejes que corre desde motor de fondo hasta la superficie a través del espacio anular entre las tuberías de revestimiento y producción.

En una bomba centrífuga, la velocidad impartida al fluido por el impulsor rotatorio es convertida en energía de presión por el difusor, siendo cada conjunto de impulsor - difusor una “etapa”. En una bomba multi – etapa, la descarga de una etapa es la entrada de la siguiente, por lo que, entre más número de etapas se tenga, se obtendrá una mayor presión o niveles más altos de fluido; permaneciendo, obviamente, el ritmo de flujo de masa a través de éstas constante **(Stair Craig D., 1998).**

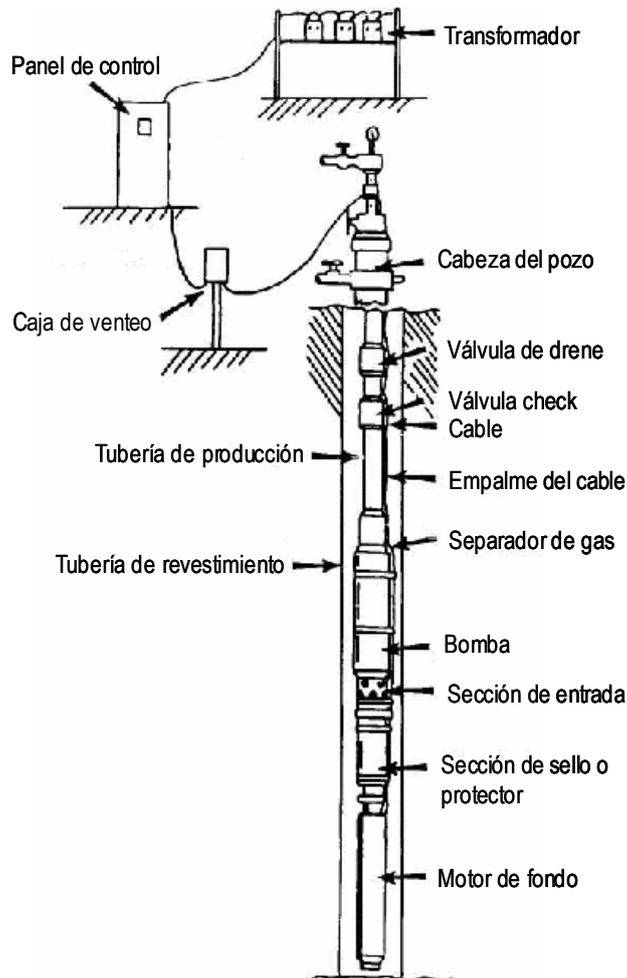


Figura 3.12. Sistema de Bombeo Electrocentrífugo
(Brown E. K., et. al., 1980, imagen cortesía de TRW - Reda).

Cabe mencionar, que cuando el equipo se encuentra en su posición de operación (a la profundidad deseada), la presión de fondo no causa problemas debido a que la sección de sello se encarga de igualar la presión de la mezcla de fluidos del pozo con la presión interna del fluido del motor.

A pesar de los beneficios que este sistema de levantamiento artificial proporciona, también presenta ciertas limitaciones, entre ellas se puede mencionar la profundidad de operación, la cual está restringida por las altas temperaturas y el rango de potencia del motor eléctrico; las que a su vez, determinan el tamaño del motor y las características del cable. Los requerimientos de potencia del motor, el número de etapas de la bomba y los recubrimientos especiales del cable para que opere en entornos abrasivos, incrementan el costo inicial del sistema. Entre los principales factores que causan fallas en el cable, en el motor y en la bomba se incluyen las altas temperaturas, corrosión, manejo inadecuado, abrasión, altas RGA y liberación de gas encerrado en la bomba. (Carril Naranjo J. E., 2006, Fuente: A. A. Cesar, 2000).

Técnica de inyección de diluyentes en sistemas de bombeo electrocentrífugo.

En cualquier sistema de producción artificial, la producción de aceite pesado y extrapesado requiere más energía y capacidad de los equipos debido a la alta viscosidad de los fluidos, lo cual implica incrementos en los costos de operación. Por lo tanto, en las instalaciones de bombeo electrocentrífugo se utiliza la técnica de inyección de diluyentes, la cual tiene como objetivo principal disminuir la viscosidad del fluido a producir y consiste en inyectar crudo de alta densidad API y mezclarlo con el crudo de baja densidad proveniente del yacimiento (**Carril Naranjo, 2006, Fuente: H. Aponte, 2001**).

En un principio, el diluyente se inyectaba en la cabeza del pozo con la finalidad de reducir la viscosidad en la línea de producción, provocando un abatimiento en la presión en la cabeza del pozo y en la mayoría de los casos un incremento en el ritmo de producción; sin embargo; en los campos del este de Venezuela se desarrolló una nueva técnica, en donde la inyección del diluyente se realiza en el fondo del pozo, permitiendo un aumento en la presión de succión. Esta forma de inyección, se puede llevar a cabo a través de tuberías capilares desde la cabeza del pozo, o simplemente inyectando diluyente dentro del espacio anular.

Inyección anular de diluyente. En este tipo de inyección, cuya finalidad es mejorar las condiciones de operación superficiales mediante el incremento en el nivel del fluido, la inyección se efectúa cuando el equipo ya está operando. Esta técnica es recomendable para altas relaciones gas – aceite, crudos pesados y extrapesados y/o un bajo nivel de fluidos.

Existen muchos efectos positivos del incremento del nivel del fluido, los más importantes son:

- Mejoramiento del nivel de bombeo operacional debido a que lo aproxima al punto óptimo.
- Reduce la presencia de gas dentro de la bomba debido al incremento en la presión de succión.

Un mal diseño, algún daño y/o declinación en el yacimiento pueden ocasionar que la bomba opere por debajo de su nivel óptimo; las bombas que trabajan bajo estas condiciones son casos típicos en la aplicación de la inyección anular de diluyente, debido a que ésta incrementa la producción total de fluido, mejora el desempeño del sistema de bombeo electrocentrífugo y aumenta el tiempo de vida útil del equipo.

Inyección capilar de diluyente. La inyección de diluyente en esta técnica se lleva a cabo a través de una tubería de $\frac{3}{4}$ de pulgada llamada tubería capilar, ésta va unida al cable del motor desde la cabeza hasta el fondo del pozo terminando debajo de la succión de la bomba; si el diluyente se introduce a un ritmo adecuado por debajo de la succión de la bomba, la viscosidad del aceite se reduce considerablemente. La inyección capilar se recomienda en caso de que se presenten altas relaciones gas – aceite y/o crudos pesados y extrapesados .

En la etapa del diseño se debe tomar en cuenta la inyección capilar, es decir, antes de que el equipo de bombeo se instale en el pozo; debido a que con la reducción de la viscosidad, es posible utilizar menos factores de corrección en el diseño del sistema, y por consiguiente, se requieren equipos de menor costo y tamaño **(Carril Naranjo, 2006, Fuente: H. Aponte, 2001)**.

III.1.5 Bombeo hidráulico tipo jet aplicado a la producción de crudos pesados.

Una característica del bombeo hidráulico tipo Jet es que éste no tiene partes móviles, realizando su acción de bombeo por medio de transferencia de energía entre el fluido motor y los fluidos producidos; siendo además, que este fluido motor ayuda a reducir la viscosidad del aceite pesado producido.

Las bombas que se utilizan en este sistema artificial de producción, conocidas como “bombas tipo Jet”, operan bajo el principio de Venturi (Figura 3.13). El fluido motor a alta presión entra en la tobera de la bomba y la presión se reduce debido a la alta velocidad del mismo fluido, esta reducción de presión provoca que el fluido proveniente del yacimiento se introduzca en la cámara y se mezcle con el fluido motor; posteriormente, la mezcla entra en el difusor, en donde se produce una disminución de la velocidad y un aumento en la presión de descarga lo suficientemente alta para que ésta llegue a la superficie. Por lo anterior, en el bombeo hidráulico tipo jet únicamente se tendrá el sistema abierto de fluido motor, cuyo proceso es precisamente el descrito en la parte superior; es decir, este sistema se lleva a cabo cuando el fluido motor se mezcla en el fondo con el fluido proveniente de la formación productora, obteniéndose en la superficie una mezcla del fluido motor y el fluido producido (Gómez J. A., 1985, Brown E. K., et.al., 1980).

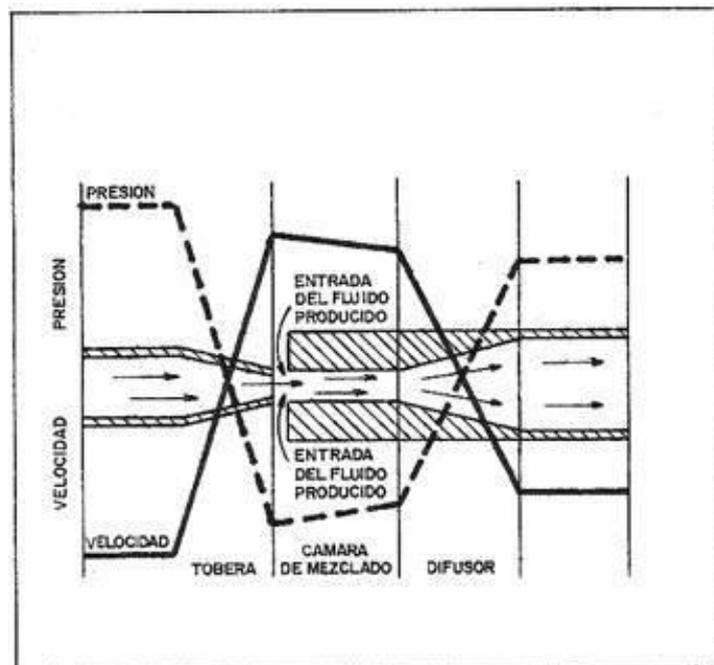


Figura 3.13. Comportamiento de la velocidad y la presión en una bomba Jet (Gómez J. A., 1985).

En este sistema artificial de producción se requiere de una presión de succión relativamente alta para evitar la *cavitación*, además de que la eficiencia mecánica es baja. Entre otras ventajas que se tienen del bombeo hidráulico tipo jet se encuentran: **(Gómez J. A., 1985)**.

- Permite manejar cualquier tipo de fluidos (aún contaminados).
- La bomba subsuperficial es de fácil instalación.
- Se adapta a cualquier profundidad en el pozo.
- Permite obtener gastos altos.

Este sistema de bombeo utiliza agua o aceite como fluido motor, cuando se emplea agua como fluido suministrador de energía es posible agregar químicos con la finalidad de lubricar, inhibir corrosión y depurar el oxígeno; sin embargo, estos químicos se pierden cuando se mezclan con el fluido producido, por lo que deben ser suministrados continuamente **(Brown E. K., et.al., 1980)**.

En los esquemas de las figuras 3.14 y 3.15 se aprecian los componentes y el momento en el que se mezclan ambos fluidos en una bomba tipo Jet respectivamente.

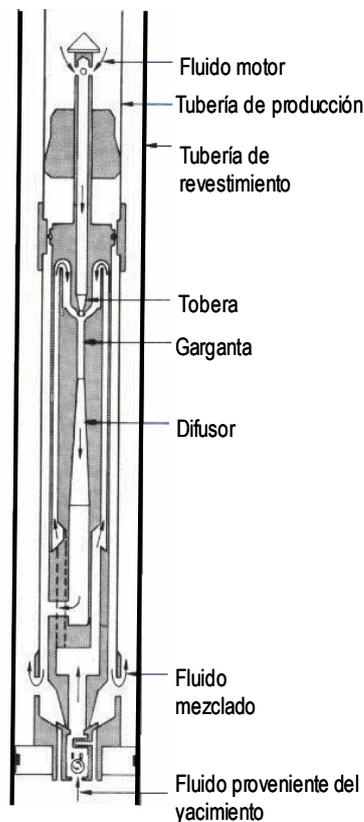
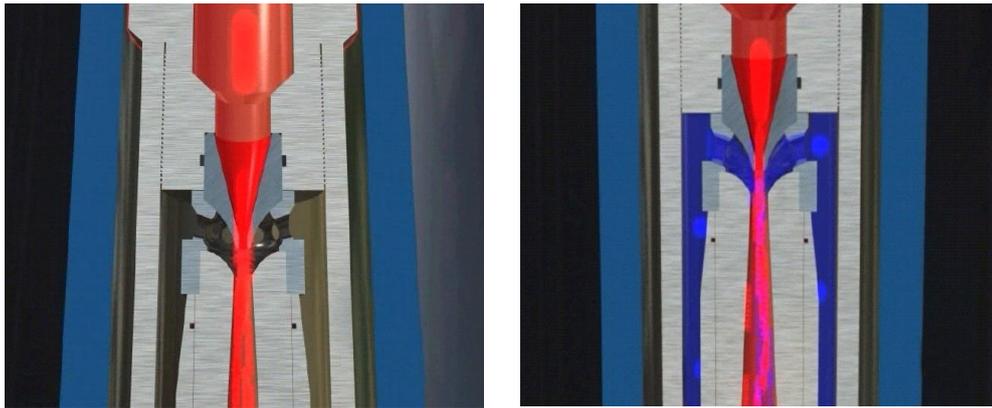


Figura 3.14. Componentes de una bomba tipo Jet
(www.oilproduction.net).



(a)

(b)

Figura 3.15. Momento de mezcla en una bomba tipo Jet

(a) Entrada del fluido motor, (b) Entrada del fluido motor y del fluido proveniente del yacimiento generando la mezcla (www.oilproduction.net).

Cabe mencionar, que el bombeo tipo Jet se puede realizar de dos maneras: por circulación directa, en la que el fluido motor se introduce por la tubería de producción hasta llegar a la bomba, en donde se lleva a cabo el mezclado de ambos fluidos; y por circulación inversa, en la cual, el fluido suministrador de energía se inyecta entre el espacio anular revestimiento – producción. Lo anterior se aprecia en la figura 3.16.

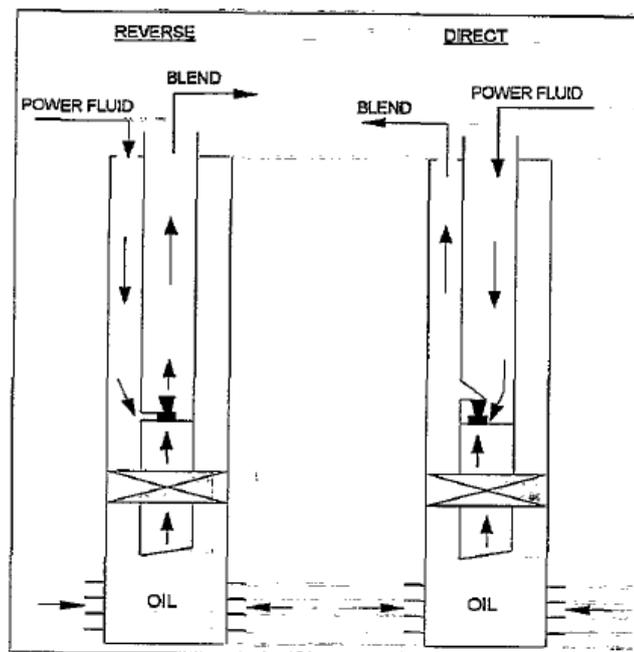


Figura 3.16. Esquema de circulación inversa y directa del sistema de bombeo tipo Jet

(Giambattista De Ghetto, *et. al.*, 1994).

Bombeo hidráulico tipo Jet en campos italianos de aceite pesado.

En los años 80's muchos campos de aceite pesado, tanto marinos como terrestres, se descubrieron en Italia, y prácticamente todos ellos requieren de algún tipo de levantamiento artificial con el objetivo de elevar la producción de aceite a niveles económicos aceptables (**De Ghetto G., et al., 1994**).

En los campos Vega y Gela, que son los dos campos más grandes de aceite pesado en Italia, el bombeo hidráulico tipo Jet empezó a utilizarse desde principios de los 90's con la finalidad de maximizar la producción rentable reduciendo los costos de operación, en donde el costo efectivo del sistema de bombeo es uno de los principales factores; sin embargo, a pesar de su simplicidad, comparada con otros métodos, este sistema artificial de producción no ha tenido una gran difusión, especialmente en aceites pesados.

El campo marino Vega es un yacimiento de carbonatos fracturados, con una densidad de 15° API y con una viscosidad de 70 cp; se localiza en el canal de Sicilia y se explota desde una plataforma de 8 piernas, con 123 metros de tirante de agua, llamada "Vega A" que se encuentra en operación desde el verano de 1987.

El campo Gela, que se localiza costa adentro al Sur de Sicilia, tiene una viscosidad de 85 cp y su densidad varía de 7 a 11 °API; éste se encuentra en operación desde 1958 y es explotado por un total de 70 pozos terrestres, siendo la producción promedio por pozo de 300 a 350 bpd y llegando a una máxima de 600 bpd por pozo.

Aunque algunos pozos productores, correspondientes a estos campos, con altos índices de productividad fueron inicialmente fluyentes, debido al esperado incremento en la entrada de agua, y con la finalidad de incrementar la producción de aceite, se terminaron desde un principio con el sistema de bombeo electrocentrífugo, el cual demostró una alta rentabilidad, un promedio de vida mayor a 4 años y un rango de producción inicial que oscilaba entre 1,000 y 6,000 bpd por pozo con una entrada baja de agua; sin embargo, después de cierto período de operación, las bombas eléctricas semisumergibles comenzaron a presentar fallas, disminuyendo la producción de 700 a 3,000 bpd por pozo con un promedio de entrada de agua cerca del 20 al 40 %, requiriéndose entonces, trabajo extra para recuperar y reemplazar las bombas, y obviamente, un aumento en los costos. Por tal razón, se decidió implementar el sistema de bombeo hidráulico tipo Jet, siendo posible la instalación de la bomba por encima del empacador con el simple uso de cable o tubería flexible.

Entre los beneficios que se han tenido en estos campos, debido a la aplicación del sistema de bombeo hidráulico tipo Jet, se pueden mencionar:

1. El mecanismo de bombeo tipo jet, utilizando como fluido motor un hidrocarburo líquido y de baja densidad específica (por ejemplo: nafta virgen), es adecuado para producir aceites pesados; este fluido provoca los siguientes efectos:
 - Menor peso en la columna hidrostática en la sarta de producción debido a la reducción en la densidad del líquido.
 - Menor pérdida de fricción debido a la reducción en la viscosidad del fluido producido.
 - Reducción de pérdida de fricción en la garganta de la bomba tipo jet debido al instantáneo y mejor mezclado del fluido motor con el fluido proveniente del yacimiento.
2. Es un método efectivo en términos de costos cuando se presenta la necesidad de reemplazar las bombas con fallas en el sistema de bombeo electrocentrífugo, debido a que las bombas tipo jet se pueden introducir o extraer del pozo por medio de un simple cable evitando el uso de un costoso aparejo; por ejemplo: en el campo Vega la diferencia en los costos fue totalmente consistente: US\$ 70,000 para el bombeo jet contra US\$ 400,000 a US\$ 600,000 que se utilizan en el reemplazo de una bomba eléctrica semisumergible.
3. En el campo Vega, a pesar de la baja eficiencia de las bombas tipo jet, del 20 al 30 % menor al valor teórico, el levantamiento de los fluidos fue satisfactorio y suficiente para producir los gastos de aceite alcanzados por otros métodos artificiales, como BEC y BN; por lo tanto, se considera un sistema efectivo en términos de eficiencia y costos para producir hidrocarburos pesados.
4. Para minimizar problemas de operación, tales como: corridas de diablos, incrustaciones, parafinas, etc., es conveniente seleccionar entre las posibles combinaciones de tobera – garganta para obtener el área de flujo adecuada, dependiendo a la situación que se presente.
5. Proporciona un buen desarrollo en el pozo debido a la reducción de pérdidas de fricción (20 a 40 psi) en la sarta de producción (**De Ghetto G., et. al., 1994**).

III.2 Otros métodos de producción de aceites pesados.

III.2.1 Explotación minera.

El método original de recuperación de petróleo pesado en frío es **la minería**, la cual tiene lugar en las minas a cielo abierto de Canadá, aunque también se ha recuperado petróleo pesado por minería subterránea en Rusia; este método, a cielo abierto, es útil solamente en Canadá, donde el acceso desde la superficie y el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas someras, que se estiman en 176,000 millones de barriles [28,000 millones de m³], hacen que el proceso sea económicamente rentable.

El proceso de esta técnica, que se observa en la figura 3.17, comienza con la recuperación de las arenas petrolíferas canadienses mediante operaciones con camiones y excavadoras que son transportadas a las plantas de procesamiento (a, b), en estas plantas se agrega agua caliente provocando que se separe el bitumen de la arena (c), posteriormente este bitumen se diluye con hidrocarburos más livianos con la finalidad de obtener un mejor producto y formar un crudo sintético (d); y finalmente, después de la aplicación del método de minería, la tierra se rellena y se sana.

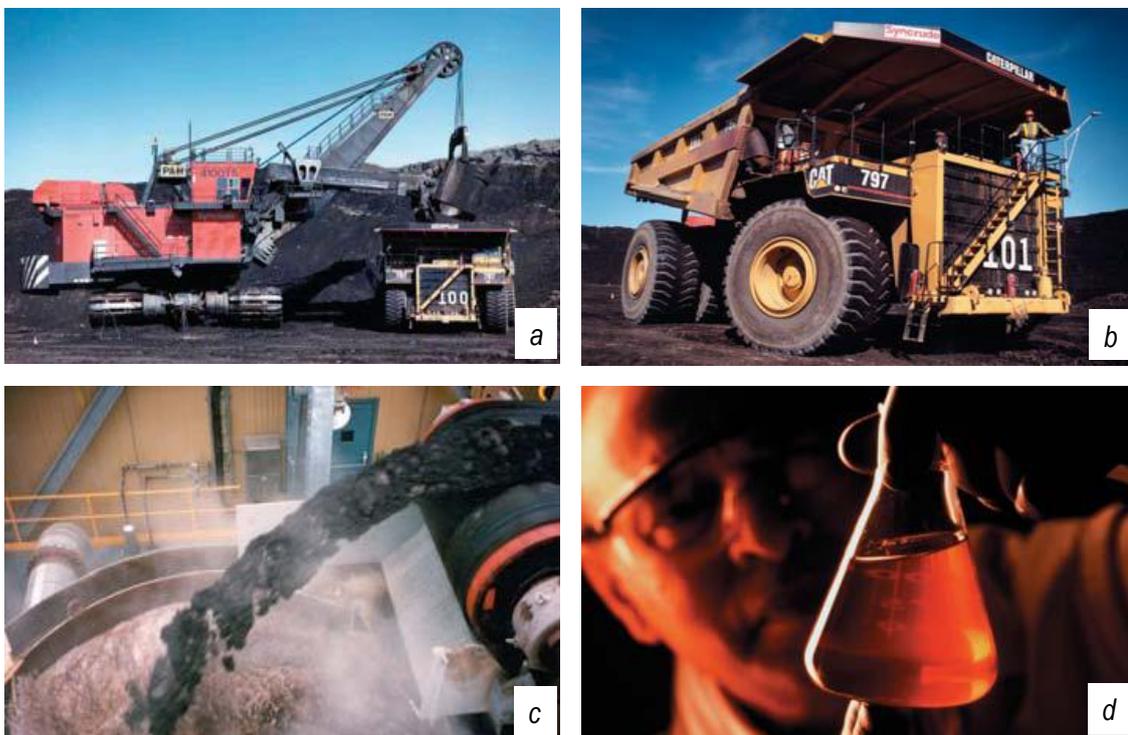


Figura 3.17. Explotación minera

(Alboudware H., et. al., 2006. Imágenes: Cortesía de Syncrude Canada Ltd).

Una de las ventajas de este método aplicado en este país es que se tiene una recuperación de alrededor de un 80% del hidrocarburo; sin embargo, desde la superficie sólo es posible acceder aproximadamente a un 20% de las reservas, o a aquéllas que se encuentran a una profundidad de unos 246 pies. Cabe mencionar, que en el año 2005, la producción de bitumen de Canadá alcanzó 1.1 millón de bpd [175,000 m³/d] y se espera que aumente a 3 millones de bpd [472,000 m³/d] para el año 2015 (**Alboudwarej H., et. al., 2006**).

III.2.2 Pozos horizontales y multilaterales con producción en frío.

Otra tecnología que se emplea actualmente para este tipo de hidrocarburos, como en la Faja del Orinoco en Venezuela, es el uso de **pozos horizontales y multilaterales con producción en frío** con el objetivo de contactar la mayor parte del yacimiento posible. El proceso consiste en perforar pozos horizontales y multilaterales, en inyectar diluyentes, tales como la nafta, para reducir la viscosidad del fluido y, mediante el empleo de un sistema artificial, como los sistemas de bombeo electrosumergibles (ESP o BEC) y los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (PCP), llevar los hidrocarburos a la superficie para que puedan ser transportados hasta una unidad de mejoramiento. Una de las ventajas del método es que necesita de menor inversión de capital con respecto a las técnicas asistidas termalmente, y una desventaja es que el factor de recuperación es bajo y oscila entre el 6 y 12% (**Alboudwarej H., et. al., 2006**).

Plan básico de desarrollo de pozos horizontales y multilaterales en la Faja del Orinoco.

Petrozuata (ConocoPhillips y PDVSA), que trabaja en el área de Zuata en la Faja del Orinoco, realizó estudios previos indicando que la mejor opción para el desarrollo primario de esta zona era utilizar pozos horizontales con producción en frío en lugar de pozos verticales u horizontales con inyección cíclica de vapor (**Curtis C., et. al., 2002**).

El modelo de yacimiento original, construido con datos limitados de registros de pozos y ningún dato sísmico, se componía de una sucesión de extensos depósitos fluviales que coalescieron para formar cuerpos de arenisca continuos bien conectados que se estimaban en por lo menos 15 m (50 pies) de espesor y que residían en fajas de canales de varios kilómetros de ancho. A Petrozuata se le asignaron 300 km², los cuales dividió estratégicamente en rectángulos de drenaje y dentro de los cuales era importante desarrollar más de un cuerpo de arenisca en cada uno de ellos debido a que estos cuerpos podrían estar localmente aislados; y además planificó perforar dos pozos horizontales en un solo cuerpo de arenisca desde una localización de pozos múltiples ubicada en los límites de dos rectángulos de drenaje, conteniendo cada localización entre 4 y 12 pozos; cada pozo tenía una sección horizontal de 1,200 a 1,500 m de longitud con dirección este a oeste con la finalidad de atravesar varios canales y fueron terminados con tubería ranurada (figura 3.18).

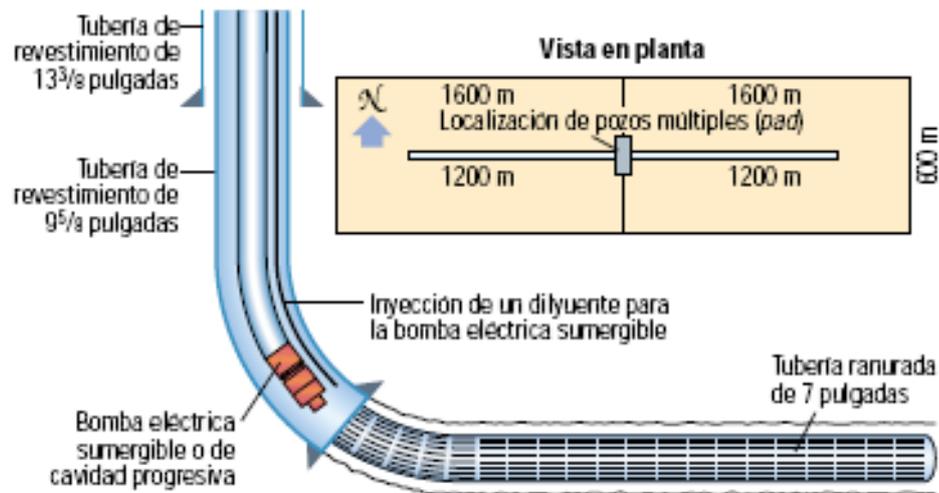


Figura 3.18. Pozo lateral terminado con un solo tramo lateral (Curtis C., *et. al.*, 2002).

El primer pozo que se perforó, que es un pozo estratigráfico, se utilizó únicamente para obtener información tal como registros y núcleos; una vez que este pozo se correlacionó con otros pozos, con datos sísmicos 3D y de acuerdo con las restricciones del plan de desarrollo del yacimiento, se procede a seleccionar las areniscas de mayor espesor alrededor de la localización para el emplazamiento de los pozos horizontales, cuyos diseños evolucionaron considerablemente durante el proyecto.

Cada pozo es equipado con un sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC) o de cavidades progresivas (PCP) para llevar el crudo hasta la superficie, inyectándose además, en algún punto de estos mismos, un diluyente (nafta) o petróleo liviano de 47 °API para ayudar a reducir la viscosidad y mejorar la deshidratación; también, antes de que las bombas multifásicas envíen la mezcla de 16 °API a una planta central de procesamiento y posteriormente a la instalación de mejoramiento del crudo, situada en la costa norte de Venezuela, se agrega un diluyente adicional a los centros de recolección de la localización. El aditivo de mejoramiento del crudo sintetiza el petróleo mediano y otros productos de exportación, extrayendo al mismo tiempo la nafta para regresarla al campo.

Ahora bien, el éxito económico del proyecto depende de la perforación de pozos horizontales de alta productividad y del mínimo costo en los que Petrozuata esperaba una producción promedio de entre 1,200 y 1,500 bpd [190 y 238 m³/d] por pozo; sin embargo, el promedio de los primeros 95 pozos laterales simples alcanzó solamente 800 bpd [127 m³/d]. Con el análisis de los registros de pozos adquiridos durante la perforación de los pozos horizontales, se determinó que algunos pozos poseían

intervalos largos y continuos de arenisca de alta calidad, como se aprecia en la figura 3.19 en el registro de pozo A, mientras que otros penetraban intervalos más cortos de arenisca separada por largos intervalos de limonita no productiva; siendo además, que las resistividades en estas mismas areniscas eran generalmente bajas, lo cual indicaba la mala calidad del yacimiento, registro de pozo B. Estos factores explicaron el pobre comportamiento del pozo y mostraron que la geología era más complicada de lo que originalmente se esperaba.

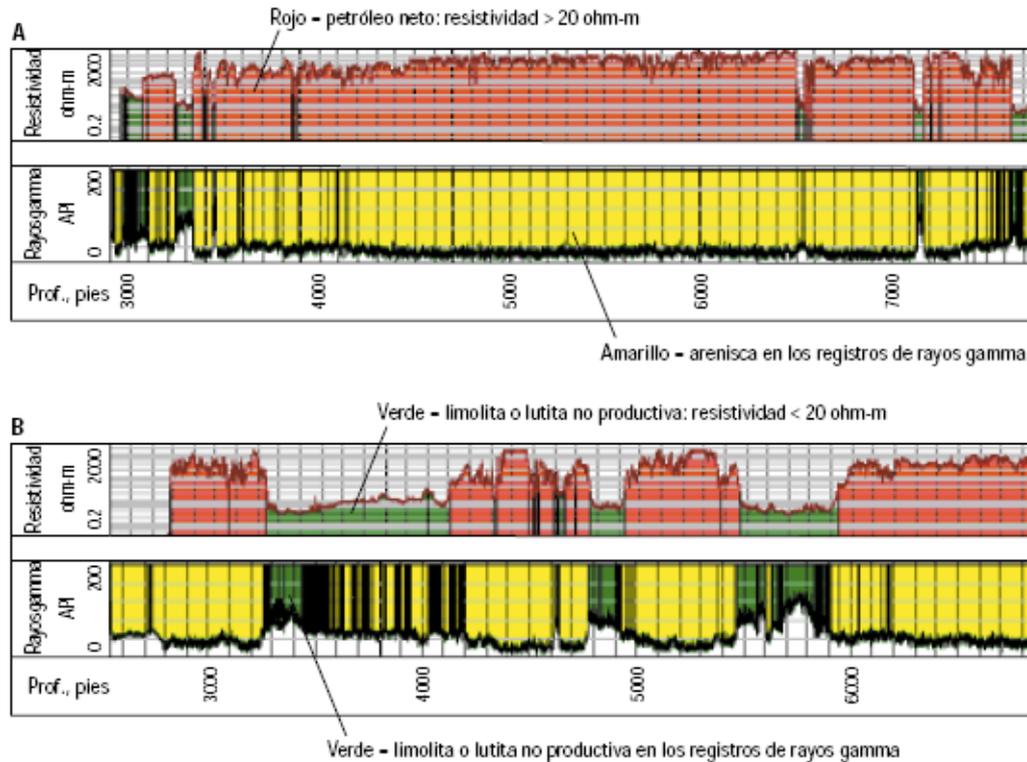


Figura 3.19. Registros adquiridos durante la perforación de dos pozos horizontales (Curtis C., *et. al.*, 2002).

Debido a que los resultados no eran los que se esperaban de acuerdo a la planeación, a fines de la década de 1998, Petrozuata inició un amplio programa de adquisición de datos con el objetivo de mejorar la caracterización del yacimiento en el que se recolectó información adicional de registros y de núcleos de nuevos pozos estratigráficos. Los estudios mostraron que el yacimiento contenía además de depósitos fluviales, depósitos de canales distributarios y de estuarios de marea, siendo que estos dos últimos poseen una menor conductividad, una relación muy variable entre el espesor bruto y el espesor neto y una relación entre la permeabilidad horizontal y vertical reducida; también, se descubrió que el espesor promedio de la capa era de 30 pies [9 m] con la mayor parte del petróleo que se puede producir almacenado en capas de 20 a 40 pies [6 a 12 m] de espesor.

Con los mismos datos provenientes de los pozos estratigráficos se obtuvo información necesaria que se utilizó para evaluar la distribución de los cuerpos de areniscas, lo cual es indispensable, ya que para drenar las areniscas más delgadas y discontinuas se requieren tramos adicionales y diseños de pozos más complejos; por tales razones y debido al costo de un pozo nuevo completo, se observó que los pozos multilaterales ofrecían una solución atractiva, siempre y cuando los tramos laterales se ubicara con exactitud para que éstos fueran efectivos.

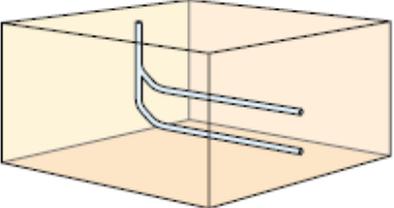
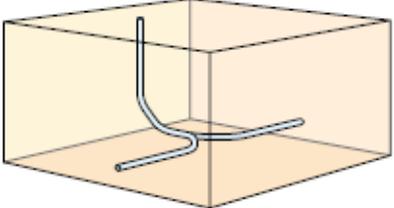
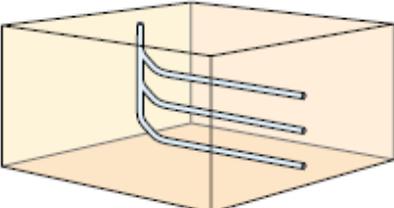
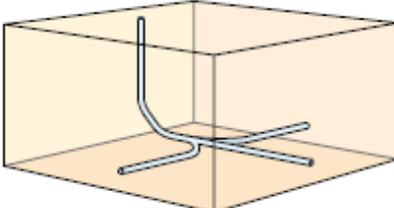
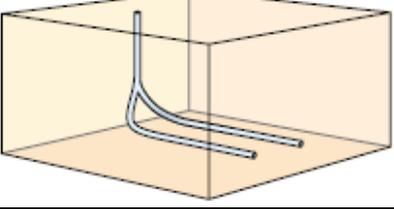
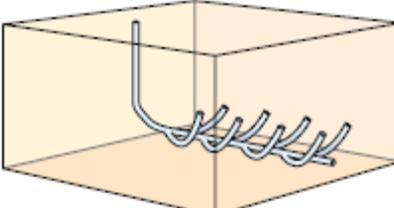
Posteriormente, durante la perforación se adquieren registros de resistividad y de rayos gamma que son integrados, en esta misma etapa, con el volumen sísmico 3D y con los estudios de caracterización de yacimientos para comparar la formación que se encontró con la predicción geológica; y de ser necesario, se modifica la trayectoria del pozo o éste se desvía para optimizar el volumen de arenisca perforada.

Es importante mencionar, que existen tres factores clave que han contribuido a maximizar el conteo de arenisca y optimizar el emplazamiento de los pozos, éstos son:

1. Conversión de tiempo a profundidad precisa de los datos sísmicos 3D utilizando registros de los pozos estratigráficos.
2. Identificación y correlación de los marcadores geológicos principales a través de todo el campo.
3. Conocimiento del espesor neto esperado y su distribución areal obtenido de un mejor modelo de facies sedimentarias.

Con un buen emplazamiento lateral se pueden utilizar diferentes tipos de pozos multilaterales para distintos propósitos y ambientes geológicos, ya que con ellos es posible producir más petróleo y explotar de la manera más óptima los yacimientos localizados en esta zona de la Faja del Orinoco. En la tabla 3.3 se muestran los diferentes tipos de pozos multilaterales con información adicional de los mismos (**Curtis C., et. al., 2002**).

Tabla 3.3. Diferentes tipos de pozos multilaterales (Curtis C., et al., 2002).

Tipo de pozo	Esquema	Costo respecto de un solo tramo lateral	Características
Dual apilado		1.58	Accede al mismo volumen de arenisca como dos laterales simples, pero a un costo total menor.
Dual tipo ala de gaviota		1.67	Permite perforar dentro de un rectángulo de drenaje adyacente eliminando la necesidad de una localización de pozos múltiples; ahorrándose así, entre 50 y 70 localizaciones de pozos múltiples (US\$ 43 millones).
Triple apilado			Puede estar también en tres dimensiones como el triple tipo pata de cuervo que se muestra en seguida.
Triple tipo pie de cuervo		2.54	Con el pie central se intercepta el petróleo directamente debajo de un rectángulo de drenaje adyacente que no se drenaría de otro modo.
Dual tipo horquilla			Se utiliza cuando las otras opciones no se ajustan adecuadamente a la geología local, aunque no es tan común.
Espina dorsal		1.18 (9 espinas)	La trayectoria del petróleo hacia el pozo es más corta a través de una ramificación que a través de la roca. Las ramificaciones pueden agregarse a cualquier lateral.

Todos los laterales, excepto las ramificaciones tipo espina dorsal, se terminan con una tubería de revestimiento, la bomba se coloca por encima del lateral superior procurando que no quede a más de 45 m del lateral más profundo.

Los pozos multilaterales tipo espina dorsal son aptos para explotar cuerpos de arenisca delgados y multicapa que se depositaron en un ambiente casi marino, las ramificaciones en este tipo de pozos del proyecto Petrozuata, generalmente se perforan hacia arriba en forma de arco hasta unos 300 m de distancia de la espina y se elevan verticalmente de 7 a 15 m para penetrar diferentes lentes dentro del cuerpo de arenisca y facilitar el drene gravitacional del petróleo hacia el tronco principal; aunque, se han utilizado ramificaciones más largas para explotar areniscas delgadas y aisladas hasta 122 m por encima del lateral y para yacimientos que se encuentran en la proximidad de un lateral. Debido a que los laterales más profundos se perforan primero, las ramificaciones exploratorias verticales permiten evaluar la sección superpuesta y, por consiguiente, es posible optimizar o cancelar la perforación de laterales subsiguientes de menor profundidad; además, estas ramificaciones de exploración proporcionan información sobre los cuerpos de areniscas a un costo mucho menor que el de un pozo estratigráfico tradicional perforado verticalmente desde la superficie.

En la figura 3.20 se observan trayectorias reales de diez pozos multilaterales, de los cuales cuatro poseen ramificaciones tipo espina dorsal, perforados desde dos localizaciones de pozos múltiples en el área de Zuata de la Faja; el pozo multilateral promedio tipo espina dorsal incluye una red de 6,100 m [20,000 pies] de pozo, mientras que el récord de un solo pozo alcanza los 19,200 m [63,000 pies].

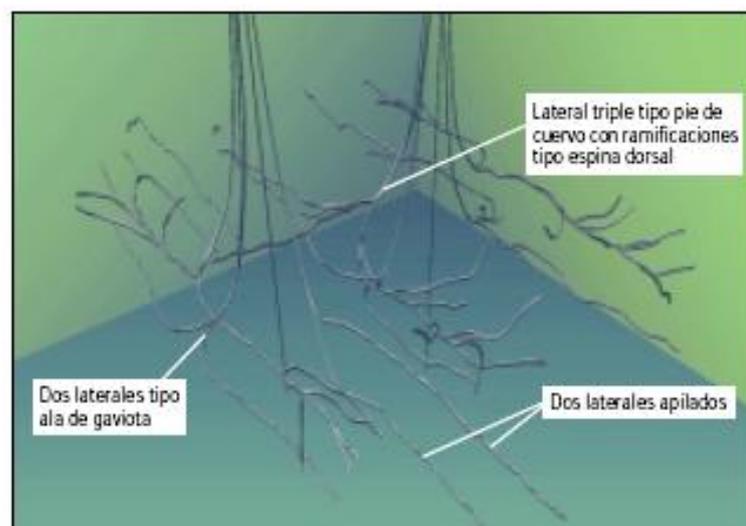


Figura 3.20. Trayectorias reales de 10 pozos multilaterales
(Curtis C. et. al., 2002).

Como se observa en la gráfica de la figura 3.21, para Petrozuata, las producciones promedio de los pozos multilaterales han sido el doble comparadas con las de los pozos con un solo tramo lateral, a cambio de un moderado incremento en los costos; en particular, los cuerpos de areniscas más delgados y más marinos producen tres veces más con multilaterales.

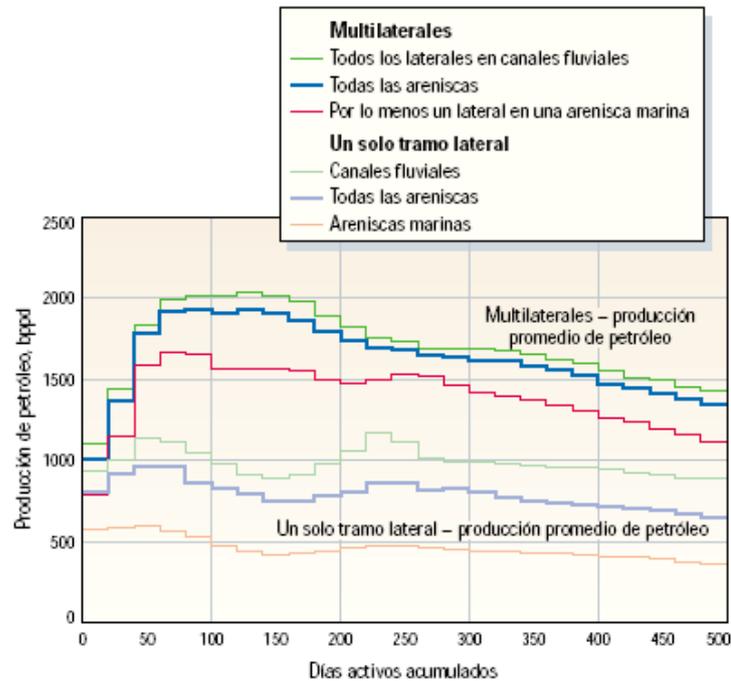


Figura 3.21. Comparación entre pozos con un solo tramo lateral y pozos con tramos laterales múltiples (Curtis C., *et. al.*, 2002).

A lo largo del desarrollo de este proyecto para aceites pesados, se llegó a la conclusión que el uso de pozos multilaterales son un método efectivo en materia de costos para acelerar la producción y explotar reservas acumuladas en areniscas delgadas; y en un futuro, estos pozos permitirán un agotamiento mayor del yacimiento antes de alcanzar el límite económico. Cabe mencionar, que Petrozuata alcanzó su meta de producción, la cual fue de 120,000 bpd [19,070 m³/d] a finales del año 2001, debido al uso de esta tecnología y a un adecuado emplazamiento de los pozos multilaterales en los cuerpos productores (Curtis C., *et. al.*, 2002).

III.2.3 Producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS).

La producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS, por sus siglas en inglés), es otro método de producción primaria de aplicabilidad en numerosos yacimientos de crudo de alta viscosidad, entre 50 y 15,000 cp, y baja densidad API, menor a 20 °API. En cientos de campos petroleros de Canadá, se llega a producir hasta un 10% de “corte de arena” en volumen junto con el aceite; como se aprecia en la figura 3.22, se observa una muestra de fondo de tanque que se recuperó en una playa de tanques de una unidad de limpieza de petróleo cercana a Lloydminster, Saskatchewan, Canadá, y se compone de aproximadamente 10 a 20% de arcilla fina y sílice, 20 a 30% de petróleo viscoso y 50 a 60% de agua (**Alboudwarej H., et. al., 2006**).

En este método, que requiere de sistemas de bombeo multifásico capaces de manejar conjuntamente arena, petróleo, gas y agua, como por ejemplo: el sistema de bombeo por cavidades progresivas; conforme se extrae el petróleo, éste pierde presión provocando que se libere gas del mismo, este gas ayuda a desestabilizar y mover los granos de arena, lo cual, a la vez, incrementa la movilidad del fluido y forma canales denominados agujeros de gusanos que crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo; el gas y el aceite se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables.

La producción anual de petróleo pesado por el método CHOPS que se obtuvo en Canadá en el año 2003 fue de 700,000 bpd.



Figura 3.22. Lechada producida por el método “CHOPS”
(Alboudware H., et. al., 2006. Fotografía: Cortesía de Maurice Dusseault).

IV TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS.

El transporte en tuberías de aceites pesados puede llevarse a cabo efectivamente desde los puntos de vista técnico y económico a través de diseños de sistemas adecuados; tales diseños de líneas de flujo deben considerar aspectos de seguridad, integridad del sistema, facilidad de instalación y problemas de operación y de mantenimiento. Por medio de investigaciones, tanto en el laboratorio como en el campo, y por experiencias en cuanto a producción y transporte de crudos pesados, en la actualidad se tienen identificados diversos problemas físicos y características reológicas pertenecientes a este tipo de aceites; para lo cual, se plantean soluciones obvias derivadas de la misma investigación y experiencia, entre éstas se encuentran: **(Bomba J. G., 1986)**.

- No permitir la obstrucción de la línea de flujo debido al depósito de compuestos como los son: parafinas, hidratos, asfaltenos y/o incrustaciones.
- Mantener el aceite crudo pesado caliente, o mejor dicho, a una temperatura adecuada en la que éste pueda tener un flujo óptimo.
- Mantener el aceite pesado en movimiento.

Un sistema de transporte de líneas para crudos de baja densidad API y alta viscosidad, generalmente requiere de técnicas especiales que permitan llevar el crudo a lo largo de su trayectoria hasta su destino en estaciones terrestres. Además, puede necesitarse equipo adicional y específico para que sea posible reutilizar la línea en caso de que se haya presentado un período de corte **(Visser R. C., 1989)**.

Los métodos que se utilizan en la actualidad para transportar crudos con estas características a través de tuberías incluyen:

1. Pre calentamiento del crudo en el lugar donde se produce a una temperatura suficientemente alta con la finalidad de que éste pueda llegar a su destino en instalaciones terrestres sin exceder el uso de bombas, intercambiadores de calor y/o equipo adicional.
2. Pre calentamiento y aislamiento térmico de la línea para retener el calor.

3. Calentamiento del crudo que fluye en una tubería por medio del bombeo de un fluido caliente a través de una línea paralela o con un sistema de calentamiento eléctrico.
4. Reducción de la viscosidad del crudo por la adición de un diluyente.
5. Inyección de agua para formar un anillo alrededor del crudo, o crear una emulsión con una baja viscosidad.

El propósito en el transporte de crudos pesados y viscosos de un sistema de calentamiento y/o del aislamiento térmico, en caso de requerirse, es mantener el aceite a una temperatura adecuada, lo cual reduce la viscosidad del mismo manteniéndola en valores aceptables para que éste pueda llegar a su destino; ayudando también, a evitar en la mayor medida posible la formación de parafinas, hidratos y asfaltenos. El suministro de calor al aceite puede realizarse de dos maneras: Calentamiento en un punto, conocido como “Spot Heating”, y por calentamiento a lo largo de una línea, “Line Heating” (**Szilas A.P., 1986**).

En cuanto a la inyección de algún diluyente, ésta se lleva a cabo obviamente en la línea de transporte, con la finalidad de llevar y mantener a la viscosidad en niveles favorables para que el fluido pueda tener movilidad constante dentro de la tubería, y de este modo no se generen obstrucciones en la misma.

Refiriéndose a la inyección de agua, puede utilizarse de igual modo para reducir la viscosidad del aceite pesado generando una emulsión; o también, para formar un anillo que esté en contacto interno con el hidrocarburo y en contacto externo con la pared de la tubería con la finalidad de lubricar el flujo del aceite y reducir las caídas de presión.

Es importante mencionar, que un gran problema que se presenta en los crudos pesados, es conseguir que el hidrocarburo o los fluidos dentro de la tubería fluyan después de un período de corte o reposo temporal, lo que se debe a que la línea de flujo está fría en relación con la temperatura del entorno, y mientras ambas temperaturas llegan a un equilibrio, el fluido pierde la mayor parte de su calor y por lo tanto, será más difícil bombearlo; no obstante, las técnicas de calentamiento y de adición de algún solvente, favorecen el transporte en situaciones como éstas, debido a que con instalaciones de estos dos sistemas, es posible reiniciar el flujo en la tubería en caso de que se haya tenido un período largo de corte. Cabe mencionar, que este problema también se puede eliminar

instalando un *sistema de líneas paralelas*, que es un método alternativo para evitar que las líneas sean obstruidas por un tapón de aceite frío debido a un período de corte; en este método, las dos líneas se encuentran conectadas y permiten la circulación de un diluyente o de un aceite caliente durante estos lapsos de paro, o también, en caso de que el crudo de baja densidad API permanezca en la línea durante el tiempo de inactividad, éste se desplaza de la tubería con algún diluyente **(Visser R. C., 1989)**.

En esta parte de este trabajo de investigación, se tratarán los métodos para transportar crudos puntualizados anteriormente; pero también se incluirán, dos tecnologías adicionales empleadas para mejorar la calidad del crudo. Una de ellas, utilizada con mayor frecuencia, es el tratamiento químico; mientras la otra, que es más reciente, es un sistema conocido como “viscositor”.

IV.1 Calentamiento en un punto (“Spot Heating”).

En este sistema, el aumento de temperatura del aceite en un punto de calentamiento se lleva a cabo antes de que éste entre a una tubería, o a una estación de rebombeo. En el esquema de la figura 4.1 se muestra uno de los posibles arreglos de un sistema de calentamiento en un punto. El aceite almacenado en el tanque (1) se calienta por medio de circulación de vapor a una temperatura T_{ta} , que es menor a la temperatura de inicio de la línea T_1 , pero lo suficiente para permitir el flujo del aceite hacia la bomba (3); la cual, succiona aceite ligero del tanque (2) para nivelar la viscosidad del crudo y conduce el aceite por medio del intercambiador de calor (4) hacia la línea (6); en donde finalmente, el aceite que fluye a través de esta tubería entra al tanque (7). El calor absorbido en (4) y la energía disipada en la bomba calentarán el aceite de T_{ta} a T_1 ; y el vapor caliente que se encuentra en los tanques y en el intercambiador de calor se produce en la cadera (5) (Szilas A.P., 1986).

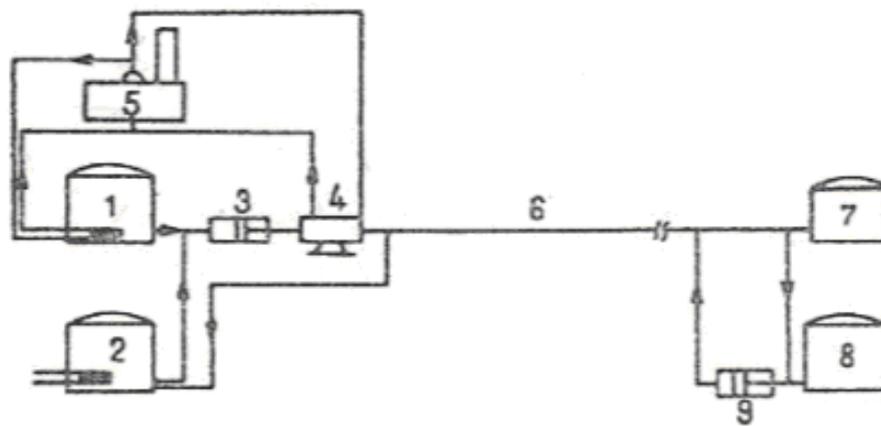


Figura 4.1. Sistema de transporte de aceite con calentamiento en un punto (Szilas A. P., 1986).

Durante un período de corte, la línea permanece llena con un líquido anticongelante; cuando se reinicia el flujo, la línea que se encuentra congelada o fría se calienta con aceite ligero proveniente del tanque 2, el cual se calienta antes de la inyección. Una vez que el aceite caliente realizó su función es conducido al tanque 8; y posteriormente, la bomba 9, regresa el aceite de baja densidad API hasta al tanque 2 a través de la línea 6.

Los periodos de paro, que se deben a muchas causas, afectan considerablemente los aspectos económicos de una línea que transporta aceite caliente; por tal razón, en la etapa de planeación y diseño del equipo y operación de la línea de flujo, es indispensable tomar en cuenta factores que pudieran presentarse a un determinado tiempo y que causen problemas en el desempeño de la

misma con el objetivo de mantener el costo de transporte, con el gasto de aceite deseado, tan bajo como sea posible.

Como un ejemplo de un proceso de este tipo de calentamiento de aceite ("Spot Heating"), se puede mencionar la instalación de Getty Oil Co., una de las más grandes de este tipo (O'Donnell 1968; Griffith 1970). La línea sin aislamiento térmico, que tiene una longitud de 280 km y un diámetro de 20 pulgadas, transporta 26,000 m³ de crudo por día (163,522 bpd). En la estación de levantamiento, se tiene solamente calentadores, bombas y accesorios; la potencia total de bombeo es 9.3 MW y la potencia de calentamiento agregada es 59 MW. La operación de la línea se lleva a cabo por un sistema automatizado que controla el proceso, éste adquiere y procesa 250 mediciones y datos de posición cada 15 segundos; de acuerdo a su programación, éste asegura la temperatura adecuada de salida, registra los lotes de aceite, controla la apertura y cierre de las válvulas cuando es necesario el paso de alguna herramienta, el ritmo de operación de las bombas en el inicio, la entrada del equipo de seguridad entre otras operaciones automáticas. La figura 4.2 muestra las instalaciones superficiales de la Estación Coalinga; y en la figura 4.3 se observa el esquema de la distribución de una Estación de Rebombeo (Szilas A.P., 1986, Fuente: O'Donnell 1968).

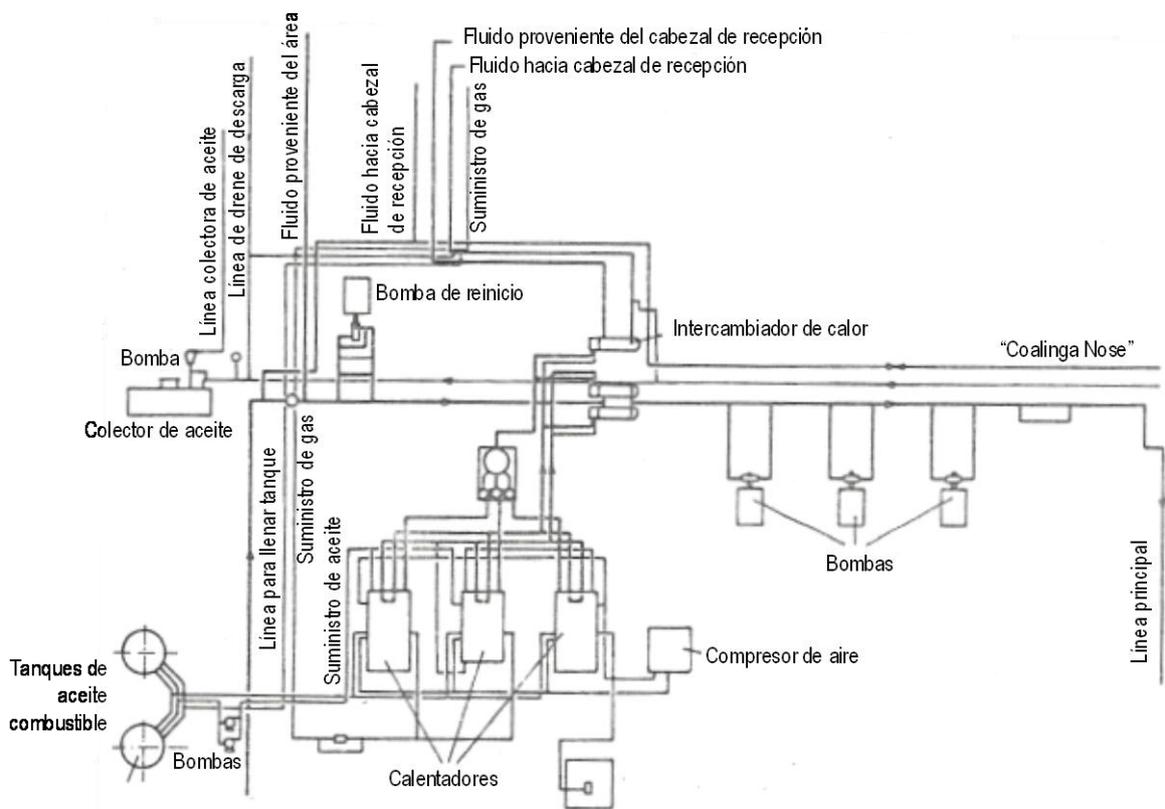


Figura 4.2. Estaciones superficiales de la Estación Coalinga (Szilas A. P., 1986).

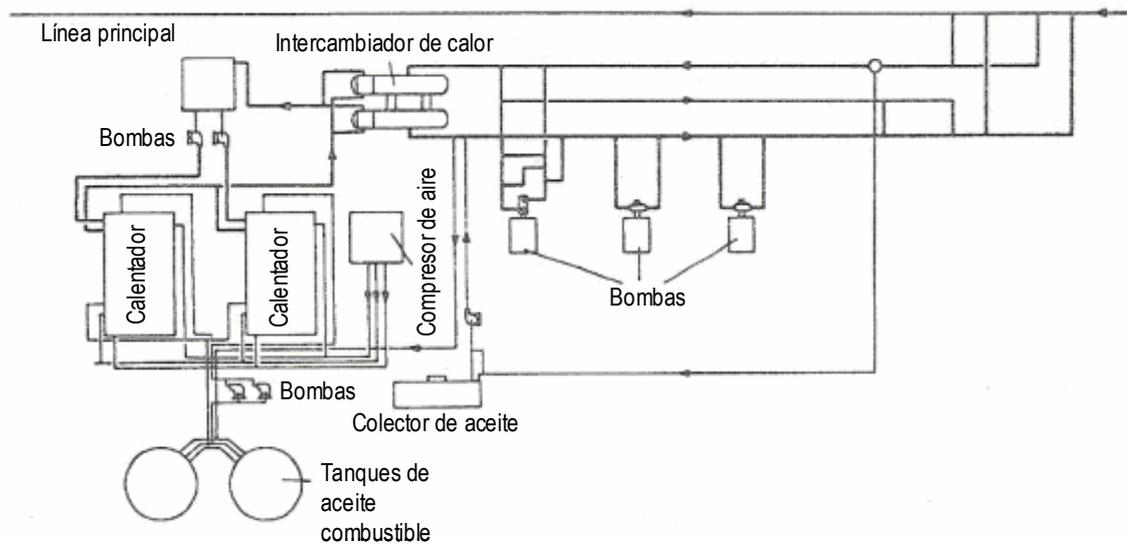


Figura 4.3. Estación de Rebombeo y Calentamiento (Szilas A. P., 1986).

IV.2 Líneas con aislamiento térmico.

En la práctica y tomando en cuenta todos los factores, existen diversas variables que tienen influencia en la selección de la solución óptima para transportar el aceite pesado; no obstante, hay métodos o procedimientos que permiten un mejor manejo y aprovechamiento de ciertos parámetros. Entre algunos autores que realizaron investigaciones sobre este tema se encuentra a Tugunov (1968), quién publicó un procedimiento para encontrar el *aislamiento térmico óptimo de la línea de transporte*, él supone que el aceite es Newtoniano, que se conocen el diámetro y la longitud de la tubería, así como, las temperaturas de flujo, desde el inicio hasta el final de la misma; siendo así, sus variables el aislamiento térmico, y acorde a eso, el número de estaciones intermedias de calor. También, se encuentra a Westphal (1952), que compara la economía de operación de líneas con materiales aislante y sin ellos a varios gastos de salida y con dimensiones determinadas; él encontró, que la línea sin aislamiento, es más económica a gastos de salida comparativamente bajos, y viceversa. Jablonsky ideó un procedimiento para determinar la temperatura óptima de aceite de principio a fin, esta temperatura (T_{opt}), es aquella en la cual, el costo agregado de calentamiento y bombeo es el más bajo; consideró un factor de transferencia de calor k constante a lo largo de la línea (**Szilas A. P., 1986**).

En la actualidad, la determinación de los perfiles de presión y temperatura de las líneas de transporte, como en todo, requieren de un método de cálculo que represente la compleja interrelación entre las propiedades dinámicas del aceite y el aislamiento como función de la temperatura; para ello, existen softwares especializados que calculan esta relación subdividiendo la línea en pequeños segmentos y determinando dichos perfiles de manera iterativa. Estos programas, hasta la actualidad, calculan este perfil para diferentes tipos de aislamiento, ya sea que la línea se localice en agua o en tierra; además, se puede conocer el tiempo en el cual la tubería puede permanecer en periodo de corte antes de que el reinicio de flujo sea muy difícil o imposible (**Visser R. C., 1989**).

En diferentes partes del mundo, en donde la temperatura del entorno no favorece el flujo de los hidrocarburos pesados, se utiliza el aislamiento térmico de las líneas de flujo; la mayoría de ellas se instalan tanto para prevenir la formación de hidratos como para permitir o ayudar al bombeo y al transporte de crudos pesados. El aislamiento térmico se lleva a cabo utilizando un material aislante en la parte externa de la tubería o línea y recubriéndola con un tipo de funda de acero o plástico para mantener dicho material seco, y al mismo tiempo, evitar que sea afectado por la compresión. Algunos de los métodos utilizados se muestran en la tabla 4.1.

Por ejemplo, en instalaciones marinas de Gabon y del Golfo de Arabia se utiliza espuma de poliuretano como material aislante, la cual se cubre con una funda de polietileno, siendo esta última la protección exterior; sin embargo, en tirantes de agua mayores a 150 pies (45 metros), este método no resulta del todo satisfactorio, debido a que existe la posibilidad de que ocurran fugas a través del recubrimiento de polietileno, y una vez que la fuga se presenta, la presión del agua colapsará la espuma de poliuretano y se tendrá un aislamiento ineficiente. Una forma de solucionar el colapso de la tubería aislada, es utilizando una línea dentro de otra, método que se conoce como “pipe within a pipe”, aunque se requiere de un sofisticado sello en cada conexión o un accesorio especial de acero; en instalaciones costa afuera de Indonesia se tienen líneas que utilizan este método, en el campo Vega costa afuera, en Sicilia, las líneas de transferencia de la plataforma hacia el tanque de almacenamiento también están aisladas del mismo modo; también, el oleoducto de 20 pg, en el campo costa afuera San Miguel de California, esta diseñado como una línea de doble pared con un diámetro externo de 26 pg.

Otra alternativa es el método de remolque controlado, en el que la línea completa es fabricada en instalaciones costa adentro y transportada hacia el mar en un solo remolque. Muchas instalaciones con este método se han realizado en el Mar del Norte a 500 pies de profundidad.

Aunque siguen en desarrollo, existen dos sistemas aisladores de calor para líneas en aguas con mayor profundidad que no dependen del recubrimiento externo de acero: Uno sistema está diseñado con plástico de neopreno, mientras que el otro con una cubierta de poliuretano; teniendo ambos la función de encapsular la espuma de PVC que sirve como material aislante. El uso de los dos sistemas es factible para una profundidad de 600 pies (**Visser R. C., 1989**).

Tabla 4.1. Métodos de aislamiento térmico (**Robert C. Visser, 1989**).

<i>Aislamiento térmico</i>		
<i>Material aislante</i>	<i>Protección exterior</i>	<i>Aplicación</i>
Poliuretano	Polietileno	Costa afuera Gabón a 115 pies Golfo Árabe a 50 pies
Poliuretano	Camisa de acero en espiral	Mar de Java a 130 pies
Poliuretano	Línea de acero	Mar del Norte a 500 pies Indonesia a 300 pies
Espuma PVC	Poliuretano plástico de neopreno	Bajo desarrollo; diseñada para tirantes de agua de 600 pies

IV.3 Calentamiento a lo largo de una línea (“Line Heating”).

En este tipo de transporte se suministra calor al aceite a lo largo de toda la línea de flujo, dicho calentamiento puede realizarse con **agua caliente, vapor, y/o electricidad**. En los dos primeros casos, el medio caliente fluye en líneas paralelas a la tubería que contiene el aceite, esta línea portadora de calor puede ser coaxial, ya sea dentro o fuera de la tubería por donde fluye el hidrocarburo; o paralela a la misma, pero en el exterior de ella (**Szilas A.P., 1986**).

En la figura 4.4 se muestran distintos diseños de líneas calentadoras; en el primer caso *a*, se tiene la ventaja que la temperatura de la pared exterior en la línea de transporte es más baja, y por consiguiente se reduce la pérdida de calor; sin embargo, una desventaja que presenta, es que en este tipo de configuración no es posible correr un escariador. Por otro lado, si la línea calentadora no es coaxial, como en los casos *c* y *d*, no se tiene tanta eficiencia en la transferencia de calor como en los diseños *a* y *b*, pero el tamaño de la línea puede ayudar a tener una menor caída de presión.

Cabe mencionar, que la aplicación de este método de calentamiento para transporte de hidrocarburos pesados, está restringido a líneas cortas, comúnmente menores a 1 km de longitud.

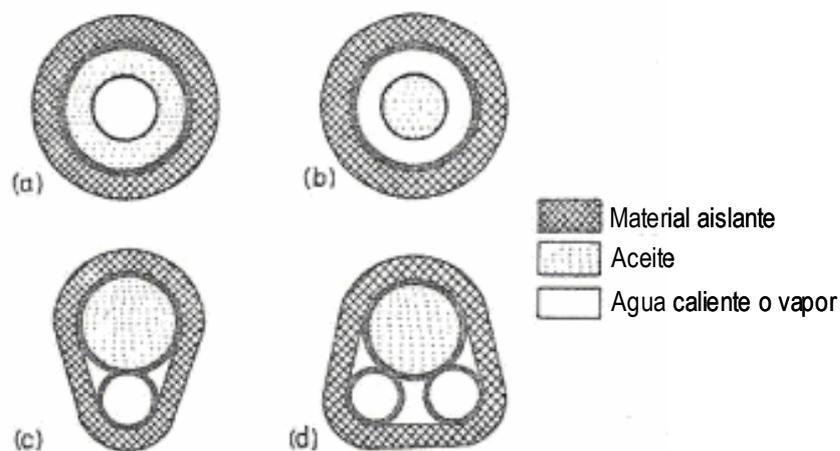


Figura 4.4. Diseños de Calentamiento a lo largo de la línea de transporte (**Szilas A. P., 1986**).

Como se mencionó anteriormente, también existe el **calentamiento eléctrico**, conocido como sistema *SECT* (*Skin Electric Current Tracing*), que se elaboró en Japón y se puso en práctica por primera vez en los años 70's; y que además, hoy en día, tiene una aplicación considerable en la industria petrolera alrededor de todo el mundo. En un principio, este método se utilizó para calentar

líneas relativamente cortas, transportando el crudo de alta viscosidad del puerto a la refinería, o productos de alta viscosidad de la refinería a estaciones de almacenamiento remotas; sin embargo, en la actualidad, se considera un sistema seguro y económico en líneas de gran longitud, con intervalos máximos de hasta 15 km.

El esquema del sistema se muestra en la figura 4.5. En la pared exterior de la tubería (1), se sueldan una o más líneas portadoras de calor (2), de ejes paralelos y con un diámetro interno de 6 a 38 mm; dentro de dicha línea, se coloca un cable de cobre (3) de 8 a 60 mm² de sección transversal, el cual se fija al final de la línea calentadora y se cubre con plásticos, tales como: PVC resistente al calor, polietileno, goma de silicón o teflón. La unidad de energía (5), suministra corriente alterna al sistema que fluye dentro de la pared de la línea calentadora a través del cable, esto es posible, obviamente, debido a que el circuito se cierra (6). La interferencia de los campos electromagnéticos, rodean el cable de cobre y la línea calentadora, provocando un efecto conocido como "Skin", en el cual, la corriente eléctrica, que se conduce por la misma línea, se propaga a través de una sección anular hermética; en esta pequeña sección transversal conductora de corriente se genera un calor considerable, apareciendo primero en la pared de la línea calentadora, y debido a que ésta se suelda a la tubería que contiene el aceite, éste se propaga a la pared exterior de la línea de transporte y posteriormente a su contenido. Con la finalidad de alcanzar el calor requerido para que el aceite pueda fluir sin mayores complicaciones con la aplicación de esta tecnología, se necesita un voltaje de 300 a 700 V/km, una cantidad de corriente de 50 a 200 A/km y una potencia de calor transmitida de 15 – 20 W/m (Szilas A.P., 1986, Fuente: Ando y Kawahara 1976).

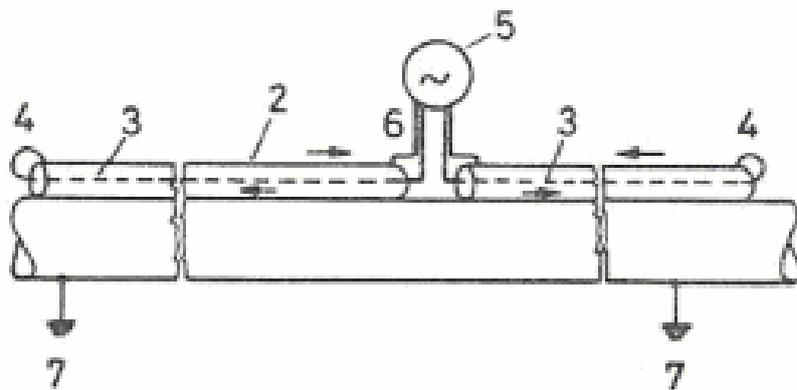


Figura 4.5. Esquema del Sistema eléctrico SECT (Szilas A. P., 1986).

En la figura 4.6, se muestra el esquema de una tubería con el mismo sistema de calentamiento, sólo que ahora, se incluye el material aislante que cubre a dicha línea por la cual fluyen los hidrocarburos.

La línea transportadora de aceite (1), el cable de cobre (2) y la línea portadora de calor (3), se cubren con una capa de poliuretano que sirve para aislar el calor, esto a su vez, y con la finalidad de proteger el sistema de daños mecánicos y del agua, se encuentra dentro de una tubería de polietileno (5).

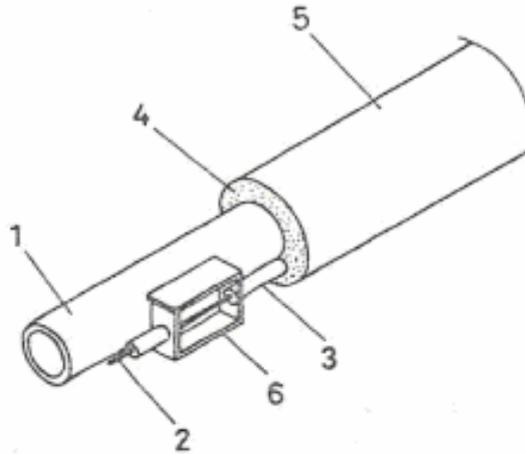


Figura 4.6. Estructura de las tuberías con el sistema SECT (Szilas A. P., 1986).

Es importante mencionar, que debido al flujo de aceite y a la alta transmisión de energía, la tubería puede cargarse de electricidad estática, por lo que el sistema debe tener conexión a tierra, como se aprecia en el punto (7) de la figura 19. De acuerdo a Ando y Kawahara, la diferencia de voltaje entre la pared externa de la línea y el suelo, se encuentra en un rango de 100 a 200 mV; y la corriente, que pasa a través el cable, oscila de 10 a 200 mA. Además, el montaje y reemplazo del cable de cobre, puede realizarse por medio del uso de las llamadas “pull – boxes”, punto 6 de la figura 20, sin dañar el material aislante y sin causar disturbios en el terreno.

La economía del sistema SECT, comparada con el calentamiento por medio de vapor, incrementa con la longitud de la tubería, por ejemplo: En Japón, para una línea de 3,700 m, el costo de calentamiento donde se aplica este método, es meramente el 30 % del costo que se tiene con el suministro de calor con vapor. En Europa, se construyó una línea de 24 pulgadas de diámetro en 1979 con este tipo de sistema de calentamiento, ésta transporta aceite desde un puerto del Mar Adriático a una refinería a 4.7 km de distancia (Szilas A. P., 1986, Fuente: Galato, et. al., 1979).

Las ventajas del sistema SECT son:

- Debajo de 70 °C, el costo de calentamiento es usualmente menor que en cualquier otro método.

- Trabaja automáticamente suministrando la temperatura necesaria en un transporte continuo de aceite o aumentando el suministro de calor en caso de que el aceite llegase a gelificarse.
- Prácticamente no requiere de mantenimiento.
- Es económico.
- Es posible colocar fibra óptica a lo largo de toda la línea de flujo como parte de un sistema de sensores de la distribución de la temperatura.

IV.4 Adición de diluyentes.

Los aceites pesados y extrapesados necesitan una reducción previa de su viscosidad para que puedan transportarse a través de tuberías, lo cual, normalmente se obtiene mezclando el aceite de baja densidad API proveniente del yacimiento con hidrocarburos ligeros; siendo la viscosidad resultante de la mezcla dependiente únicamente del ritmo de disolución y de las respectivas viscosidades y densidades (aceite y diluyente).

Los diluyentes comunes son los condensados, los crudos ligeros y la nafta. Los condensados se utilizan desde los años 80's para transportar casi la producción completa del crudo Canadiense; por otro lado, los crudos ligeros que se utilizan para llevar a cabo esta función, están en un rango de densidad API de 35 a 42°; aunque éstos son menos eficientes en reducir la viscosidad de los aceites pesados que los anteriores. Otra alternativa interesante es la nafta, debido a que es muy eficiente en diluir este tipo de hidrocarburos por su alta densidad API; además, muestran una buena compatibilidad con los asfaltenos y es fácil reciclarla. La dilución con nafta asociada con solvente reciclable se utiliza en Canadá y Venezuela (**Argillier J. F., et. al., 2005**).

Los aspectos económicos de este método se mejoran considerablemente si el diluyente o solvente se produce en la cercanía del aceite pesado, además de que éstos pueden manejarse junto con el crudo después de que llegan a la refinería; por el contrario, los costos son mayores si no se dispone de diluyente natural, y éste, después de utilizarse, tiene que recuperarse por re-ebullición después de su salida. En la figura 4.7 se muestra un esquema de un sistema de transmisión de este tipo (**Szilás A. P., 1986**).

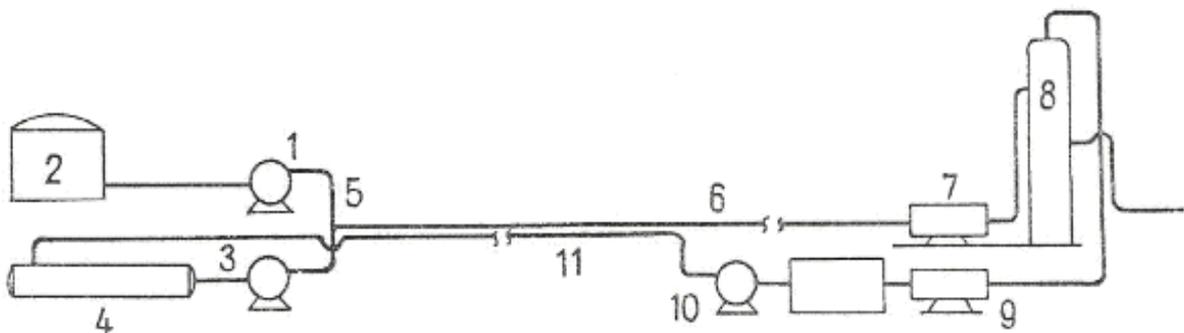


Figura 4.7. Transporte de crudo diluido (**Szilás A. P., 1986**).

La bomba (1) succiona crudo de alta viscosidad del tanque de almacenamiento (2), mientras que la bomba (3) realiza la misma función con solvente que se encuentra en el tanque horizontal (4); ambas bombas inyectan los dos líquidos con la proporción adecuada a través de la garganta de mezclado (5) dentro de la tubería (6); este aceite mezclado se calienta en la salida y en el intercambiador de calor (7). El solvente se evapora en la torre (8), cuya fracción evaporada se enfría, llevándose a cabo el fenómeno de licuación en el intercambiador de calor (9); finalmente, el solvente se regresa por medio de la bomba (10) a través de la línea (11) hasta llegar al tanque (4).

Es importante mencionar, que el ritmo de mezclado del crudo y del solvente tiene que realizarse de acuerdo al cambio de temperatura del entorno (**Szilas A. P., 1986**).

IV.5 Inyección de agua.

Aunque no con tanta frecuencia, también se ha llegado a utilizar la inyección de agua para crear ya sea una **emulsión de baja viscosidad**, o un **anillo de agua alrededor del aceite crudo**. Las principales desventajas de este método son las grandes WOR's que se generan y la inestabilidad de la emulsión; si se adicionan surfactantes en el agua se puede obtener una emulsión más estable (**Visser R. C., 1989**).

IV.5.1 Anillo de agua alrededor del crudo pesado.

*Anillo de agua. Lubricación de la línea que transporta hidrocarburo pesado:
Investigación experimental de flujo y problemas de reinicio
(Core Anular flow).*

En esta parte se habla de una investigación sobre una técnica basada en un flujo bifásico, en donde la tubería por la cual se transporta hidrocarburo pesado se lubrica con una película delgada de agua que se inyecta alrededor del núcleo interno de aceite, lo cual produce un régimen de flujo anular sobre el mismo núcleo, (CAF, por sus siglas en inglés); resultando que el agua lubrica el aceite pesado y el gradiente de presión longitudinal se reduce enormemente (**Peysson Y., et. al., 2007**).

Al tener flujo multifásico las condiciones de flujo son más difíciles de predecir debido a la variación en las configuraciones del mismo. CAF es un régimen de flujo bifásico particular, en el cual la fase aceite se localiza en el centro de la línea y el agua está fluyendo en contacto con la superficie de la pared de la misma tubería; una característica muy interesante en este flujo es que éste es estable para un rango aceptable de velocidades y la caída de presión es muy pequeña (con una muy baja dependencia en la viscosidad del aceite). Efectivamente, en este caso, las densidades están cercanas a las del agua, por lo que llega a producirse estratificación de las fases; y además, las viscosidades altas, producen que el núcleo se deforme, aunque ligeramente, y esto limita cualquier modificación del régimen de flujo.

El interés por las propiedades del régimen CAF se notó por primera vez desde hace 100 años aproximadamente, una patente en 1904 de Isaacs y Speed en Estados Unidos mencionó la habilidad de transportar productos viscosos a través de lubricación con agua; sin embargo, a pesar de este antecedente, la industria para líneas de aceites pesados es escasa. La primera línea construida para

aceites pesados fue en los años 70's, esta línea Shell cerca de Bakersfield, California, tenía una longitud de 38 km y un diámetro de 5.9 pg, en la cual se produjo, por más de 10 años, aceite viscoso en un régimen de flujo utilizando agua como lubricante. Desde entonces, muchos estudios han sido dedicados al régimen CAF, y diferentes revisiones del trabajo publicado han sido escritas en Oliemans y Ooms (1986) y Joseph et al. (1977); se ha demostrado experimental y teóricamente que este régimen de flujo es estable para un rango específico de velocidades (Joseph et al. 1977) y que produce una caída de presión muy pequeña, debajo de cierto límite de velocidad, la inestabilidad capilar produce bacheo en el núcleo interno, y en el resto, se produce estratificación en el sistema, por lo que es necesario alcanzar un determinado gasto de flujo para transportar aceite en el régimen CAF.

Al emplear esta técnica es necesario utilizar una coinyección de aceite y agua en el rango de velocidades estable. Sin embargo, cuando el flujo en la línea o en el límite se detiene, el régimen CAF no puede ser mantenido, provocando que las dos fases se conviertan en flujo estratificado y que se tenga una caída de presión muy alta comparada con la primera configuración de flujo. También, estos Investigadores estudiaron experimentalmente la presión de reinicio que se requiere para mantener en una línea un flujo con el régimen CAF, y específicamente, comprobaron que modificando la lubricación natural de la capa se pueden disminuir esta presión significativamente.

Organización experimental.

La instalación utilizada para desarrollar los experimentos se muestra en la figura 4.8. El arreglo está formado por un tanque de almacenamiento, una línea limpia de acero de 12 metros de longitud con un diámetro interno de 25 mm, un fluido inyector específicamente diseñado para lubricar la pared de la línea, y un sistema de adquisición de datos.

El aceite pesado, almacenado en un tanque de 450 litros de capacidad, es transferido hacia el centro del inyector con una bomba de desplazamiento positivo localizada en la entrada de la línea (figura 4.9). El gasto de flujo es variado y controlado por la velocidad de rotación de la bomba. El agua (fluido lubricante) es llevada de un tanque de acero de suministro de 50 litros hacia el espacio anular del inyector por medio de una bomba volumétrica, asegurando la lubricación interna de la línea. Es importante mencionar que la proporción entre el gasto de flujo del agua y el gasto de flujo del aceite se mantiene constante durante el experimento.

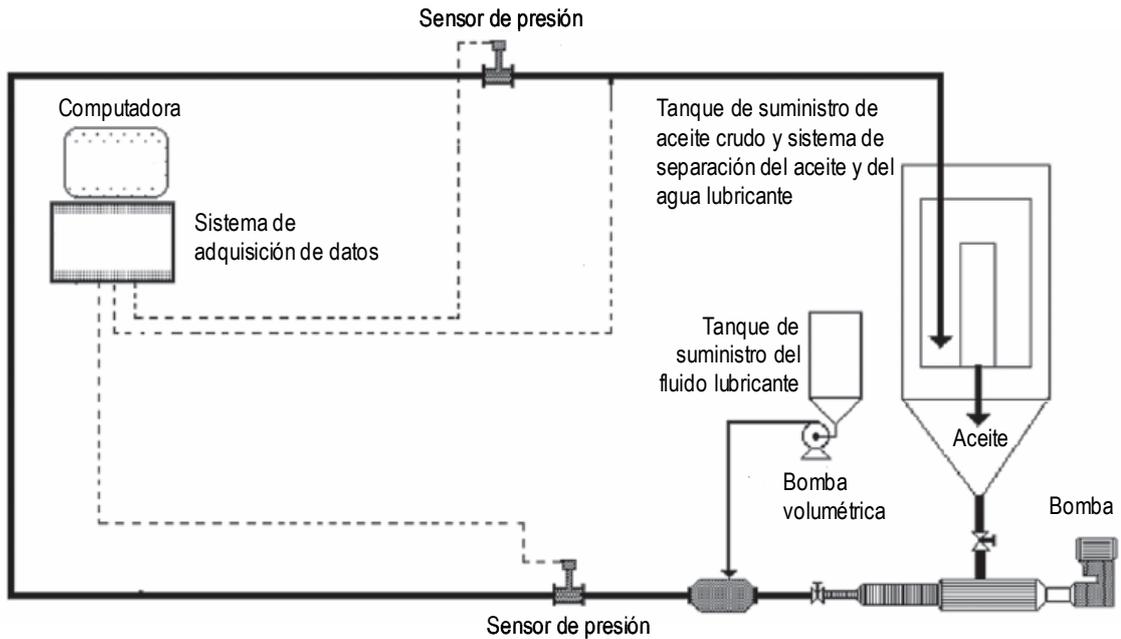


Figura 4.8. Diagrama experimental (Peysson Y., et. al., 2007).

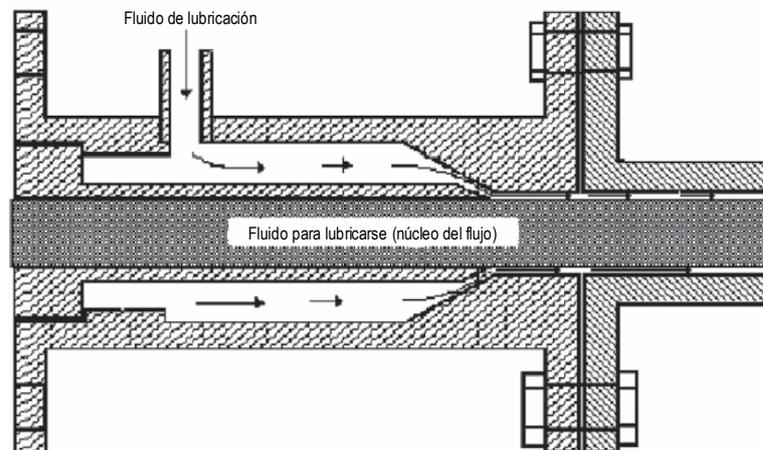


Figura 4.9. Inyector de lubricación (Peysson Y., et. al., 2007).

La caída de presión dentro de la línea es medida a través de una sección de pruebas equipada con dos sensores de presión de 6 m de longitud. Un sistema de adquisición de datos conectado a una computadora permite registrar la señal de presión del sensor en tiempo real y controlar la evolución de la presión a lo largo de dicha sección. Durante la prueba es posible observar el comportamiento y la eficiencia del proceso de lubricación a lo largo del sistema y la variación de la caída de presión del aceite pesado con y sin lubricante, todo en tiempo real.

Caracterización del fluido.

Para fines de la investigación mencionada se requería un aceite con una viscosidad alta para poder generar el régimen CAF, pero también, era necesario restringir la misma propiedad del fluido para que fuese posible medir la caída de presión que se presenta con una sola fase en el arreglo del experimento propuesto; por tales razones, se utilizó un aceite crudo de Venezuela de 16 °API, el cual es totalmente conveniente para estudios experimentales debido a que su viscosidad está en el rango deseado. Debe enfatizarse que un aceite crudo con un rango más bajo de densidad (menor a 16 °API) sería más eficiente para el régimen CAF, además que una densidad y una viscosidad más altas son favorables para la estabilidad del flujo anular.

La caracterización reológica del aceite fue determinada con el viscosímetro rotatorio Rheometrics RFS II. Con las mediciones reológicas realizadas se confirmó que el aceite crudo presenta un comportamiento Newtoniano, en la figura 4.10 se observa la evolución del esfuerzo de corte contra la tasa o velocidad de deformación normalizando la caída de presión y la velocidad nominal con las siguientes ecuaciones:

$$\tau = \frac{D}{4} \cdot \frac{\Delta P}{L} \dots\dots\dots(4.1)$$

$$\frac{dv}{dy} = \left(\frac{32Q}{\pi D^3} \right) = \left(\frac{8v}{D} \right) \dots\dots\dots(4.2)$$

Donde:

- τ = esfuerzo de corte (Pa)
- dv/dy = tasa de deformación (s⁻¹)
- $\Delta P/L$ = pérdida de presión lineal (Pa/m)
- D = Diámetro del conductor (m)
- Q = Índice de flujo volumétrico total (m³/s)
- V = velocidad de flujo (m/s)

Se utilizó agua como fluido lubricante con una viscosidad de 10⁻³ (Pa - s) y con una densidad de 1000 (kg/m³).

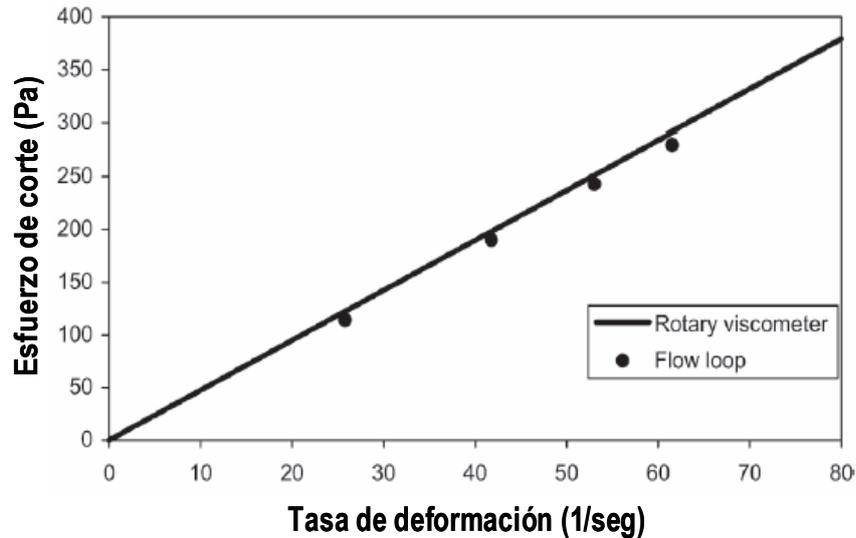


Figura 4.10. Esfuerzo e corte contra tasa de deformación (Peysson Y., et. al., 2007).

Resultados experimentales.

- A) Reducción de la caída de presión. El procedimiento experimental consiste en medir, en tiempo real, la caída de presión del flujo del aceite pesado sin lubricante y el efecto que se tiene al adicionar agua para producir un flujo lubricado. En la figura 4.11 se aprecia una gráfica de adquisición de datos en la que se observa la influencia de la inyección de agua que funciona como lubricante durante el transporte del aceite pesado. La primera meseta corresponde a la presión de bombeo del flujo de aceite antes de inyectar agua en la línea (9 bar), y aproximadamente 150 segundos después del comienzo de la prueba el fluido lubricante es inyectado. Se observa un rápido decremento en la presión de bombeo, la cual se estabiliza cerca de 0.2 bar después de que transcurrieron 200 segundos; teniéndose entonces, un flujo totalmente lubricado en la tubería (lo que es una característica del régimen CAF). La inyección del fluido lubricante es detenida después de 430 segundos a partir del comienzo de la prueba. Posteriormente, la presión de bombeo incrementa y alcanza su valor inicial de 9 bar.

Para evaluar la eficiencia de lubricación, se introduce el concepto de reducción de la caída de presión, ΔP^* (%), calculada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\Delta P^* = \frac{\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_1 - \left(\frac{\Delta P}{L}\right)_2}{\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_1} \times 100 \quad \dots\dots\dots (4.3)$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_1$ es la caída de presión del aceite sin lubricación (bar/m)

$\left(\frac{\Delta P}{L}\right)_2$ es la caída de presión del flujo lubricado (bar/m)

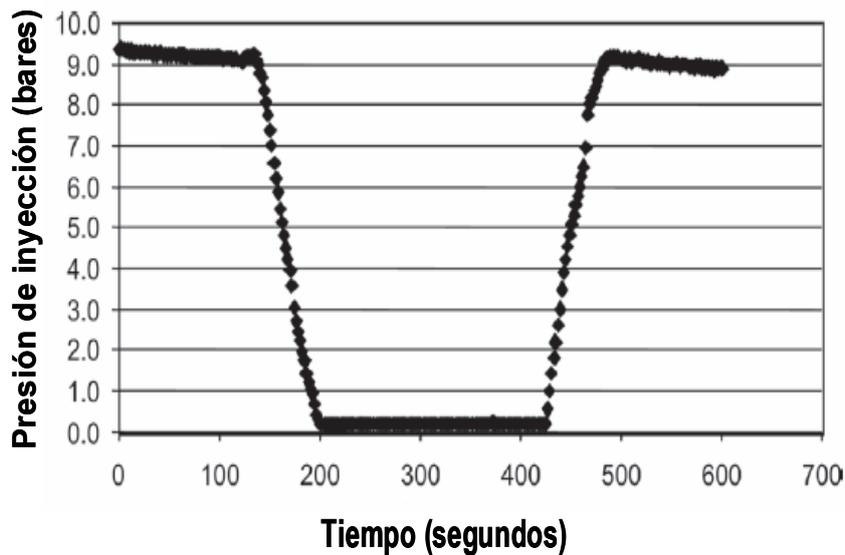


Figura 4.11. Evolución de la presión de inyección en el tiempo para un gasto de aceite de 460 L/h y una proporción de gasto de flujo agua – aceite del 4 % (Peysson Y., et. al., 2007).

La evolución de la reducción de la caída de presión (ΔP^*) es medida para dos gastos de flujo de aceite y para dos porcentajes distintos en la relación de gastos de flujo agua - aceite (Q_w/Q_o), que se representan en la figura 4.12.

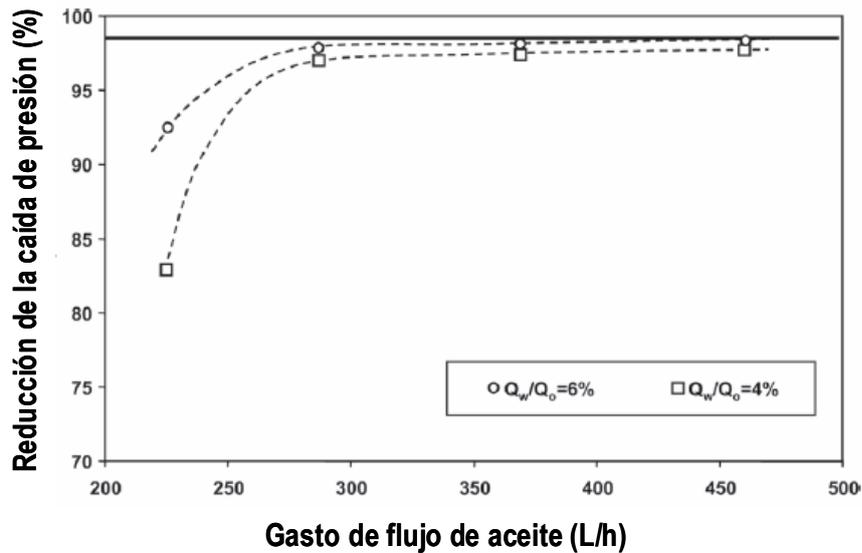


Figura 4.12. Reducción de la caída de presión con dos diferentes proporciones de flujo de agua – aceite (Peysson Y., *et. al.*, 2007).

Los resultados obtenidos de la prueba realizada en el aceite lubricado con agua, dentro de un rango de gasto de aceite de 220 a 450 L/h y con porcentajes de (Q_w/Q_o) de 4 y 6 %, mostraron una reducción de caída de presión mayor a 80 % y arriba del 98 % en el mejor de los casos. También, se puede observar que la reducción de la caída de presión es mayor cuando se tienen viscosidades más altas y que las fuerzas de lubricación se incrementan con el aumento de velocidad.

Además, la reducción de la caída de presión es sensible a la proporción de gasto de flujo agua - aceite a bajas velocidades, aunque para velocidades grandes se tiene poca influencia.

A pesar de que se observan irregularidades en las pruebas, el CAF permanece estable durante el tiempo en el que se lleva a cabo el experimento. Por lo tanto, se comprueba la efectividad de CAF y su potencial para transportar aceite pesado.

- B) Influencia de la temperatura. Se sabe que la viscosidad del aceite pesado es muy sensible a la temperatura, y por lo tanto fue indispensable considerar este factor en las pruebas realizadas, y en donde dicho parámetro se controló cuidadosamente. Para evaluar la influencia de la temperatura en la reducción de la caída de presión, se efectuaron varias pruebas para tres diferentes temperaturas.

La variación de la reducción de la caída de presión contra los gastos de flujo de aceite para cada temperatura de prueba se presenta en la figura 4.13.

A partir de estos resultados, se puede observar, especialmente para los gastos más bajos de flujo de aceite, una disminución en la eficiencia de lubricación cuando la temperatura incrementa. Sin embargo, al aumentar el gasto de flujo, el índice de reducción para cada temperatura tiende a la misma forma. El efecto de la temperatura simplemente refleja el decremento de la viscosidad del aceite pesado.

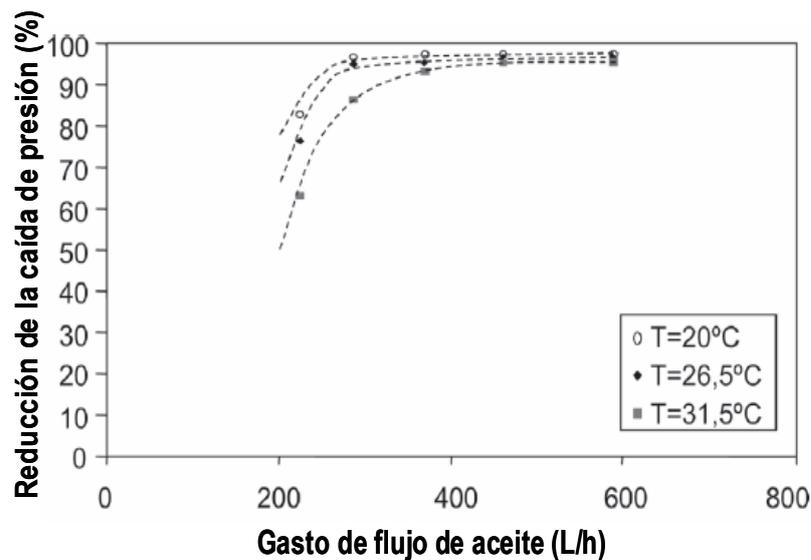


Figura 4.13. Evolución de la reducción de caída de presión a diferentes temperaturas (Peysson Y., *et. al.*, 2007).

Estudios de frene y reinicio.

De a la investigación que se ha ido tratando en esta parte del capítulo, realizada por ciertos autores, se ha visto que la lubricación anular de agua permite transportar aceite pesado a caídas de presión asombrosamente bajas, y que se puede lograr un decremento considerable en la caída de presión con un régimen de flujo lubricado. Sin embargo, la presión de bombeo que se requiere para reiniciar el flujo en una línea que trabaja con esta técnica, después de haber frenado el mismo flujo, puede ser totalmente alta si la fuerza de gravedad tiene el tiempo suficiente para estratificar el sistema.

- A) Frene y reinicio de CAF – Agua. Primeramente, el aceite pesado es inyectado como una sola fase observándose una caída de presión alta, y al suministrar el agua, se presenta un rápido decremento en la caída de presión. Se establecen períodos de frenado con determinadas

duraciones de tiempo, en donde las caídas de presión en la línea son registradas continuamente durante las secuencias de corte y arranque. Las bombas de aceite y agua son detenidas y reiniciadas al mismo tiempo por lo que se mantiene la inyección de estos fluidos en la configuración anular. La duración de los períodos de frenado que se utilizaron fueron de 10, 20, 30 y 60 segundos.

Se investigaron escalas a corto tiempo, ya que el objetivo era analizar la evolución de la configuración del flujo justamente después de que éste es detenido. Cuando se tiene un corte de flujo, el núcleo de aceite puede fluir en la parte superior de la tubería (debido a la fuerza de gravedad) muy rápidamente por la baja viscosidad del agua.

La caída de presión de arranque después de un período de corte es más baja que la caída de presión obtenida con el aceite en una sola fase, pero mucho más alta que la caída de presión en un estado estable con el régimen CAF. También se puede observar que para un tiempo pequeño (10 segundos), la presión de reinicio es más baja que para un período largo (Figura 4.14).

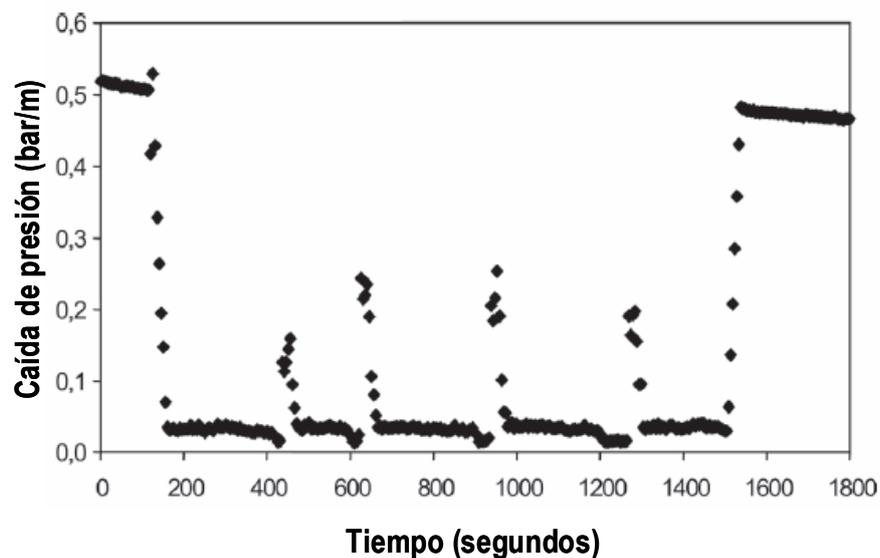


Figura 4.14. Caída de presión en los experimentos de freno y reinicio
(Peysson Y., *et. al.*, 2007).

La máxima presión de reinicio es registrada y normalizada con la presión inicial de flujo del aceite, obteniéndose entonces, una presión de reinicio relativa, de la cual se miden sus variaciones para diferentes tiempos de freno o paro y para distintos gastos de flujo de aceite (figura 4.15). La proporción entre los gastos de flujo de agua y aceite se establece en un 6 %.

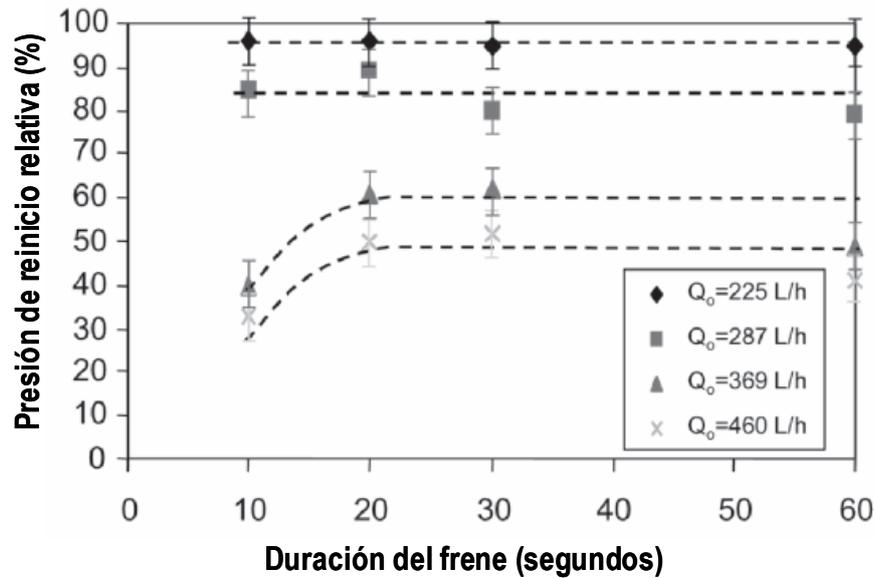


Figura 4.15. Variación de la presión de reinicio con el tiempo de duración del freno (Peysson Y., *et. al.*, 2007).

Al detenerse el flujo, el agua y el aceite comienzan inmediatamente a estratificarse, el núcleo de aceite, que tiene una densidad de 950 Kg/m^3 , tiende a subir, y el agua se posiciona en la parte baja de la tubería; el aceite moja la pared superior y para que pueda comenzar el flujo nuevamente debe aplicarse un esfuerzo de corte.

A un bajo gasto de aceite, sin importar la duración del período en el que se detiene el flujo, la presión de reinicio es alta y cercana a la presión inicial, aunque cuando se tienen solamente 10 segundos de freno, la presión de reinicio es la mitad que la presión inicial.

Para el caso contrario, a gastos mayores de flujo, la situación es diferente; la velocidad es suficiente para producir un buen proceso de lubricación, desarrollándose un propio núcleo de aceite en el sistema. Al freno, el núcleo de aceite sube y alcanza la pared superior, del mismo modo, para reiniciar el movimiento del fluido es necesario una presión alta para cortar el aceite. La deformación del núcleo viscoso, que tiende a estratificarse, es muy lenta comparada con el flujo superior del núcleo de aceite en el agua.

B) CAF con agua. Los resultados experimentales obtenidos utilizando solamente agua mostraron que el régimen CAF permite una muy baja caída de presión a condiciones estables, y que la eficiencia del proceso de lubricación incrementa con velocidades más

grandes. También, se encontró que con poca cantidad de agua, relativamente hablando, es posible crear un CAF en condiciones favorables y estables.

Después de interrumpir el flujo, se observó que sólo la mitad de la presión requerida para la fase aceite es necesaria para reiniciar el flujo en las mejores condiciones (para un gasto de flujo más grande). Esto es muy alentador para el desarrollo industrial aunque debe ser mejorado.

- C) Frene y reinicio de CAF - Agua con una sal específica. Es posible modificar la hidrodinámica de las dos fases cuando éstas se estratifican introduciendo o suministrando aditivos en el agua, por lo tanto, se utilizaron sales en diferentes concentraciones esperando una modificación de la mojabilidad de ambas fases con la superficie de la línea, demostrando, que se puede reducir enormemente la presión de reinicio.

Las sales que se utilizaron en el agua fueron: sulfato de magnesio ($MgSO_4$), carbonato de sodio (Na_2CO_3) y cloruro de sodio ($NaCl$). Se hicieron pruebas con una alta concentración de 100 g/L para las dos primeras sales y para la última sal se empleó una concentración de 30 g/L. El gasto de flujo de aceite fue mezclado a 460 L/h y la proporción entre los gastos de flujo del aceite y del agua fue del 6 %.

El procedimiento experimental es igual al que se sigue utilizando solamente agua. El aceite pesado es primero bombeado en el sistema; posteriormente el agua es coinyectada, se alcanza el régimen CAF y se establecen secuencias de frenado y arranque.

De los resultados obtenidos de estas pruebas se observa que la presión de reinicio puede ser reducida significativamente con el uso de sal en la fase agua y que los mejores resultados se obtiene con el uso de Na_2CO_3 (Figura 4.16).

Por otro lado, en la figura 4.17, se observan la gráfica resultante de experimentos de inicio y reinicio con carbonato de calcio en el agua, con un gasto de flujo de aceite de 369 L/h y $Q_w/Q_o = 6$ %.

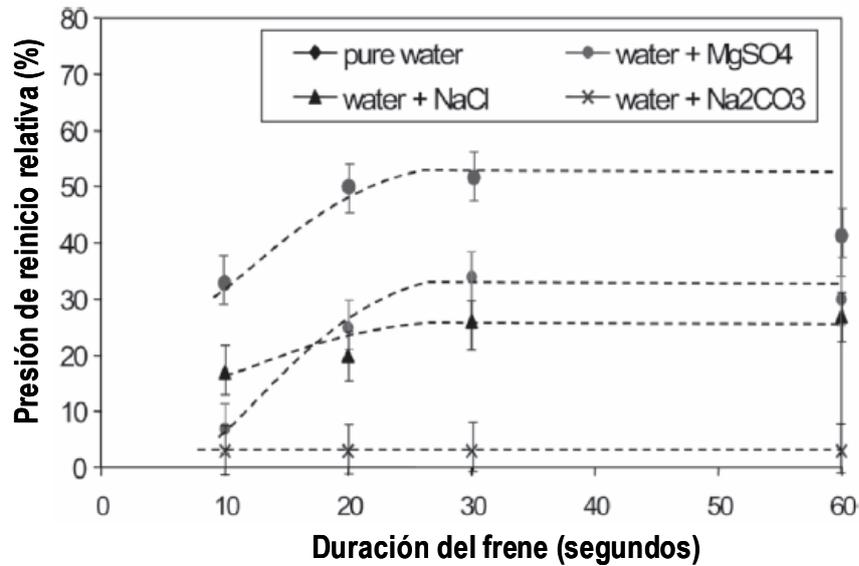


Figura 4.16. Variación de la presión de reinicio con el tiempo de duración del frene para diferentes salmuera (Peysson Y., et. al., 2007).

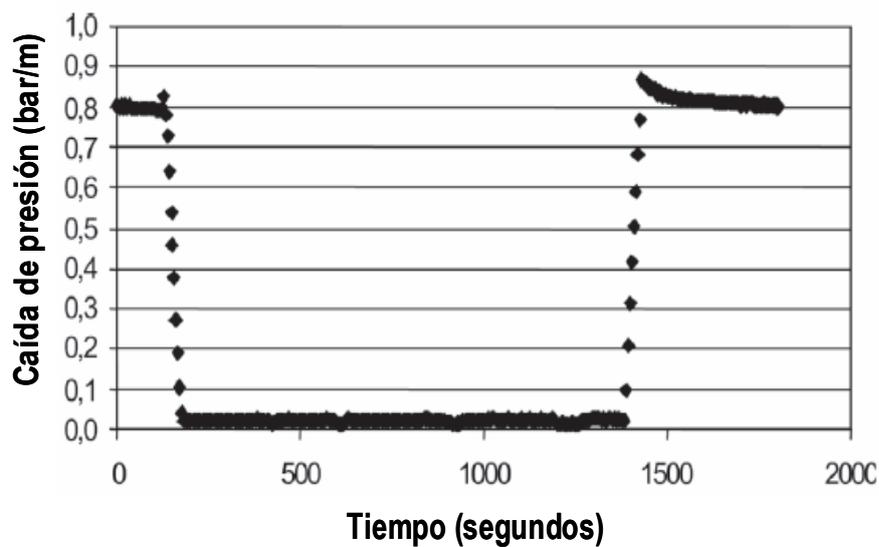


Figura 4.17. Caída de presión en los experimentos de inicio y reinicio (Peysson Y., et. al., 2007).

D) Cantidad de carbonato de sodio. Se realizaron pruebas con un gasto de flujo de aceite a 460 L/h, se cambió la concentración de Na_2CO_3 , y se registró la presión de reinicio para diferentes periodos de frenado. También, se investigó una duración mucho más larga de frene: 600 segundos.

De los resultados obtenidos (Figura 4.18) se puede observar un rápido decremento en la caída de presión de reinicio con el aumento en la concentración de Na_2CO_3 . Cabe mencionar que con una concentración de sal de 50 g/L, se obtiene la misma reducción que se obtiene con 100 g/L.

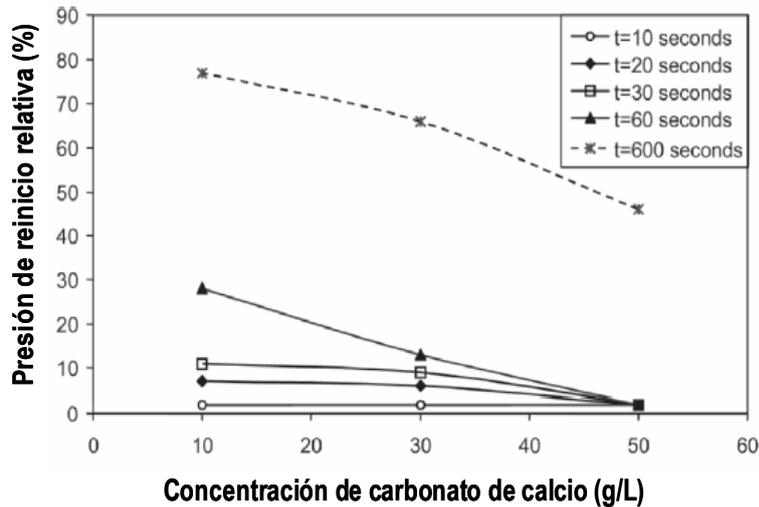


Figura 4.18. Evolución de la caída de presión a diferentes concentraciones de NaCO_3 (Peysson Y., *et. al.*, 2007).

Se investigó también, el efecto de la proporción del gasto de flujo agua – aceite en la presión de reinicio relativa con carbonato de sodio en la fase agua a 50 g/L. En la figura 4.19 se aprecia la caída de presión de reinicio para tres valores de las proporciones de los gasto. De estos resultados, se puede observar que incrementando la cantidad de agua aumenta la reducción de presión, pero el efecto es limitado.

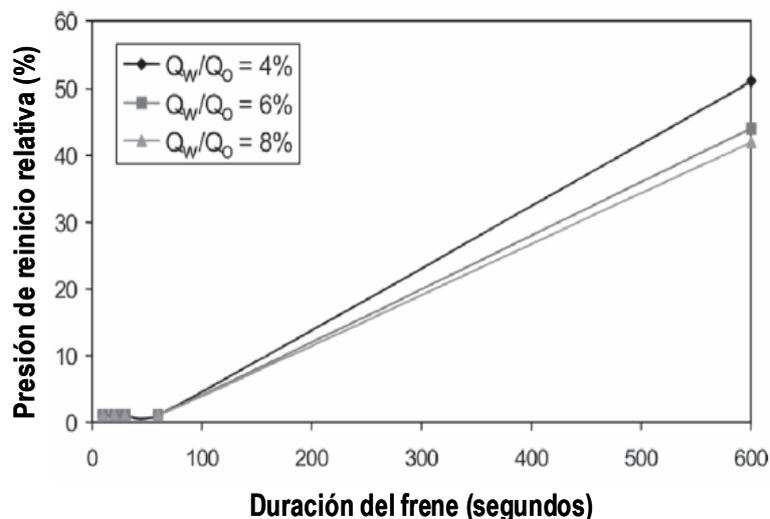


Figura 4.19. Presión de reinicio relativa para diferentes valores de Q_w/Q_o (Peysson Y., *et. al.*, 2007).

Geometría de flujo.

La geometría de flujo se puede deducir gracias a que en la literatura se ha investigado, tanto teórica como experimentalmente, la configuración del flujo del núcleo en condiciones estables. El aceite se centra en la tubería como una especie de tapón de líquido de forma irregular. Se necesitan ondas asimétricas en la interfase agua/aceite para proporcionar una fuerza de lubricación suficiente para compensar la fuerza de Arquímedes cuando las densidades entre el agua y el aceite son diferentes. La amplitud de estas ondas es relativamente pequeña comparada con el diámetro del núcleo de aceite. Se puede entonces considerar que cuando hay flujo, la organización espacial de las fases se muestra como en el esquema 1 de la figura 4.20.

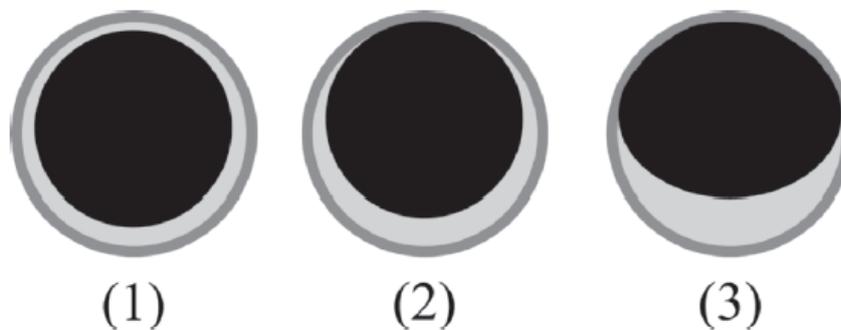


Figura 4.20. Esquema del flujo y del paro de flujo (Peysson Y., *et. al.*, 2007).

Debido a la diferencia de densidades (salmuera con una densidad específica ligeramente mayor a 1 y el aceite crudo con un valor de la misma propiedad de 0.95), el núcleo de aceite no se encuentra exactamente en el centro de la línea, lo cual puede incrementar la caída de presión mientras se tiene flujo en comparación con un régimen perfecto CAF.

Cuando el flujo es detenido, dos mecanismos toman lugar en el sistema que son manejados por la fuerza de gravedad, el primero es el flujo superior que se presenta del núcleo de aceite en el agua; y el segundo, es la deformación del mismo núcleo. Otro efecto que se presenta, es que debido a la gran diferencia entre las viscosidades de estos fluidos ($\mu_o / \mu_w \approx 5000$), el tiempo de escala de estos dos mecanismos varía.

Además, al detenerse el flujo, el núcleo de aceite se puede considerar como un tapón sólido que sube rápidamente, y el tiempo de escala de este efecto es el tiempo de escala de lubricación de la película de agua en la parte alta de la línea; observándose el esquema 2 de la figura 4.20.

De acuerdo a los diferentes resultados experimentales obtenidos por los autores que realizaron este estudio, para cada 10 segundos de frenado, la presión de reinicio es significativamente más baja que para períodos largos de duración. Se asume que el tiempo de escala para evacuar la capa superior se agota está en el orden de 10 segundos con el sistema utilizado, posteriormente a este tiempo, el núcleo de aceite comienza a deformarse.

Cambio de mojabilidad.

El uso de salmuera en el sistema no cambia significativamente la primera parte del mecanismo de frene, esto incrementa la velocidad superior del núcleo ligeramente debido al aumento en la densidad del fluido lubricante; sin embargo, en la segunda parte, al cambiar la mojabilidad de la capa lubricante con respecto a la superficie de la línea y el aceite, se modifica considerablemente el flujo cuando el aceite se deforma. Se puede tener una película de agua más gruesa en la superficie de la línea, dependiendo de la mojabilidad de la superficie y también, la variación en los ángulos de la mojabilidad permiten diferentes configuraciones de la capa de agua (Figura 4.21).

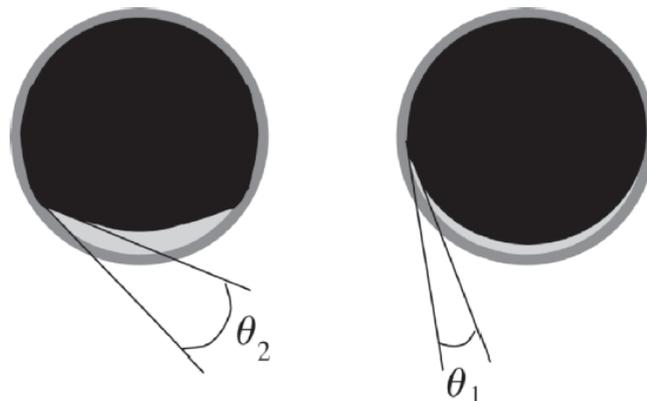


Figura 4.21. Esquema de flujo con dos diferentes mojabilidades y con la misma cantidad de agua (Peysson Y., et. al., 2007).

Entonces, cuando el flujo es reiniciado, la pared es parcialmente lubricada, y por consiguiente la superficie puede variar dependiendo a la salmuera que se use.

Sin embargo, para duraciones muy largas de frenado, la fuerza de gravedad tiende a separar el aceite y el agua completamente, obteniéndose solamente flujo estratificado; siendo así, la presión de reinicio función únicamente de la cantidad de agua (Peysson Y., et. al., 2007).

IV.5.2 Emulsión de agua de baja viscosidad.

Emulsión de agua. Tecnología para transportar aceite pesado:

Resultados de pruebas de campo en Wolf Lake.

Un gran obstáculo que se presenta en la explotación de aceites pesados, es la dificultad para mover este hidrocarburo hacia el lugar de venta debido a que éste puede ser un millón de veces más viscoso que el agua. Además de las otras alternativas existentes para transportar estos crudos pesados, especialmente para largas distancias, existe una solución más, la cual consiste en adicionar un diluyente para reducir la viscosidad (**Stockwell A., et. al., 1988**).

En 1983, se descubrió un nuevo método para la preparación de emulsiones estables de aceite en agua ("oil – in – water") para facilitar el transporte de crudos pesados, la cual se realizó conjuntamente por "BP Research International (BPRI)" e Intevep S.A., una afiliación de Petróleos de Venezuela S.A., como parte de una investigación colaborativa. Como un paso lógico en el desarrollo de esta tecnología, conocida como TRANSOIL, se unieron en 1987: "AEC Pipelines", una división de "Alberta Energy Company Ltd (AEC)", "BP Canada Inc. (BPC)" y "BP Canadian Holdings Lt. (BPCH)" para realizar pruebas de transporte en líneas de flujo en "Wolf Lake", Alberta, Canadá. La localización del proyecto, en el que actúa BP Canada Inc. como operador, se muestra en la figura 4.22.

BP Canada Inc., como operador del proyecto "Wolf Lake", actualmente diluye aceite pesado con gas condensado, transportando una producción de 1,100 m³ diarios a través de un ducto de más de 2,500 km a refinerías localizadas en los estados del norte de Estados Unidos.

La base de esta tecnología cae en la formación directa de emulsiones con alta proporción de la fase interna, ("*HIPR emulsions*"), en donde es posible controlar efectivamente las características de las gotas de aceite importantes para la estabilidad en el transporte e inestabilidad en la separación de las fases de la misma emulsión. La formación de la emulsión TRANSOIL ocurre por medio de un proceso de dos etapas; en la primera etapa, aproximadamente 90 % del aceite pesado se mezcla con 10 % de una solución diluyente con surfactante bajo condiciones bajas de corte para formar la emulsión HIPR, pero esto es todavía altamente viscoso, así que con la finalidad de entrar en especificaciones de viscosidad en la tubería de flujo, se agrega agua como diluyente en una segunda etapa de mezcla

para proporcionar una emulsión transportable que contiene cerca del 65 % de aceite pesado. En la figura 4.23 se representa esquemáticamente el método de emulsificación.

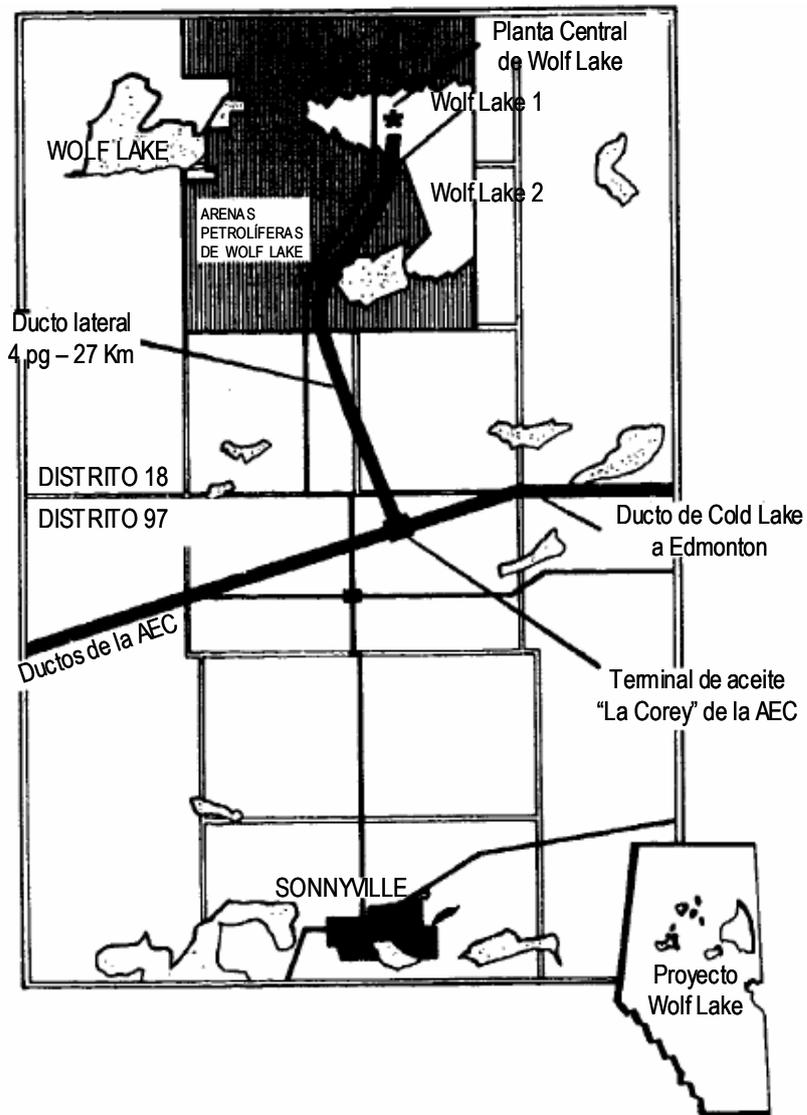


Figura 4.22. Localización del proyecto TRANSOIL (Stockwell A., et. al., 1988).

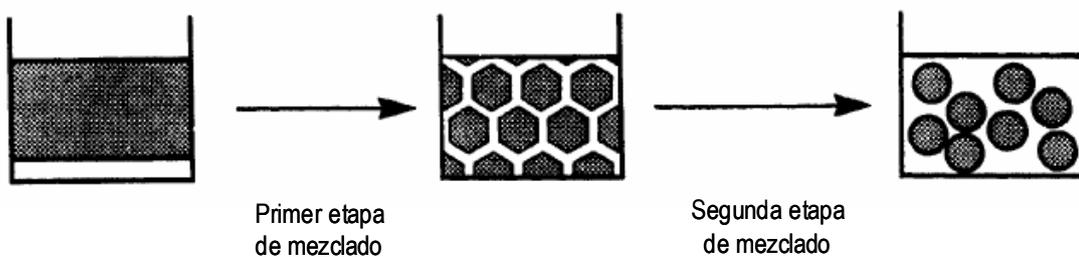


Figura 4.23. El proceso de la tecnología TRANSOIL (Stockwell A., et. al., 1988).

Objetivos de la prueba.

Los objetivos de las pruebas realizadas en donde se abarca la preparación de la emulsión, almacenamiento, transporte y separación de la misma, se resumen de la siguiente manera:

1. Producir emulsión TRANSOIL a ritmos por arriba de 80 m³/día.
2. Evaluar la estabilidad de almacenamiento de la emulsión.
3. Demostrar la estabilidad de la emulsión en la línea de flujo o ducto.
4. Transportar la emulsión dentro de especificaciones de venta para mezcla de bitumen o aceite pesado.
5. Reiniciar la línea que contiene emulsión después de un período de paro de 48 horas.
6. Romper la emulsión en unidades estándar de separación con ritmos por arriba de 80 m³/día.
7. Enfatizar más en los objetivos 1, 2, 3 y 5 bajo condiciones en un clima de invierno.

Instalaciones de campo.

- A) Preparación y almacenamiento de la emulsión. Para hacer la emulsión, fueron necesarios un mezclador en línea y un mezclador estático en línea; ambas unidades se utilizaron con la finalidad de evaluar la primer etapa del proceso de emulsificación, ya que la dispersión de la disolución con agua se efectuó por un segundo mezclador estático en línea para completar el proceso de dos etapas. El aceite, que originalmente se encuentra a una temperatura de 115 °C, se enfría en un rango de 70 a 90 °C antes de almacenarse en un tanque atmosférico de 120 m³. El agua producida proviene de la planta de Wolf Lake y se almacena en un tanque de 80 m³ antes de utilizarse; y en caso de ser necesario, la salinidad de esta agua puede ajustarse por medio de la adición de salmuera concentrada. Por otro lado, el surfactante comercialmente disponible, empleado para estabilizar la emulsión, se bombea a la sección de emulsificación directamente de depósitos de plástico (Figura 4.24).

El almacenamiento de la emulsión, se llevó a cabo en tres tanques; dos de 120 m³ y uno de 1,600 m³ de capacidad. Los tanques pequeños se usaron para pruebas de estabilidad de almacenamiento estático, mientras que el tanque de mayor volumen se destinó para almacenar la emulsión dentro de especificaciones, antes y después de las pruebas de transporte.

Es importante mencionar que la viscosidad del aceite emulsificado varió entre 500 y 2,000 cp, propiedad que depende de la temperatura de emulsificación.

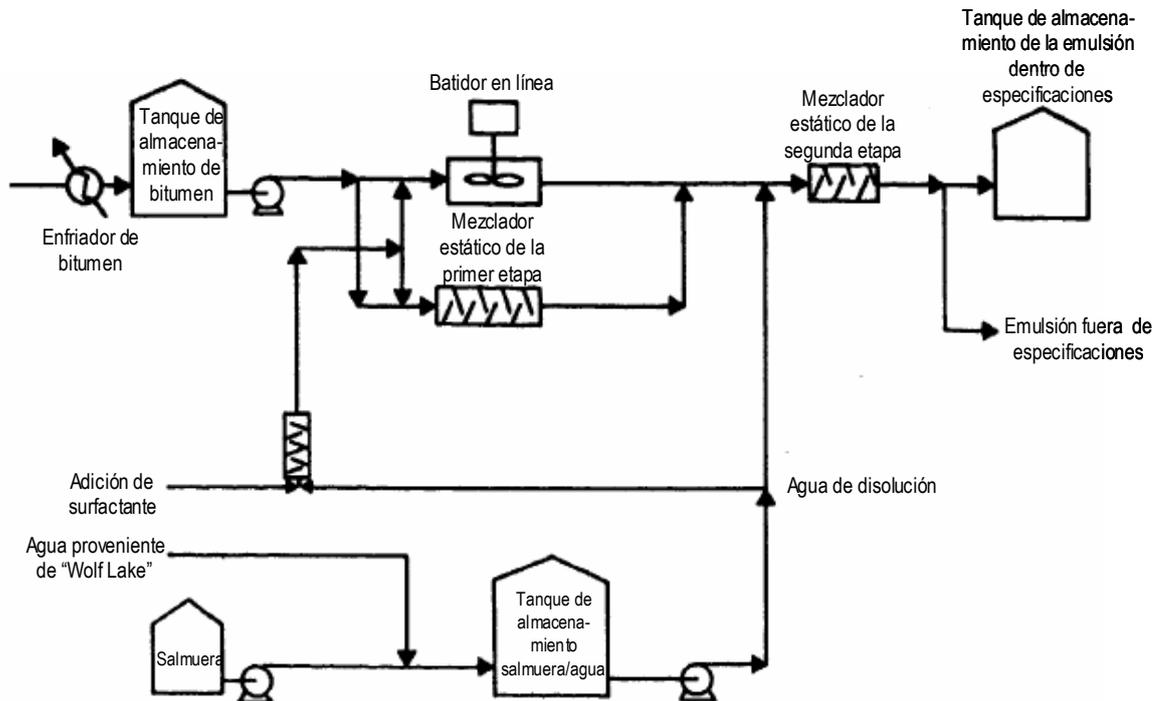


Figura 4.24. Esquema del proceso de emulsificación (Stockwell A., *et. al.*, 1988).

B) Transporte de la emulsión. Las figuras 4.25 y 4.26 ilustran respectivamente el Sistema de Línea de Flujo de Aceite Pesado Cold Lake de la AEC y la distribución de las instalaciones de las líneas utilizadas en las pruebas de transporte.

La emulsión se transportó a través de una línea de flujo de 4 pg de diámetro x 27 km de longitud conectando Wolf Lake con la Terminal de aceite "La Corey" de la AEC ("AEC La Corey Oil Terminal"), esta línea viaja sobre un terreno en el que pierde cerca de 70 m en elevación y no tiene material aislante térmico, pero si está enterrada aproximadamente 1 m bajo el nivel del suelo; normalmente ésta entrega gas natural condensado a la estación de bombeo de Wolf Lake de la AEC para realizar mediciones de transferencia de custodia, y posteriormente este condensado llega al proyecto Wolf Lake para mezclarse con el aceite pesado.

Las tuberías que no se encuentran enterradas y/o que se localizan en las instalaciones superficiales, y las válvulas que están en contacto con la emulsión, tanto en la estación de bombeo Wolf Lake de la AEC, que incluye la zona de transferencia de custodia como en las

instalaciones de Unión La Corey, cuentan con material aislante y suministro de calor. En la Unión La Corey, esta línea de transporte se conectó de la trampa de diablos a la tubería de aceite pesado mezclado de 168 mm de diámetro para poder entregar la emulsión a la Terminal de aceite La Core; este hidrocarburo de baja densidad API es normalmente bombeado en la línea de 168 mm para inyectarse dentro del sistema de línea de flujo de aceite pesado Cold Lake de la AEC para llegar hasta Edmonton.

Las bombas de levantamiento centrífugo y las de desplazamiento de las líneas se utilizaron para transportar la emulsión proveniente de Wolf Lake a La Terminal La Corey. En “La Corey”, uno de los tanques de mezcla de aceite pesado se empleó para almacenar emulsión transportada antes de su regreso a Wolf Lake.

Se instalaron densímetros con el objetivo de monitorear cualquier cambio en la interfase de la mezcla durante las pruebas de los lotes; así como también, se mantuvo un monitoreo constante de las temperaturas y las presiones en las líneas.

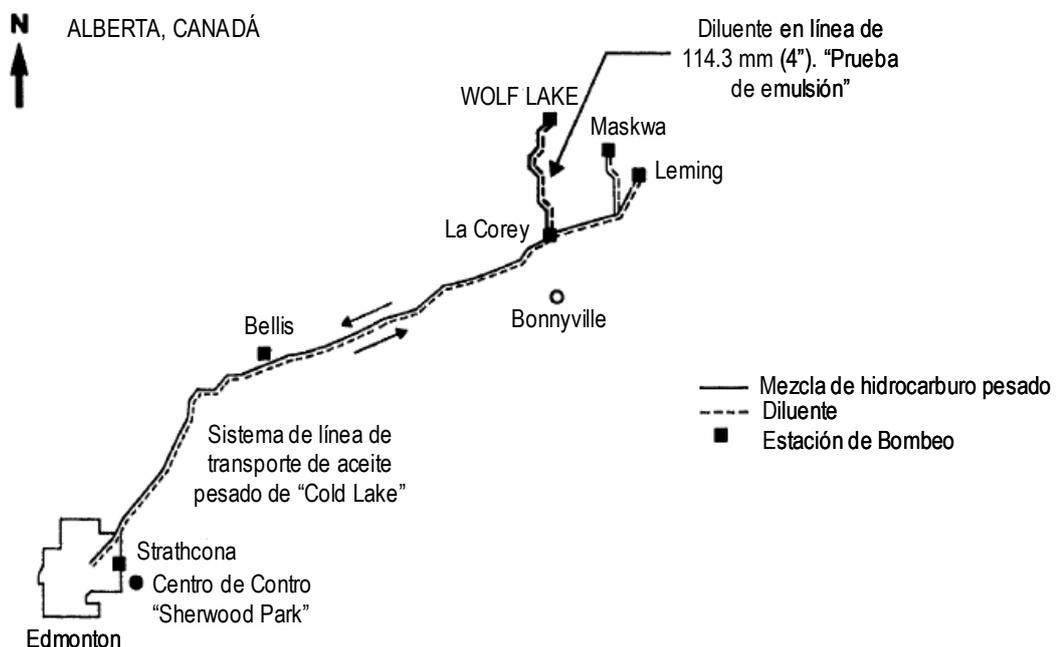


Figura 4.25. Sistema de transporte de aceite pesado de “Cold Lake” de la AEC
(Stockwell A., *et. al.*, 1988).

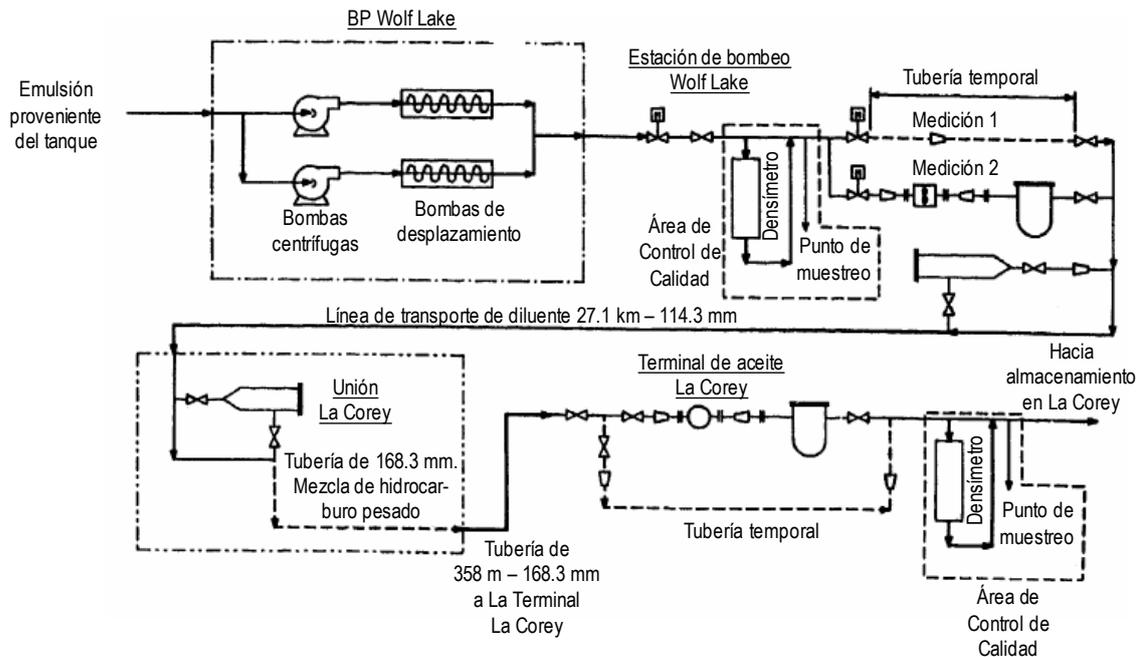


Figura 4.26. Esquema de las instalaciones de la línea de transporte de la AEC (Stockwell A., et. al., 1988).

C) Separación de la emulsión. Un tratador/calentador comercial de campo se utilizó para efectuar la separación de la emulsión del proyecto Wolf Lake. La vasija, con un diámetro de 2.4 m y con 7.6 m de longitud, tiene una sección de calentamiento (*gas – fired heating section) y una sección de separación por densidad. En la alimentación de la emulsión, cuyo gasto de entrada de diseño es de 80 m³/ día, puede adicionarse un desmulsificador, aceite pesado y mezcla de aceite pesado para evaluar los efectos de cada uno de ellos en la separación de la emulsión. La figura 4.27 es un esquema de las instalaciones usadas.

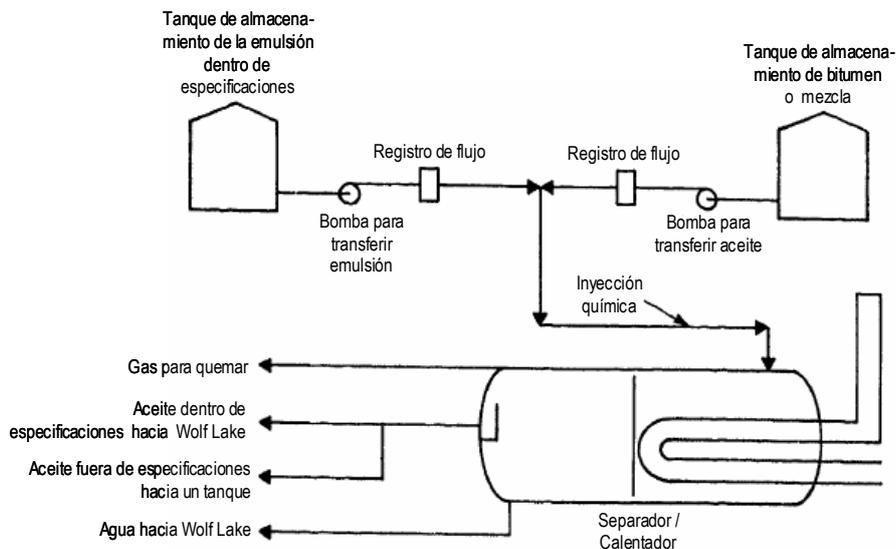


Figura 4.27. Esquema de las instalaciones de etapa de separación (Stockwell A., et. al., 1988).

Resultados de las pruebas de campo.

A) Preparación de la emulsión. La relación entre el tamaño de las gotas de aceite, la velocidad del impulsor (para el blender en línea) o velocidad de salida (para el mezclador – estático en línea) y la concentración de surfactante, se evaluó durante la optimización del proceso tanto para el mezclador en línea como para el mezclador estático en línea, encontrándose que se tenían tendencias previamente observadas con emulsiones TRANSOIL analizadas en laboratorio.

Durante la primer y segunda etapa de mezclado, no se observaron variaciones en el tamaño ni en la distribución de las gotas de aceite; cabe mencionar, que bajo condiciones óptimas, se alcanzó la emulsión TRANSOIL nominal, la cual poseía tamaño de gotas que oscilaban entre 9 y 10 μm con una distribución estrecha del tamaño de las mismas, como se muestra en la figura 4.28.

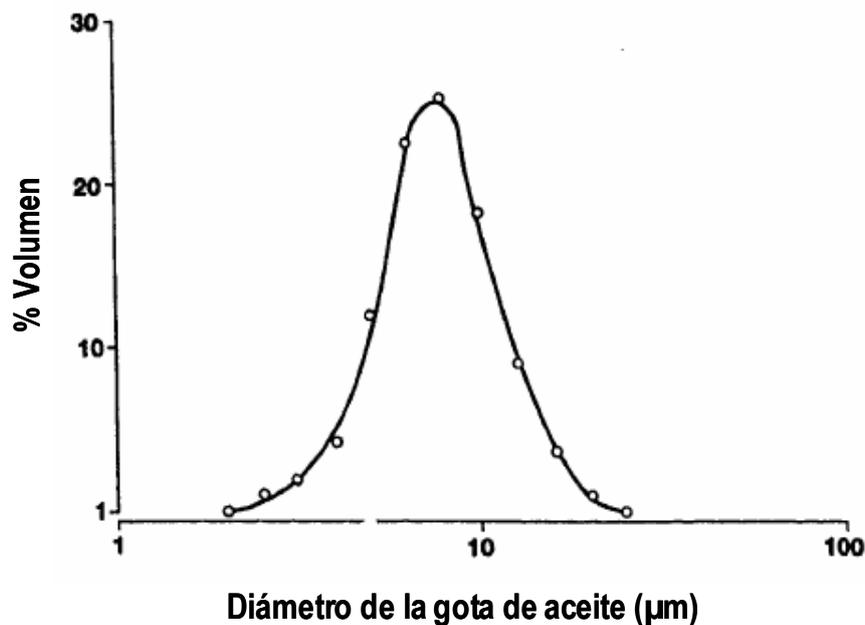


Figura 4.28. Preparación de emulsión – Distribución típica del tamaño de las gotas de aceite (Stockwell A., *et. al.*, 1988).

B) Almacenaje de la emulsión. El almacenamiento de la emulsión, que se llevó a cabo en uno de los tanques de 120 m^3 , no mostró señales de inestabilidad durante un período indicado de 76 días, aunque, en total se almacenó exitosamente por más de 3 meses. Por otro lado, se muestreó cierto volumen de esta emulsión en el punto más bajo del tanque (35 cm arriba del

nivel del suelo), dicha emulsión contenía ligeramente altos contenidos de agua y correspondientemente bajas viscosidades, lo que puede ser provocado, por una consistencia cremosa de la emulsión o por consecuencia de la entrada de agua dentro de los tanques proveniente de las líneas de distribución antes de la prueba de trabajo; sin embargo, cual sea la causa, la calidad de la emulsión permanece alta y dentro de especificaciones en términos de proceso de almacenaje. En las gráficas de la figura 4.29 se muestran las características de la emulsión almacenada.

Es importante mencionar, que cualquier tendencia a formar la consistencia cremosa, es dependiente de las densidades relativas del aceite pesado y del agua, lo que puede resolverse fácilmente por medio de alguna forma de recirculación.

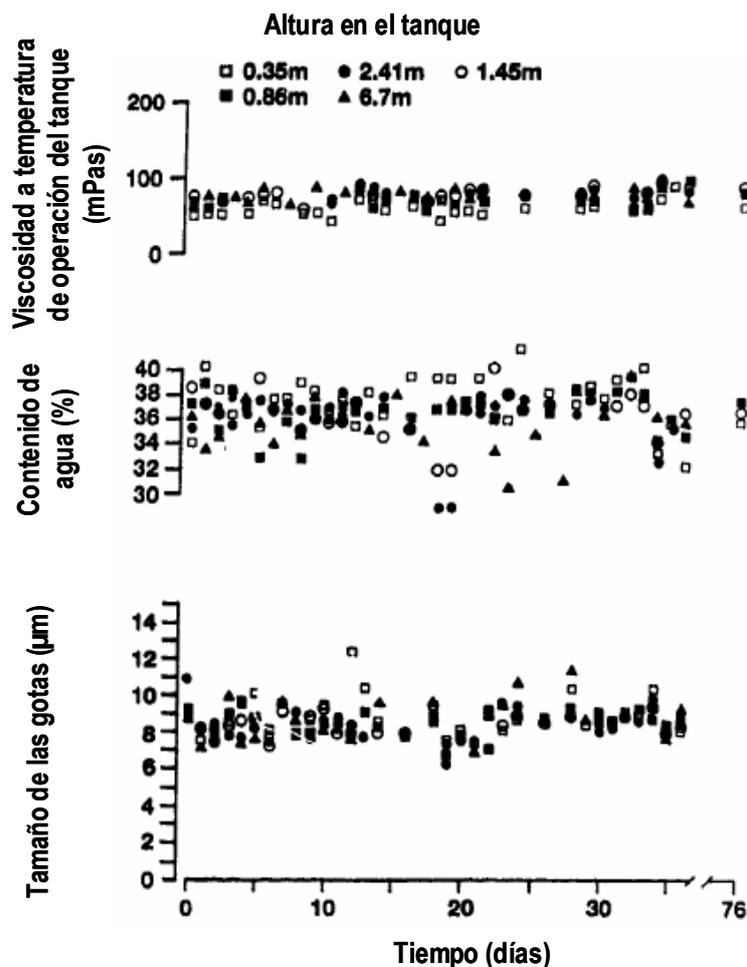


Figura 4.29. Almacenamiento de emulsión (Stockwell A., *et. al.*, 1988).

C) Transporte de la emulsión. Para iniciar el transporte de la emulsión se requiere del uso de bombas, por lo que fue necesario realizar pruebas iniciales de bombeo, las cuales indicaron que ni las bombas de levantamiento centrífugo ni las de desplazamiento afectaron la calidad de la emulsión. Para explicar de la mejor manera posible la etapa de transporte, ésta se subdividió en los siguientes rubros:

1. Desplazamiento para llenar la línea. En la primer etapa del proceso de transporte, la emulsión se bombeó de Wolf Lake a “La Corey”, desplazando diluyente en la línea hacia la Terminal La Corey de la AEC. En esta prueba, que se realizó en verano, dos baches separaron la emulsión del diluyente, por lo que no se observó contaminación entre durante el bombeo. Durante el desplazamiento del primer tercio de diluyente dentro de la línea se alcanzó un gasto de bombeo de 54 m³/hora de la emulsión, lo que corresponde a una velocidad lineal de 1.83 m/seg y representa una tasa de deformación aproximadamente de 140 s⁻¹; conforme la emulsión continuó desplazándose en la línea, el ritmo de bombeo disminuyó cerca de 27 m³/hora, correspondiendo a una velocidad lineal de 1 m/seg, y representando una tasa de deformación alrededor de 75 s⁻¹. No se presentaron cambios en las características de la emulsión.

Por último, es necesario señalar que durante la prueba de invierno no se utilizaron baches separadores.

2. Bombeo constante. Continuando con el desplazamiento para llenar la línea, la emulsión se bombeó constantemente a 27 m³/hora, tanto en una prueba realizada en verano como en otra efectuada en invierno; en la primera, se tuvo una recepción de cerca de 400 m³ de emulsión para almacenamiento con una temperatura promedio de 11 °C, mientras que para la segunda, se registró un volumen aproximado de 80 m³ a una temperatura promedio de 3 °C. En esta prueba, no se mostraron cambios en las características de tamaño de las gotas de la emulsión.
3. Reincio de la emulsión. Después del proceso de bombeo constante, se tuvieron períodos de paro en la línea de flujo por cerca de 60 horas y 48 horas para las

pruebas de verano e invierno, respectivamente. Sin embargo, el transporte de la emulsión se reestableció sin ningún problema sin observarse descontrol en el aumento en la presión de reinicio, además de que las condiciones de invierno no afectaron el reinicio de la emulsión TRANSOIL. no ocurrieron variaciones en las características de la emulsión al igual que en las pruebas anteriores.

4. Lotes. En la prueba de verano, la emulsión se transportó entre dos lotes de mezcla de aceite pesado diluyente en el que se mantuvo un régimen de flujo laminar con una velocidad lineal promedio de 0.8 m/s aproximadamente (Figura 4.30). La llegada de la primera interfase, con un volumen de 40 m³, se caracterizó por tener un incremento inicial considerable en la densidad y en el contenido de agua, indicando la presencia de la emulsión; aunque esto fue seguido por una transición estable a una emulsión “pura” en un período corto de tiempo. No obstante, en la segunda interfase, de 16 m³, también se mostró un frente drástico.

En la prueba de invierno, el diluyente se trasladó del Sistema de Línea de Flujo de Aceite Pesado Cold Lake de la AEC hacia el proyecto Wolf Lake por medio de una interfase, cuya velocidad de flujo estaba alrededor de 0.9 m/s y 12 m³ aproximadamente, y con la línea llena de emulsión.

5. Estabilidad de la emulsión. No ocurrieron cambios en la emulsión en términos del tamaño y distribución de las gotas, en la relación aceite/agua y en la viscosidad. Además, se realizaron una serie de pruebas de transporte en vehículo, de La Corey a Wolf Lake, en las que la emulsión permaneció estable.

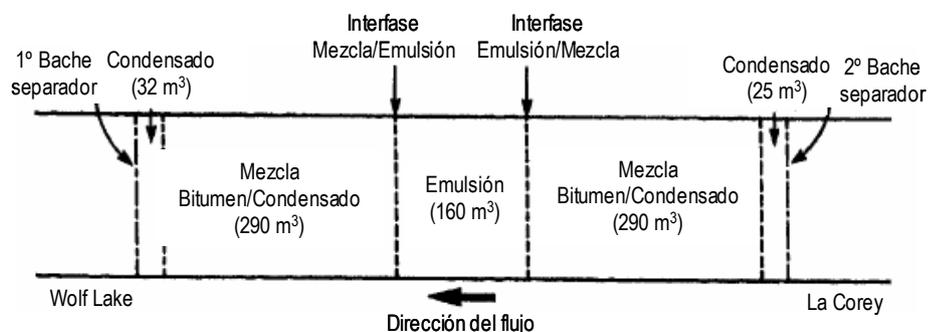


Figura 4.30. Esquema del transporte de la emulsión en la línea de flujo
(Stockwell A., et. al., 1988).

- D) Separación de la emulsión. La separación de la emulsión transportada simplemente se realiza debido a que ésta se introduce a separadores por densidad o por gravedad que operan a temperaturas de 120 °C. En principio, no se requiere del uso de desmulsificantes debido a que el proceso se puede controlar por el cambio en la solubilidad del surfactante con la temperatura.

En las diferentes series de pruebas que se efectuaron se variaron distintas condiciones de operación: la temperatura se varió 100 y 140 °C, la concentración del desmulsificador entre 0 y 250 ppm (tomando como base la alimentación total), y la incorporación de aceite pesado o mezcla de aceite pesado en la alimentación de la emulsión para simular las reservas mezcladas que se manejan en las refinerías. En una de estas pruebas, en la que se mantuvo una temperatura de 140 °C y no se suministró desmulsificador, se registró un porcentaje aproximado del 15 % de BS&W en la entrada de la línea de flujo, mientras que en la salida este valor osciló entre 1 y 1.5 %.

La emulsión TRANSOIL se rompió exitosamente a 140 °C sin la necesidad de adicionar desmulsificante, y con menos de 0.5 % de BS&W y de 100 ppm de aceite en el agua separada; es decir, resultan un aceite pesado bajo en BS&W y mejor calidad del agua separada, por lo que se puede decir, que en este caso, el suministro de algún desmulsificador no benefició el proceso.

Por otro lado, cuando el aceite pesado y la mezcla de aceite pesado se suministraron respectivamente a la alimentación de la emulsión a razones de 3:1, 4:1 y 5:1; el aceite separado presentó 0,2 % de BS&W y un contenido menor a 50 ppm de aceite en la fase separada de agua (**Stockwell A., et. al., 1988**).

IV.6 Otros métodos de transporte de crudos pesados.

IV.6.1 Viscositor: Tecnología para mejorar la calidad del crudo.

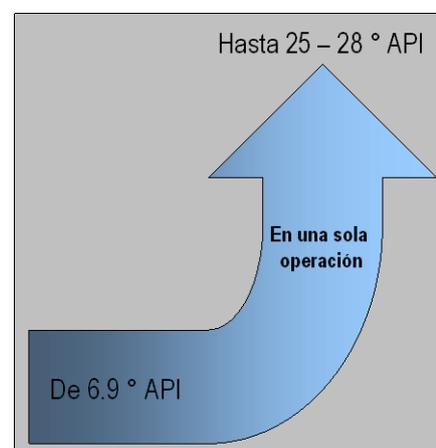
Debido a las circunstancias y los retos que se tienen actualmente en el manejo óptimo de aceites pesados, como lo son: la necesidad de diluir el hidrocarburo pesado con otros de mayor densidad API y/o degradarlo antes de refinarse, bajo el valor del crudo pesado, escasez de aceite ligero, problemas de transporte y costo, entre otros; se desarrolló una nueva tecnología denominada “viscositor”, que es un proceso profundo de craqueo termo – catalítico; en otras palabras, es un sistema en el que se agrega una sustancia química llamada catalizador, que sirve para acelerar una reacción química, y que con ayuda de la temperatura, se logra mejorar la calidad del crudo por medio del rompimiento de la molécula del hidrocarburo, lo cual se lleva a cabo con otros subprocesos en los que se requiere de equipo específico y adecuado para obtener el objetivo. En la figura 4.31 se muestra un diagrama simplificado de flujo del Sistema “Viscositor” (PEMEX 2004, “Viscositor: Tecnología para mejorar la calidad del crudo pesado”).

Las soluciones que plantea este método son:

- Autosuficiente en energía.
- Puede instalarse en el mismo campo petrolero.
- Módulos arriba de 10 000 barriles por día.
- Costo operacional y financiero del orden de 2 a 3.5 dólares por barril.

A continuación se presentan los beneficios tanto económicos como técnicos del uso del “viscositor”.

- Producción de aceite diluido en el mismo campo.
- El aceite mejorado puede enviarse a refinerías.
- Incremento del valor del aceite pesado mejorado.
- Eleva la venta de aceite diluido.
- Reducción de costos de transporte.
- Se produce aceite con mayor densidad API a partir de aceite pesado.



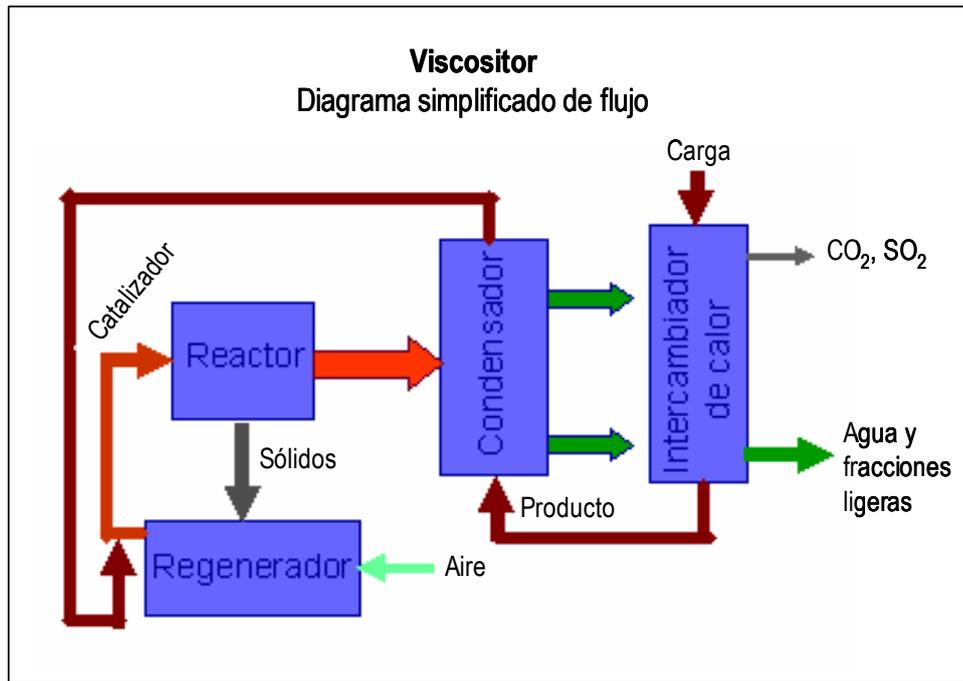


Figura 4.31. Diagrama simplificado de flujo del Sistema "Viscositor"

(PEMEX, "Viscositor: Tecnología para mejorar la calidad del crudo pesado", 2004).

En la tabla 4.2, se encuentran los resultados que se obtuvieron para cuatro tipos de hidrocarburos pesados en los que se aplicó el Sistema "Viscositor"; cabe mencionar, que estos datos corresponden hasta Agosto de 2004.

Tabla 4.2. Resultados de tres crudos pesados con el Sistema "Viscositor"

(PEMEX, "Viscositor: Tecnología para mejorar la calidad del crudo pesado", 2004).

<i>Materia prima</i>	<i>Grados API (Iniciales)</i>	<i>Grados API (Mejorado)</i>	<i>Observaciones</i>
Bitumen de Venezuela	6.2	22.5	De excavación en San Tome
Aceite de Venezuela	9.3	20	Aceite sin diluir de Melones
Mezcla de Venezuela	14.9	21.5	Aceite diluido de Melones
Aceite Canadiense	6.2	25.2	Aceite Loydminster

IV.6.2 Tratamiento químico

Los parámetros de flujo, en este caso para los crudos pesados, pueden mejorarse por medio de la adición de ciertos químicos al crudo. Existen dos grupos distintos de estos químicos en cuestión: El primer grupo incluye compuestos que modifican la película de parafina durante el enfriamiento del hidrocarburo; por otro lado, los componentes del segundo grupo constituyen solventes en el aceite, los cuales generan una orientación preferida, paralela a la dirección principal de flujo, previniendo el desplazamiento radical de las partículas del líquido en flujo turbulento, y por lo tanto, reduciendo la energía de disipación. **(Szilas A. P., 1986).**

Cuando se habla del uso de tecnología química reductora de viscosidad, como mejoradores de flujo en el transporte de crudos pesados, se hace referencia principalmente al mejoramiento de la viscosidad, ya que como se sabe, las moléculas de los líquidos pueden deslizarse unas sobre otras, pero sin embargo, esto no ocurre con igual facilidad para todos los líquidos. Por lo tanto, el objetivo de utilizar estos productos químicos, es reducir la viscosidad del crudo, lo que genera principalmente una disminución de la tensión superficial y una mejor difusión en el seno del fluido afectado, optimizando entonces el consumo de diluyente, y en general, todo proceso de transferencia de energía y masa; y por consiguiente, se logra mantener y/o incrementar la producción y el transporte de crudos pesados y extrapesados **(Lipesa, “Uso de una nueva generación de reductores permanentes de viscosidad en fase hidrocarburo”,2008).**

Un aditivo químico reductor de viscosidad o mejorador de flujo es capaz de:

- A) Reducir la viscosidad de manera significativa e irreversible, además de mejorar la gravedad API de 1 a 2 grados. Esto debido a que el producto interactúa con los metales contenidos en las cadenas de los asfaltenos ordenándolas para mejorar la fricción intermolecular.
- B) Alcanzar excelentes resultados en pruebas de dispersión de asfaltenos.
- C) Cambiar el patrón de flujo como consecuencia de los efectos anteriores. El deslizamiento en la superficie de contacto Fluido – Pared provoca un flujo tapón; la formulación RV (reductor de viscosidad) forma una película que se adhiere a la pared generando una superficie de baja fricción.

- D) Generar un efecto filmico residual que reduce la fricción en tuberías y favorece el control de la corrosión. Como consecuencia de esto, más el cambio de patrón de flujo, se tienen menores caídas de presión debidas a este fenómeno.
- E) Eliminar efectos electrostáticos. Las cargas electrostáticas inducidas por la fricción, surgen de su movimiento con respecto a los electrones anclados en las paredes de la tubería; la formulación genera una barrera de carga contraria que coagula y neutraliza la carga en la dirección del flujo, y altera las cadenas de asfaltenos (que presentan carga negativa), mejorando su dispersibilidad y solubilidad.

Al utilizar un reductor de viscosidad se esperan diversos efectos, entre éstos están:

- Su uso no afecta el rendimiento de crudos en refinación.
- Tiene efecto irreversible en la viscosidad de crudos pesados, extrapesados y parafínicos.
- Promueve la optimización en el consumo de diluyente manteniendo una viscosidad y densidad favorables.
- Reduce el depósito y/o acumulación de asfaltenos en tuberías y tanques de almacenamiento.
- Reduce la fricción y mejora las condiciones reológicas del flujo.
- No existen problemas de sobretratamiento, tales como formación de depósitos, espuma o emulsiones.
- Producto libre de cenizas, lo cual es un beneficio en procesos corriente abajo.
- Minimiza los costos de tratamiento para alcanzar condiciones comercialmente preestablecidas.

V ALTERNATIVAS DE TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE PARA CRUDOS PESADOS EN CAMPOS LOCALIZADOS EN EL GOLFO DE MÉXICO.

Anteriormente, se trataron las técnicas y/o métodos que existen alrededor del mundo para producir y transportar de la mejor manera posible los yacimientos de aceites pesados, las cuales presentan innovaciones constantes debido a la demanda energética de estos recursos y a la aplicación de las mismas, ya que su implementación se rige de acuerdo a las características y necesidades de cada campo; siendo así, que todas las implicaciones económicas y técnicas en la producción, el transporte y el refinamiento de los fluidos producidos se enfocan a cumplir un objetivo: asegurar el flujo en cada proceso de estas tres grandes ramas.

En este capítulo, se presentarán algunas alternativas para optimizar la producción y el transporte de crudos pesados provenientes de campos localizados en el Golfo de México. En una primera parte, se describe el diseño conceptual de pozos que proponen algunos autores, los cuales aíslan en su mayor medida posible la energía térmica de los fluidos provenientes del yacimiento para mantener una movilidad favorable de los mismos desde el fondo hasta la cabeza del pozo; llevándose a cabo este estudio en yacimientos ubicados costa afuera en la bahía de Campeche, que contienen crudos cuya densidad oscila entre 6 y 12 °API y cuyas viscosidades pueden llegar a ser tan altas, como de 40,000 cp a 15 °C aproximadamente. Posteriormente, se presenta un estudio de un fluido aislante desarrollado con la colaboración de varios autores para aguas profundas del Golfo de México, el cual tiene como objetivo reducir la transferencia de calor de la tubería de producción hacia el espacio anular y posteriormente hacia el riser; es decir, generar y mantener un aislamiento seguro del pozo, debido a que la temperatura es una de las variables de la cual depende enormemente la formación de hidratos, parafinas y asfaltenos. Por último, se proponen algunas alternativas para el manejo y transporte de crudo pesado de los campos Maloob y Zaap (**Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006**).

V.1 Introducción.

Ahora bien, en esta parte se hablará de dos tecnologías que resultan benéficas en la producción de aceite pesado proveniente de campos del Golfo de México, por lo que a continuación se hará una introducción del tópico de aseguramiento de flujo en campos marinos; en el cual, además, se describirá de manera general una posible configuración de una instalación submarina, el análisis SARA y un diagrama de fases correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas situado en el mismo Golfo.

V.1.1 Introducción al aseguramiento de flujo.

Tradicionalmente, el aseguramiento del flujo se ha enfocado en evaluar problemas de producción de potencial asociados con fluidos producidos en donde se pueden presentar parafinas, asfaltenos, hidratos e incrustaciones que obstaculizan el paso de éstos en las líneas de flujo submarinas; si estos depósitos llegan a ser lo suficientemente severos pueden impedir el flujo hacia las instalaciones de procesamiento en superficie. El inicio y la magnitud de los problemas de aseguramiento del flujo dependen en gran medida de la composición química de los fluidos producidos, de sus temperaturas y de las presiones durante su desplazamiento de un extremo a otro del sistema de producción; estos problemas pueden reducirse enormemente por medio de pruebas, diseños y procesos de vigilancia. Para diseñar, seleccionar sistemas de prevención y mejorar las estrategias es necesario hacer una combinación de muestreo de fluidos, de técnicas de laboratorio y de modelos predictivos; además, es indispensable realizar un monitoreo continuo que proporcione datos necesarios y adecuados para recalibrar el sistema o para cambiar el curso del proceso para los años subsecuentes, por lo que, los operadores deben prever la mayor cantidad de cambios posibles durante el diseño original de las instalaciones, debido a que éstas son generalmente más difíciles y costosas en los campos submarinos.

El término “aseguramiento de flujo” es usado para describir un extenso conjunto de problemas relacionados a la confiabilidad y operabilidad de los sistemas de producción y transporte, en donde el verdadero desafío radica en trasladar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la instalación de procesamiento. Estos factores, que actúan en forma independiente o en conjunto, pueden producir precipitación y depósito de sólidos orgánicos (parafinas, ceras y asfaltenos), hidratos e incrustaciones inorgánicas. En el aseguramiento del flujo también se involucran problemas reológicos, como la alta viscosidad en aceites pesados o en aceites parafínicos, consistencia gelatinosa, y condiciones no

favorables de flujo que propician el bacheo. No obstante, aunado a todo lo anterior, también se deben considerar los efectos de la corrosión y de la erosión.

El objetivo de un equipo encargado de asegurar el flujo en la producción marina debe ser capaz de comprender el comportamiento de fases que se generan debido a los cambios de presión y temperatura, de predecir su secuencia cronológica y de conocer la magnitud de tales variaciones, ya que con ello, es posible desarrollar y realizar estrategias de diseño, de operación y de mantenimiento exitosas que garanticen el máximo beneficio económico de los hidrocarburos (**Ratulowski J., et. al., 2004**).

El aseguramiento del flujo en campos marinos abarca desde el yacimiento hasta el tubo ascendente, por lo que se tienen que manejar problemas de bajas temperaturas, altas presiones y extensas distancias de empalme. Debido a que el personal de este trabajo lleva a cabo tareas como predicción y modelado del flujo, análisis de los fluidos, diseño, decisión, operación y mantenimiento del sistema artificial de producción o levantamiento artificial, medición y asignación de la producción, vigilancia o supervisión y control; los integrantes de este equipo de trabajo conforma un equipo totalmente multidisciplinario e integrado que se encargan de optimizar la producción (**Amin A., et. al., 2005**).

El aseguramiento de la producción submarina puede dividirse en tres funciones relacionadas entre sí:

1. El aseguramiento del flujo: En esta parte se implica el análisis de muestras de fluidos del yacimiento para caracterizarlos y conocer su comportamiento de fase con la finalidad de prever los problemas de flujo que pudieran presentarse, de modo que las instalaciones se puedan diseñar y operar para evitar o controlar estos problemas.
2. El refuerzo del flujo: Aquí se involucra el diseño, ubicación y operación integrados del sistema de explotación, levantamiento artificial y bombas de refuerzo submarinas, que se combinan para generar la presión necesaria para llevar los fluidos del yacimiento a las instalaciones en superficie.
3. La vigilancia del flujo: Esta división se utiliza en un circuito de realimentación realizándose actividades como medición de la presión, la temperatura, gastos de flujo y un sin número de otras variables que son esenciales en el buen funcionamiento del sistema de producción. Es

necesario mantener una constante vigilancia, medición y análisis de factores y parámetros clave en la producción de los campos marinos para que los operadores puedan prever y manejar correctamente las condiciones existentes; estas instalaciones cuentan con los medios, instrumentación y equipo adecuado para controlar, predecir y mitigar los problemas concernientes en el aseguramiento y refuerzo del flujo.

Los operadores deben identificar y manejar cualquier cambio que pudiera afectar los fluidos del yacimiento a lo largo de su trayectoria desde el sistema de producción hasta las instalaciones de procesamiento; sin embargo, algunas de estas variaciones no son intuitivas y sólo pueden ser reconocidas por medio del análisis de las muestras de los fluidos del yacimiento y del modelado del comportamiento de los mismos. La información que se obtiene del análisis y del modelado es de gran importancia, ya que con ésta sirve para desarrollar una estrategia de producción global.

En la figura 5.1, se muestra un diagrama de proceso de trabajo del aseguramiento del flujo que comienza con la etapa de exploración y evaluación, en la cual se recolectan muestras del fondo del pozo que puedan servir para un análisis de laboratorio más detallado, posteriormente con ayuda de un programa de cómputo, se ingresan los resultados obtenidos en el laboratorio necesarios para modelar las variaciones que puedan producirse en el sistema de producción; y por último, estos modelos se emplean para formular estrategias de manejo y control del aseguramiento del flujo.

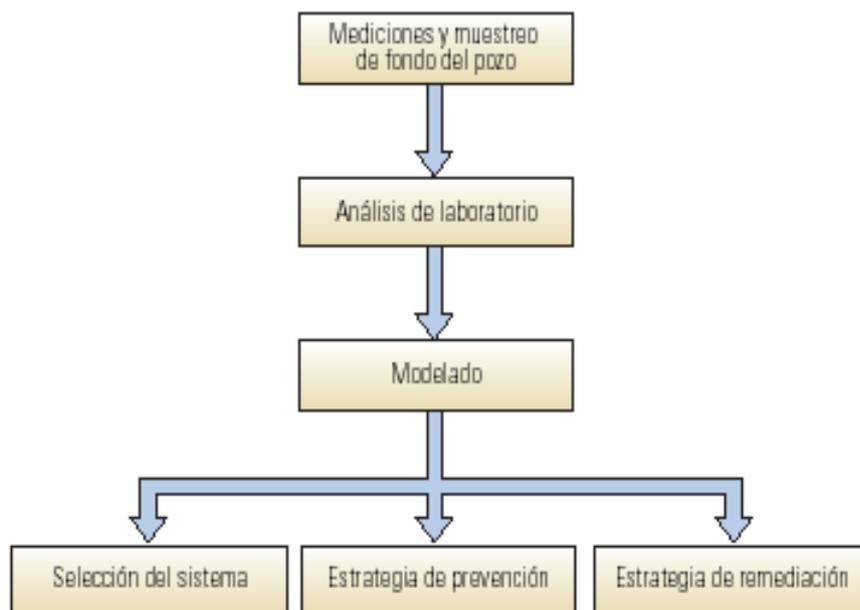


Figura 5.1. Diagrama de un proceso típico de trabajo de aseguramiento del flujo
(Amin A., et. al., 2005).

En las primeras etapas de la fase de diseño del sistema de producción se debe identificar si es posible y en qué medida se producen la acumulación de parafinas, hidratos, asfaltenos, incrustaciones o alguna otra obstrucción en el sistema. Por tal razón, el análisis de las muestras de fluidos del yacimiento es fundamental, que además de permitir el conocimiento y entendimiento de las propiedades del aceite, del agua y del gas junto con su comportamiento; permite identificar y caracterizar el comportamiento de fases de las ceras, de los asfaltenos y de los hidratos que se precipitan debido a los cambios de presión y temperatura. También, ayuda a conocer si los fluidos contienen corrosivos tales como dióxido de carbono, ácido sulfhídrico o mercurio; o elementos como el níquel o el vanadio que inhiben los catalizadores de refinación corriente abajo.

Debido a lo anterior y como se aprecia en el diagrama de la figura 1, el análisis de fluidos en el laboratorio es un paso estratégico y esencial para cualquier sistema de producción, transporte e incluso refinación que se pretenda implementar para asegurar el flujo; por lo que más adelante se hará una revisión de un tipo de análisis que se utiliza en la industria petrolera conocido como “análisis SARA”.

Después de obtener resultados de las pruebas de las muestras de los fluidos del yacimiento, se prosigue con la etapa de modelado, en donde se utiliza un software de ingeniería especial en el que se simula el flujo multifásico entre los pozos y el tipo de régimen de flujo que se presenta, el dimensionamiento de las líneas de conducción y el equipo de proceso; también es posible conocer y predecir la capacidad de retención del líquido y la pérdida de presión. Continuando con esta etapa, los especialistas determinan el tamaño óptimo de las líneas de conducción, las instalaciones y los equipos adecuados, realizan cálculos de transferencia térmica y generan modelos de flujo para predecir las condiciones bajo las cuales se forman los hidratos, los efectos de sus inhibidores o sistemas de remediación de los mismos. Habiéndose hecho los modelados necesarios, éstos se integran en el proceso de diseño de ingeniería inicial para desarrollar los sistemas de producción y las estrategias de operabilidad óptimas que no estén sobredimensionados ni subdimensionados.

Con la finalidad de proporcionar constantemente una gran variedad de datos para realizar un diagnóstico del desempeño de los pozos y de las líneas de flujo, que permiten al operador tomar decisiones operacionales proactivas, después de haber realizado un análisis detallado de los datos verificados, tales como el cambio en la configuración de alguna válvula, reforzar la salida de una bomba, poner en marcha operaciones de inyección química, frecuencia del mantenimiento y/o

limpieza del sistema, etc.; se emplean sistemas que pueden ser combinados y que son capaces de rastrear en tiempo real parámetros del fondo del pozo que son de gran importancia como temperatura, presión, gastos de flujo, densidades y capacidad de retención de agua. Se utiliza un monitor de producción permanente integrado con medidores de flujo submarino que miden la tasa de flujo multifásico y la capacidad de retención, pero no requieren separación de fases y son insensibles a los flujos tipo tapón, espumas y emulsiones; también se encuentran medidores de presión y sistemas de sensores de distribución de la temperatura de fibra óptica y detectores de arena.

Con la obtención de mediciones para caracterizar el sistema en tiempo real, los operadores logran minimizar el consumo de químicos o reducir el aporte de energía al sistema a través de la disminución del calentamiento de la línea de flujo o de la frecuencia de las operaciones de limpieza y/o mantenimiento.

Es importante mencionar que la verificación de los datos constituye un aspecto fundamental en el aseguramiento del flujo, ya que éstos son necesarios para garantizar que las decisiones se basen en información certera, comprobada y confiable. Esta verificación se hace mediante la comparación de los datos registrados por un sensor con los de otro sensor de corroboración.

Otro factor que debe tomarse en cuenta para la adquisición de datos por medio de sensores y medidores es la capacidad de estos sistemas, ya que ésta puede obstaculizarse por el ancho de banda de la transmisión. Los sistemas de transmisión de datos desplegados en áreas submarinas no siempre concuerdan con el rendimiento de los sensores; es decir, a medida que los dispositivos submarinos y de fondo se vuelven más inteligentes, proporcionando más información y mayores niveles de diagnóstico y control, puede suceder que las comunicaciones resulten ser la parte más débil del sistema (**Amin A., et. al., 2005**).

V.1.2 Análisis SARA.

Actualmente, las técnicas de análisis composicional en petróleos convencionales, se aplican a aceites pesados con el propósito de conocer las limitaciones e identificar las mejoras potenciales; sin embargo, las muestras de petróleo pesado viscoso no sólo son más difíciles de adquirir sino que plantean diversos desafíos en el análisis de fluidos de laboratorio. Para caracterizar composicionalmente los petróleos pesados, existen técnicas de análisis adicionales que examinan en forma más exhaustiva estos fluidos de alta densidad y alta viscosidad, entre estas técnicas se encuentra la separación y el análisis del petróleo muerto, o petróleo que ya no tiene componentes gaseosos, en las fracciones de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA), dependiendo de su solubilidad y polaridad. **(Alboudwarej H., et. al., 2006).**

Un aceite crudo usualmente contiene una cantidad considerable de material volátil que debe removerse antes de desarrollar o ejecutar el procedimiento de separación SARA del aceite, lo que se logra por medio de un proceso de destilación al vacío a una temperatura determinada hasta que el peso del residuo alcance un valor constante. Utilizando el procedimiento experimental SARA, la primera fracción en separarse de los otros componentes de los hidrocarburos mediante el agregado de un n-alcano, tal como n-heptano o propano, son los asfaltenos; y el material filtrado que se recolecta de esta separación, debido a que se absorbe en sílice, y que se conoce comúnmente como maltenos, contiene las tres fracciones restantes (saturados, aromáticos y resinas), las cuales se separan haciendo pasar la mezcla a través de una columna, en donde cada componente se remueve de dicha columna mediante el lavado con diversos solventes (Figura 5.2) **(Vazquez D. y G.A. Mansoori G. A., Akbarzadeh K., et. al., 2007).**

Los hidrocarburos saturados, o también conocidos como alcanos, no se absorben en la sílice bajo condiciones específicas y se separan utilizando n-alcano; posteriormente, la remoción del solvente se realiza empleando una evaporadora al vacío rotatoria para recuperar las fracciones de estos componentes. Por el contrario, los hidrocarburos aromáticos se adsorben en sílice activada y se recolectan utilizando tolueno después de la remoción de los saturados bajo condiciones específicas.

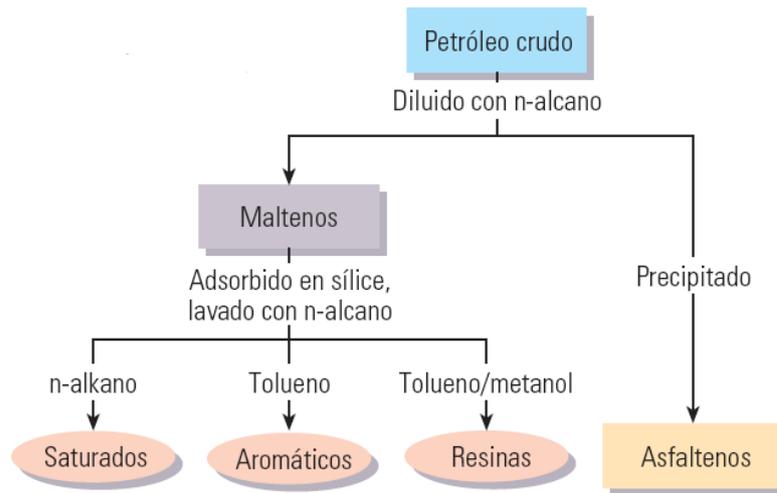


Figura 5.2. Separación del petróleo crudo en Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA) (Akbarzadeh K., et. al., 2007).

Por último, la separación de la fracción de resinas, que constituyen el componente polar del petróleo crudo que es soluble en n-alcenos e insoluble en propano líquido, se lleva a cabo empleando una solución con una proporción de 90/10 de tolueno / metanol. (Vazquez D. y G.A. Mansoori G. A., Akbarzadeh K., et. al., 2007).

En la tabla 5.1, se muestra un ejemplo de la composición total de un crudo A en el que se realizó el procedimiento de la separación SARA. Nótese que el 21.05 % de peso se separó de este crudo a 27°C y con 10 mmHg (destilación al vacío), y también, que en la separación SARA realizada en el residuo al vacío se tuvo una recuperación exitosa con un promedio del 99 % (Vazquez D. y G.A. Mansoori G. A.)

Tabla 5.1. Resultados de un análisis de separación SARA de un crudo A (Vazquez D. y G.A. Mansoori G. A.)

Fracción	Fracciones del Aceite Crudo (% wt)
Compuestos ligeros (Separados a 27 °C a 100 mmHg)	21.0500 ± 0.1150
Saturados	55.2369 ± 1.6849
Aromáticos	19.9590 ± 1.5373
Resinas	2.3242 ± 0.0108
Asfaltenos	99.6534

La ventaja del método SARA es que se trata de un procedimiento simple, que puede llevarse a cabo en muchos laboratorios; no obstante, este análisis también plantea numerosas desventajas, que se ponen de manifiesto cuando se utiliza con fines ajenos a su objetivo original. En primer lugar, el aceite muerto carece de los componentes gaseosos que están disueltos en el aceite vivo y, por ende, los resultados no son representativos de la forma en que actuaría el petróleo bajo condiciones de yacimiento; una segunda desventaja que se tiene, es debido a que los métodos de laboratorio difieren considerablemente y la solubilidad de los asfaltenos varía con el tipo de n-alcano utilizado para precipitarlos, lo que significa que un mismo aceite podría tener dos o más resultados SARA, dependiendo del precipitante utilizado. Dada su simplicidad, en la actualidad, este análisis es un medio generalizado para comparar los petróleos, pero a menudo, como no se informan las variaciones de las técnicas de laboratorio, las comparaciones entre laboratorios probablemente carecen de validez (**Akbarzadeh K., et. al., 2007**).

A pesar de que el método SARA constituye un primer paso razonable para categorizar los crudos muertos, provee una caracterización insuficiente tanto para las necesidades de refinación como para los problemas del sector de exploración y producción, en donde se requieren las propiedades de los petróleos a condiciones de yacimiento.

La fortaleza de este método radica en que analiza la muestra entera, desde los compuestos livianos hasta los pesados, y de este modo permite comparar todos los petróleos en base a un estándar consistente; además, para los petróleos convencionales, el análisis SARA provee una indicación de la estabilidad del fluido con respecto a la precipitación de asfaltenos, consideración importante a la hora de diseñar esquemas e instalaciones de producción. Por ejemplo, el análisis SARA confirma el aumento esperado del contenido de resinas y asfaltenos con la disminución de la densidad API, es decir, cuanto más pesado es el petróleo, mayor es el contenido de resinas y asfaltenos, como se observa en la gráfica de la figura 5.3; en la foto de la misma figura (extremo superior), el frasco que contiene la muestra de petróleo pesado calentada, el tubo parado contiene la resina, el plato Petri contiene el asfalteno y los otros tubos contienen saturados y aromáticos (**Alboudwarej H., et. al., 2006**).

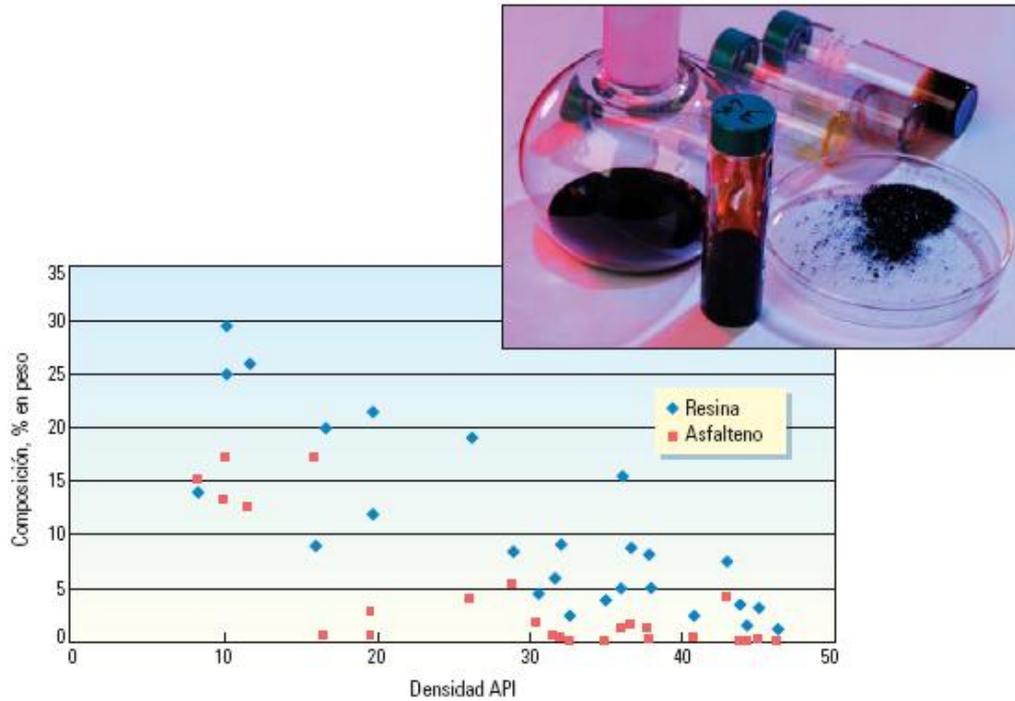


Figura 5.3. Correlación entre densidad API y contenido de resinas y asfaltenos a partir del análisis SARA (Alboudwarej H., et. al., 2006, Fuente: “Asphaltene Deposition and Its Control,” http://tiggeruic.edu/~mansoori/Asphaltene.Deposition.and.Its.Control_html).

Cabe mencionar, que en el caso de los petróleos pesados, el análisis SARA es menos útil como indicador de la precipitación de asfaltenos, la cual se produce habitualmente cuando el petróleo pesado se diluye con ciertos gases o solventes.

V.1.3 Descripción de una posible instalación submarina.

Las compañías de exploración y producción de todo el mundo están recurriendo a las áreas prospectivas de aguas profundas, en las cuales, a menudo se requiere que un operador fabrique una instalación de procesamiento flotante y la traslade a la concesión antes de iniciar la producción. Sin embargo, algunos yacimientos no son suficientemente grandes como para justificar el costo que implica una instalación de procesamiento dedicada. Así que, en vez de descuidar esos campos, los operadores pueden aprovechar la infraestructura existente mediante la vinculación de la producción de campos marginales a las plataformas que prestan servicios a otros campos (**Amin A., et. al., 2005**).

Para llegar a las instalaciones de procesamiento, la producción proveniente de yacimientos cercanos debe fluir a través de conectores, colectores, líneas de flujo y tubos ascendentes diseñados para tolerar las presiones, temperaturas y corrientes que existen en los océanos profundos.

La profundidad del lecho marino o el tirante de agua representa el mayor reto para la producción submarina, predominando por sobre todas las consideraciones de proceso, diseño y economía. Para explotar yacimientos de aguas profundas y ultraprofundas, los operadores deben perforar y terminar los pozos en tirantes de agua que oscilan entre 305 m y 3,048 m (1,000 y 10,000 pies) o valores superiores. Los costos, riesgos y retos que se implican en la perforación en esta agua determinarán la cantidad mínima de pozos a perforar en un yacimiento, así como también, el número de pozos que sean terminados de manera submarina con los cabezales y el equipo de control de la producción instalado en el lecho marino.

En una instalación petrolera submarina (Figura 5.4) el fluido producido del yacimiento que se localiza en aguas profundas, experimenta cambios de presión y temperatura significativos a medida que éste se desplaza desde el espacio poroso de la formación (zona de mayor presión) hasta el tubo ascendente de producción (zona de baja presión); una vez que el fluido se encuentra dentro del pozo, puede ser necesario implementar algún sistema artificial de producción, el cual ayudará a impulsar los fluidos al cabezal o árbol de producción submarino. Cabe mencionar que el sistema artificial de producción, además de agregar energía al flujo del pozo, también provoca cambios de temperatura, presión y densidad en los fluidos producidos.

Después de que los fluidos pasan el árbol de producción submarino ingresan a un conector de línea de flujo que se vincula a un colector de producción, en esta zona las temperaturas de las aguas profundas pueden descender hasta aproximadamente 4 °C (39 °F), lo que genera un cambio de temperatura en esta trayectoria que dependerá de la estrategia de manejo térmico del operador; para reducirlo en su mayor medida posible se pueden utilizar líneas de flujo que son calentadas eléctricamente, o tuberías aisladas con diversos materiales, o incluso, en ocasiones se llegan a sepultar las líneas por donde circula el fluido debajo del lecho marino para lograr el aislamiento; y en ciertos casos, no se emplea calor adicional o aislamiento.

Antes de que el fluido producido llegue al colector submarino, puede instalarse un medidor de flujo multifásico con la finalidad de medir la producción de cada pozo cuando el fluido pase a través de éste, en el medidor de flujo las fases del fluido del yacimiento (petróleo, gas y/o agua) se combinan al atravesar el tubo venturi; y al ingresar el fluido en el colector, éste se mezcla con la producción de otros pozos antes de salir del mismo en dirección hacia una línea de flujo. Ahora bien, el objetivo de las líneas de flujo es llevar el fluido desde el campo petrolero marino hasta las instalaciones de producción, entre las cuales se encuentran plataformas de producción fijas que se instalan por lo general en aguas someras; por el contrario, cuando esto no es posible o se tienen aguas profundas se pueden utilizar plataformas de cables tensados, embarcaciones flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO, por sus siglas en inglés), spars, plataformas semisumergibles, caissons o incluso instalaciones de procesamiento con base en tierra. Sin embargo, a lo largo de esta trayectoria pueden presentarse factores que afecten el flujo de producción natural de los fluidos, como la distancia de empalme y la caída de presión, cuando esto sucede se puede instalar una bomba de refuerzo submarina que suministra energía a los fluidos antes de que éstos sean enviados a una línea de flujo y un tubo ascendente de producción y así puedan llegar a su destino.

Otro tipo de líneas que son parte de una instalación submarina, son las llamadas líneas umbilicales, las cuales parten de la plataforma hacia un arreglo de terminación de líneas umbilicales submarino antes de ramificarse para llegar a cada uno de los pozos y posteriormente al colector, estas líneas suministran energía eléctrica e hidráulica para las funciones de control de los cabezales de producción o los colectores y proporcionan los productos químicos para evitar la formación de hidratos e incrustaciones que son inyectados en los árboles de producción a través de los orificios de inyección; además de estas funciones, también transmiten las comunicaciones bidireccionales y las instrucciones de control entre la plataforma, el cabezal de producción y los dispositivos de fondo del pozo.

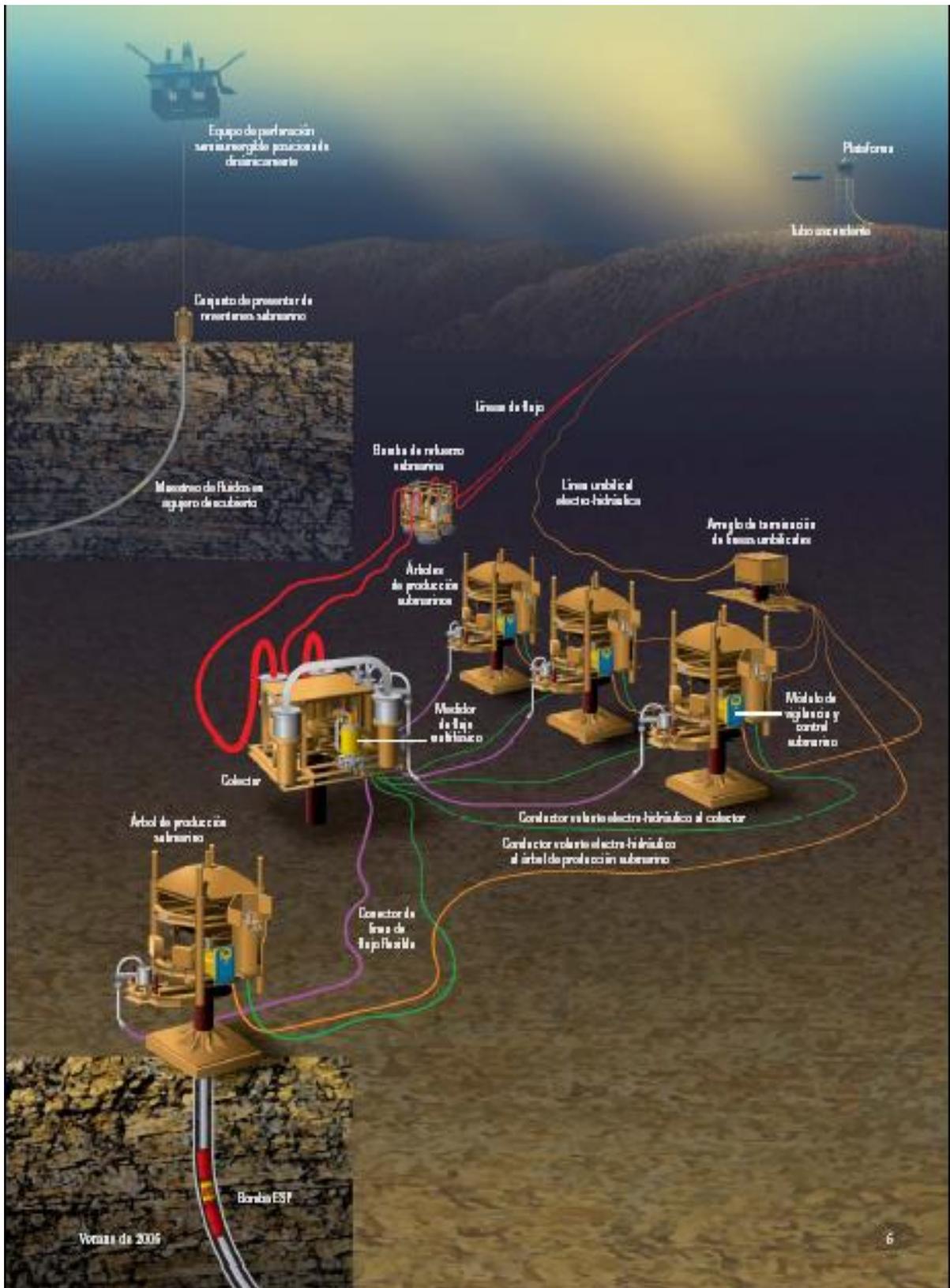


Figura 5.4. Posible configuración de un Instalación submarina (Amin A., et. al., 2005).

V.1.4 Diagrama de fases de petróleo correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas situado en el Golfo de México.

La presión y la temperatura son dos parámetros que deben controlarse correctamente en la explotación de campos marinos debido a que las variaciones en ellos contribuyen a la precipitación de asfaltenos, la acumulación de parafinas e incrustaciones y la formación de hidratos. Además de generar estos problemas, también se tiene el comportamiento natural del yacimiento, en donde al atravesar la presión de burbujeo, el aceite se hace más viscoso debido a que las fracciones de hidrocarburos livianos se liberan en forma de gas, aumenta la contrapresión sobre el sistema y se modifican las configuraciones de flujo por la diferencia en los gastos de las fases producidas (**Amin A., et. al., 2005**).

Otro factor que contribuye a que se presenten variaciones en el régimen de flujo y puede producir segregación gravitacional entre el aceite, gas y/o agua, es la velocidad del flujo; cuando ésta no es suficiente para mantener la corriente de producción perfectamente mezclada a lo largo de la línea de flujo permite que las fases más ligeras fluyan en la parte superior de la línea y las más densas en la parte inferior; considerándose también, que cada fase fluye a una velocidad diferente dependiendo de la inclinación de la línea de flujo, es decir, si se presenta alguna ondulación vertical en la línea de flujo provocará que una de las fases se atrase con respecto a las otras, a este fenómeno se le conoce como resbalamiento; por ejemplo: si el flujo es ascendente la fase gaseosa se deslizará por encima del líquido más pesado y si el flujo es descendente el líquido puede sobrepasar la fase gaseosa. Este tipo de configuración de flujo que resulta del resbalamiento entre las fases puede provocar en muchas ocasiones la aparición del flujo tapón, el cual puede dañar severamente las instalaciones de procesamiento corriente abajo; además de que es posible la acumulación de líquidos en la parte baja de la línea, como consecuencia de la segregación gravitacional, lo que favorecerá la corrosión a largo plazo.

En la figura 5.5 se muestra un diagrama de fases de aceite correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas situado en el Golfo de México, ya que éste es esencial para comprender el comportamiento que puede presentar un yacimiento por las interacciones de presión y temperatura y los retos que se tienen en aguas profundas, en donde los componentes particularmente problemáticos, como ya se ha mencionado, son los asfaltenos, las parafinas y los hidratos.

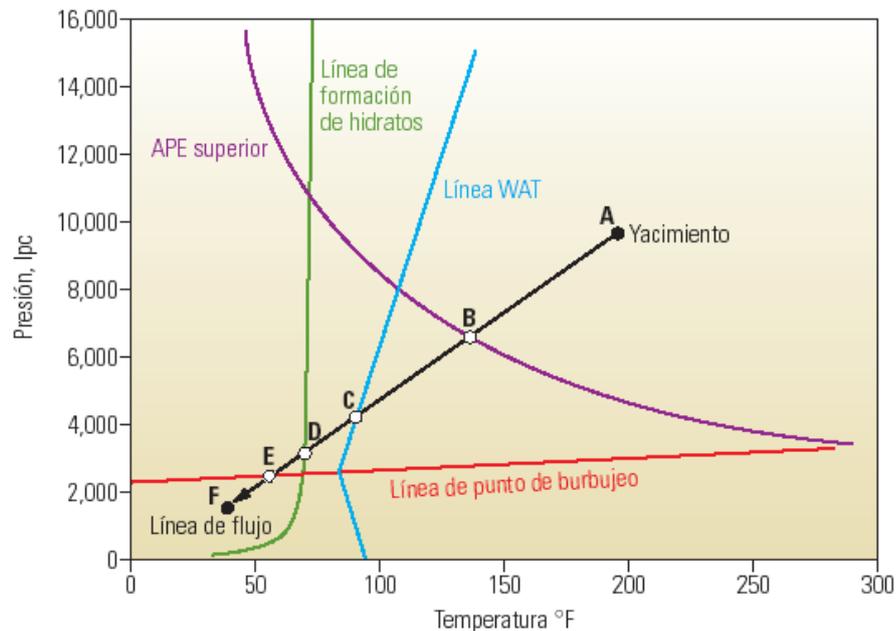


Figura 5.5. Diagrama de fases correspondiente a un campo petrolero de aguas profundas localizado en el Golfo de México (Amin A., et. al., 2005).

En este diagrama de fases, el petróleo sigue una trayectoria a lo largo de una línea de presión y temperatura que decrece en forma sostenida a medida que éste se desplaza desde el yacimiento, punto A, hacia la línea de flujo, punto F; la totalidad o parte de los límites de fases que se observan en el diagrama pueden atravesarse a medida que se produce petróleo del yacimiento, pero esto dependerá del diseño y la operación del sistema de producción.

Los primeros componentes que aparecen son los asfaltenos, éstos comienzan a precipitarse en un rango de presión que oscila entre la presión de yacimiento y el punto de burbujeo, lo que se conoce como envolvente de precipitación de asfaltenos (APE, por sus siglas en inglés), esta envolvente está limitada en su extremo superior por presiones relativamente altas a temperaturas bajas y su presión se reduce a medida que aumenta la temperatura. Existe una temperatura dentro de la APE, en donde la precipitación de asfaltenos típicamente aumenta al reducirse la presión alcanzando un valor máximo en la presión del punto de burbujeo, en cuyo punto la precipitación decrece mientras que la presión continúa reduciéndose; conforme el aceite sigue su trayectoria, éste se vuelve más denso y permite que los asfaltenos previamente precipitados se resolubilicen en forma parcial o total.

Los asfaltenos son moléculas complejas que están presentes en muchos hidrocarburos, son compuestos orgánicos que se desestabilizan y precipitan por diferentes factores, uno de ellos es

debido al cizallamiento (corte) en condiciones de flujo turbulento, también pueden precipitarse con los cambios de presión y temperatura, o por lo cambios producidos en la composición como resultado de la mezcla o la combinación de fluidos incompatibles durante la producción. Las partículas de asfaltenos pueden acumularse y crecer significativamente de tal modo que forman obstrucciones en las líneas de flujo.

Posteriormente a los asfaltenos, comienzan a formarse las parafinas o ceras, punto C, que depende de la temperatura y que se precipitan a lo largo de un rango de presiones bastante amplio ubicado a la izquierda de la línea de temperatura de aparición de las parafinas (WAT, por sus siglas en inglés); siendo esta temperatura aquella a la cual se forma una fase de cera sólida dentro de un hidrocarburo fluido a una presión dada, y por debajo de esta misma temperatura es posible que se produzcan fenómenos significativos de incremento de la viscosidad, acumulación y gelificación. Al igual que con los compuestos anteriores, las parafinas producidas en los petróleos crudos pueden afectar adversamente la producción debido a su precipitación y acumulación dentro de las líneas de flujo provocando obstrucciones, o aumentando la viscosidad del fluido a causa de la gelificación. Cabe mencionar que el valor de WAT se reduce lentamente con la presión hasta alcanzar el punto de presión de burbujeo del petróleo, y por debajo de ésta, el valor de WAT aumenta al reducirse la presión.

Existen otros dos parámetros importantes relacionados con las ceras en la corriente de producción: *el punto de escurrimiento y la resistencia al gel*. El punto de escurrimiento es la temperatura, a una presión dada, a la que el fluido estático puede formar un gel. Si la detención, obstrucción o interrupción provoca que el fluido de la línea se gelifique, éste no comenzará a fluir nuevamente hasta que se aplique un cierto esfuerzo mínimo; denominándose este límite elástico “resistencia al gel”.

Luego se ingresa en la línea correspondiente a la formación de hidratos, punto D, que mantiene una temperatura relativamente estable a lo largo de un amplio rango de presiones hasta que interfecta la línea de punto de burbujeo, por debajo de la cual la temperatura de formación de hidratos disminuye al reducirse la presión. Los hidratos son estructuras cristalinas heladas que contienen moléculas de gas atrapadas entre los espacios que quedan entre las moléculas de agua ligadas por hidrógeno, estos compuestos existen a temperaturas más elevadas que el hielo y pueden coexistir con el agua o el hielo (dependiendo de las condiciones de temperatura y presión). Los hidratos generan riesgos de taponamiento para los estranguladores, líneas de conducción y de flujo, separadores y válvulas.

V.2 Diseño de pozos productores de aceite pesado y alta viscosidad en campos marinos en el Golfo de México.

Aunque México tiene varios campos terrestres de aceite pesado y extrapesado, que debido a problemas económicos se explotan actualmente a muy bajos índices de producción (los que todavía están en esta etapa); Petróleos Mexicanos (PEMEX) tuvo la necesidad de intensificar su búsqueda de hidrocarburos en aguas profundas en el Golfo de México durante los últimos años, con el objetivo de impulsar el incremento de venta de aceite y gas en el mercado mundial y aumentar estas reservas energéticas para el propio país. (Ascencio – Cendejas F., *et. al.*, 2006).

Como resultado de estas exploraciones realizadas, además de que se encontraron yacimientos de aceite ligero y de gas y condensados, los últimos pozos exploratorios en la parte norte del campo Ku–Maloob–Zaap muestran que hay cantidades significativas de crudos pesados localizadas en zonas poco profundas (100 – 200 m). En la figura 5.6, se observan los tipos de crudos que PEMEX exporta de acuerdo a la calidad de éstos; las barras verdes representan el aceite Maya proveniente de Cantarell, con una densidad aproximada de 20 a 22 °API, más el aceite pesado de estos nuevos yacimientos adyacentes ubicados en el norte de Ku–Maloob–Zaap en la región marina noreste, con densidad de 8 a 13 °API.

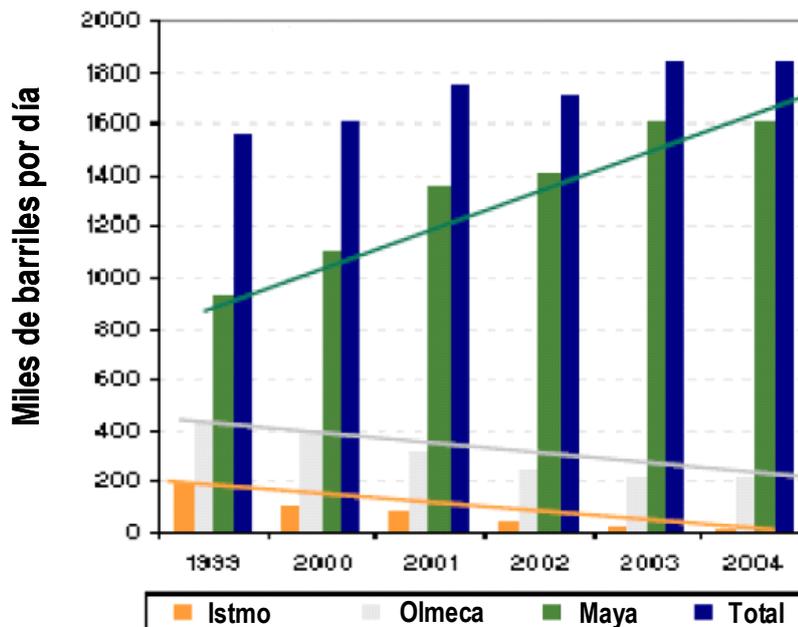


Figura 5.6. Crudo de exportación de PEMEX por calidad
(Ascencio – Cendejas F., *et. al.*, 2006).

En la gráfica de la figura anterior, que muestra la tendencia de la producción en México durante los últimos años, se observa la disminución drástica de los hidrocarburos ligeros en el país; por lo que siguiendo esta trayectoria y de acuerdo a estudios y análisis detallados que se realizan con la finalidad de plantear escenarios futuros, en los que a su vez se involucran diversos factores, se estima que la producción nacional de aceite pesado y altamente viscoso será de aproximadamente el 50 % de la producción total para el año 2020.

Debido a lo anterior, hoy en día existen un gran número de Universidades e Institutos alrededor del mundo dedicados a la investigación que trabajan conjuntamente con la industria petrolera para generar la tecnología de punta necesaria para una eficiente explotación de los yacimientos de aceites pesados, y así, satisfacer la demanda mundial de estos recursos energéticos.

En esta parte de este trabajo de investigación, se explicarán los distintos diseños de “pozos térmicos” propuestos por personal especializado y con experiencia en el sector petrolero, los cuales permiten una eficiente explotación de campos de aceite con tales características (alta viscosidad y baja densidad API) por medio del uso de materiales aisladores de calor y fluidos calientes dentro del pozo para seguir cumpliendo el objetivo, que es llevar el fluido desde el fondo del pozo hasta las instalaciones superficiales. Se presentarán los diseños de estos pozos con materiales aislantes en diferentes configuraciones dentro del espacio anular y a distintas profundidades, en los cuales se fueron presentando diversas variaciones hasta llegar a una configuración más compleja, en la que se utiliza tubería flexible a través de la cual se inyecta directamente el gas en el flujo del aceite pesado.

Es necesario mencionar ciertas definiciones y/o conocimientos que fueron fundamentales para los autores en el desarrollo de su estudio; así como también, introducir el simulador OLGA, debido a que éste proporcionó los resultados necesarios, analizados e interpretados por expertos, que permitieron evaluar la temperatura o calentamiento adecuado del gas en la superficie para bombear el aceite pesado, y también, seleccionar el diseño térmico más óptimo del pozo para que el fluido pueda producirse (**Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006**).

V.2.1 Conceptos fundamentales.

Modelos reológicos.

Ley de la viscosidad de newton.

La *viscosidad* es una propiedad característica de los fluidos que está ligada a la resistencia que opone un fluido a deformarse continuamente cuando se le aplica un esfuerzo de corte. Se podría definir a un *fluido ideal* como aquél en el cual no existe fricción entre sus partículas, es decir, su viscosidad es nula; sin embargo, en la naturaleza no existe este fluido ideal, todos los fluidos reales se oponen a cualquier fuerza que tienda a hacer que una de sus capas se mueva sobre otra, tal resistencia se presenta cuando existe movimiento del fluido debido a la viscosidad del mismo **(Rodríguez N. R., 2004, Fernández B. L., 1999).**

Considérese un fluido alojado entre dos placas paralelas que son lo suficientemente grandes de tal manera que se puedan despreciar las condiciones de los bordes, y una de las cuales se mueve con respecto a la otra; para que la placa superior se mantenga en movimiento con respecto a la inferior, con una diferencia de velocidades V , es necesario aplicar una fuerza constante F , que por unidad de área se traduce en un esfuerzo de corte: $\tau = F / A$, siendo A el área de la placa en contacto con el fluido. El fluido que está en contacto con la placa inferior, la cual está en reposo, se mantiene adherido a ella, por lo que toma la velocidad de la misma placa que es igual a cero (no hay deslizamiento del fluido sobre la placa); por otra parte, el fluido en contacto con la placa superior se mueve a la misma velocidad que ella, y si las placas están separadas a una distancia muy pequeña, se puede suponer que la variación de velocidades en su interior es lineal, de tal modo que se mantiene la proporción:

$$\frac{dv}{dy} = \frac{V}{y} \dots\dots\dots (5.1)$$

Esta cantidad representa la tasa de deformación del fluido, o una velocidad de deformación angular $d\theta / dt$. (Figura 5.7). El ángulo θ está relacionado con la velocidad de la placa, lo que se expresa con la siguiente ecuación:

$$\tan \theta = \frac{vt}{y} \dots\dots\dots (5.2)$$

Y como la distribución de velocidades en el interior del fluido es lineal, también se puede expresar como:

$$\tan \theta = \frac{dv}{dy} t \quad \dots\dots\dots (5.3)$$

Para un instante t pequeño, dt, el ángulo θ es de igual modo pequeño y su tangente puede aproximarse por $d\theta$, entonces:

$$d\theta = \frac{dv}{dy} dt \quad \dots\dots\dots (5.4)$$

de donde se deduce que:

$$\frac{dv}{dy} = \frac{d\theta}{dt} \quad \dots\dots\dots (5.5)$$

es decir, la variación lineal de velocidades provocada en el interior del fluido representa una velocidad de deformación angular.

Para ciertos fluidos, denominados Newtonianos, en honor a Sir Isaac Newton, quién lo expresó por primera vez en 1687; se ha comprobado que la fuerza necesaria para lograr una velocidad V es proporcional a ella y al área A, e inversamente proporcional a la separación entre las placas Y, de manera que:

$$F \propto \frac{AV}{y} \quad \text{ó} \quad F = \mu \frac{AV}{y}$$

donde μ es la constante de proporcionalidad que depende del fluido de que se trate llamado viscosidad.

Además debido a la distribución lineal de velocidades, esta relación puede escribirse como:

$$\tau = \mu \frac{dv}{dy} \quad \dots\dots\dots (5.6)$$

Conociéndose esta última expresión como la “*Ley de Newton de la Viscosidad*”, y entre los fluidos que la cumplen, llamados Newtonianos, existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante (τ) y la tasa de deformación (dv/dy), por lo que la viscosidad es constante (Rodríguez N. R., 2004, Fernández B. L., 1999).

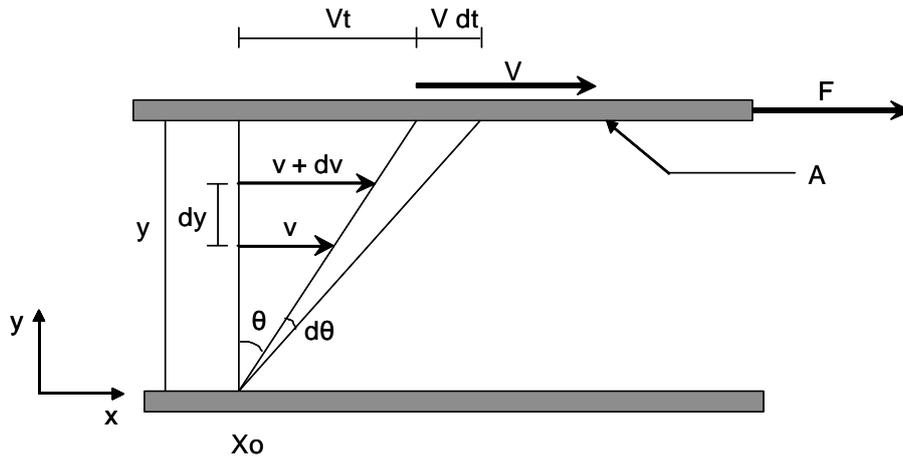


Figura 5.7. Comportamiento de un fluido viscoso entre dos placas paralelas (Fernández B. L., 1999).

Modelos reológicos para fluidos no newtonianos.

A los fluidos que se separan de este comportamiento de viscosidad lineal se les puede llamar fluidos no newtonianos, es decir, en ellos no hay relación lineal entre el esfuerzo cortante y la tasa de deformación. Para analizar ambos tipos de fluidos (newtonianos y no newtonianos) se recurre a la reología, la cual se encarga de estudiar las propiedades de deformación de las sustancias cuando se les aplica un esfuerzo de corte (Rodríguez N. R., 2004, Fernández B. L., 1999).

El primer modelo reológico no newtoniano más común es:

La Ley de Potencia:

$$\tau = K \left(\frac{dv}{dy} \right)^n \dots\dots\dots(5.7)$$

En donde K y n son parámetros que generalmente varían con la presión y la temperatura. “K” es frecuentemente referida como el factor de consistencia del fluido, y “n” es el índice de la ley de potencia o de comportamiento del fluido.

Si el exponente de la ley de potencia se encuentra en un rango de $0 < n < 1$ se tendrá una disminución de la viscosidad aparente, definida mediante $\mu_a = \frac{\tau}{(dv/dy)}$, al aumentar la tasa de deformación; por lo que se conoce como *comportamiento pseudoplástico* o *sustancia tixotrópica*. Si $n > 1$ se tendrá un aumento de la viscosidad aparente y es conocido como *comportamiento dilatante* o *sustancia reopéctica*, que es un fenómeno menos común; y si $n = 1$ se encuentra dentro del comportamiento Newtoniano, y por consiguiente $K = \mu$.

El modelo de la Ley de Potencia es matemáticamente conveniente, pero físicamente es irreal excepto en un limitado rango de tasas de deformación. Por ejemplo, la viscosidad aparente tiende a infinito si la tasa de deformación tiende a cero. A pesar del rango limitado de aplicación de este parámetro, el modelo de la Ley de Potencia se utiliza para modelos de reología de aceites parafínicos, emulsiones y suspensiones (Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006, Beltrán P. R., 1990).

El segundo modelo reológico no – newtoniano más conocido es:

El modelo de Bingham:

$$\tau = \tau_y + \mu \left(\frac{dv}{dy} \right) \dots\dots\dots(5.8)$$

Este modelo describe una mezcla de material sólido – fluido que necesita un esfuerzo cortante inicial de cedencia para que comience a fluir, después de tal esfuerzo inicial su comportamiento es newtoniano, a este fluido se le conoce como plástico de Bingham. En la figura 5.8 se muestra una gráfica del comportamiento de fluidos mencionados.

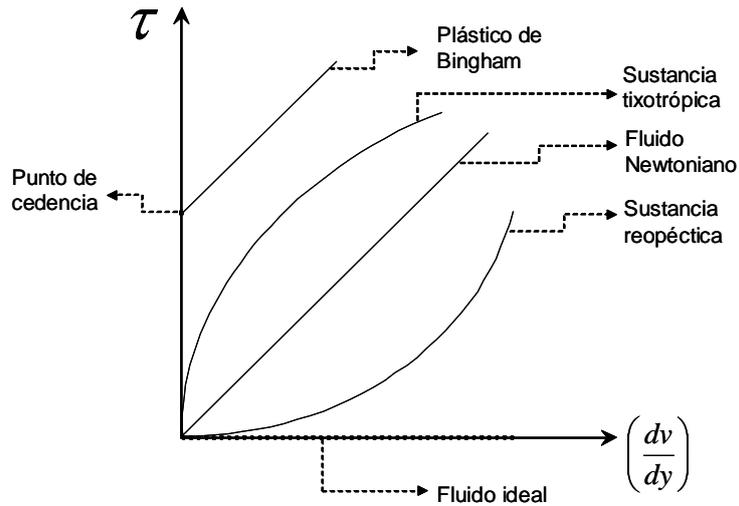


Figura 5.8. Comportamiento reológico de los fluidos (Beltrán P. R., 1990).

Los fluidos complejos, es decir, líquidos con alta viscosidad, un punto de cedencia o con esfuerzo de corte pequeño, son pobremente representados por la mayoría de los modelos de diseño de transporte multifásico.

Tales comportamientos complejos pueden presentarse más en aceites parafínicos o en emulsiones, que por lo regular muestran un esfuerzo de corte pequeño y alta viscosidad, mientras que la suspensión de cristales de hidratos en el aceite puede tener un punto de cedencia que depende del tamaño de partícula y concentración (Ascencio – Cendejas F., *et. al.*, 2006, Beltran...).

V.2.2 Introducción al Simulador OLGA.

OLGA se basó inicialmente en el programa de cómputo OLGA 83, desarrollado por IFE en 1983 por la Compañía Petrolera Estatal de Noruega, "Statoil"; y desde entonces, ha tenido un continuo mejoramiento conforme a las necesidades de la industria petrolera. Originalmente, se desarrolló como un modelo dinámico unidimensional para flujo bifásico de hidrocarburos en líneas y redes de líneas, el cual incluye equipo de proceso y una opción que maneja el agua como una fase líquida por separado. OLGA se resuelve con un esquema de solución numérico semi – implícito, y por lo tanto, se utiliza para simular flujo transitorio másico relativamente lento (**Scanpower, "OLGA: User Manual, version 5.0).**

OLGA es un modelo para "dos fluidos" modificado en el que se aplican ecuaciones de continuidad para el gas, para el volumen de líquido y para gotas de líquido; las cuales, pueden trabajarse junto con la transferencia de masa interfacial. Únicamente se utilizan dos ecuaciones de momento, una para la fase continua de líquido y otra para la combinación del gas con posibles gotas de líquido; también, se hace uso de una ecuación de mezcla de energía, en donde se consideran ambas fases a la misma temperatura; teniéndose entonces, seis ecuaciones de conservación: tres para masa, dos para momento, y una para energía. Cabe mencionar, que debido a la "opción de agua", también se suman a las anteriores, ecuaciones de continuidad para la masa o volumen de agua y para las gotas de agua.

En OLGA también se incluye un pre – procesador de flujo estacionario, en donde se resuelven las ecuaciones de conservación (masa, momento y energía) de flujo estacionario; aunque éste puede utilizarse independientemente, se emplea como un generador de valores iniciales para la simulación dinámica.

El flujo multifásico es un fenómeno dinámico que debe ser modelado como tal; por tal razón, OLGA es una herramienta de gran importancia debido a su capacidad dinámica, siendo ésta su característica más importante y lo que incrementa enormemente su rango de aplicabilidad. OLGA es capaz de simular dinámicamente redes de líneas con equipo de proceso como lo son compresores, bombas, intercambiadores de calor, separadores, válvulas check, controladores y fuentes de masa.

OLGA tiene capacidad para manejar redes completas, es decir, redes tanto divergentes como convergentes; por lo que es posible simular procesos completos de sistemas, por ejemplo: un sistema

donde varias líneas de flujo se conectan a un cabezal, el cual, a su vez, se conecta a separadores paralelos que tienen trenes o series de compresores, trenes de separadores y drenaje de agua.

Simular una situación de flujo multifásico transitorio con un modelo dinámico, requiere más tiempo de cálculo comparado con los modelos ordinarios de flujo estacionario, además de ser necesario introducir información adicional debido a la característica dinámica; sin embargo, aunque se tiene mayor cantidad de datos de salida, los resultados del programa transitorio son significativamente más útiles en el diseño de la tubería junto con sus instalaciones superficiales involucradas.

Haciendo referencia a los regímenes de flujo, en este software se aplican dos clases básicas: flujo separado y flujo distribuido; siendo que el primero contiene a los flujos burbuja y bache, mientras que en el segundo se encuentran el flujo estratificado y el niebla.

Aplicaciones potenciales.

Como ya se había mencionado anteriormente, el modelo dinámico de flujo multifásico en OLGA tiene un amplio rango de aplicaciones, y debido al método numérico que emplea, se hace particularmente favorable en la simulación de flujo transitorio; lo que también, fue una motivación original para el desarrollo del modelo, siendo que los modelos de flujo estacionario tienen un uso muy limitado en la etapa de diseño, en donde es indispensable considerar el transporte de fluido bifásico a través de las tuberías. Por ejemplo, un caso real de una situación inestable de flujo, que es de gran importancia en la práctica, es la aparición del flujo bache, lo cual representa un gran reto para el diseño y operación del equipo que conforma el sistema completo de producción; para circunstancias como tales, OLGA reconoce dos tipos de flujo bache: uno de ellos es el flujo bache hidrodinámico o “normal”, que puede ser causado por varios factores, entre los que se pueden mencionar el gasto de aceite y la relación gas - aceite, la presión (si no es la suficiente se presenta expansión del gas), la geometría de la línea de flujo (diámetro y ángulo de inclinación), propiedades de los fluidos transportados (densidad relativa, viscosidad y tensión superficial, principalmente), etc; y el otro, es el flujo bache inducido por el terreno, en el que los baches inducidos se generan por la acumulación de líquido en puntos bajos de la línea como pendientes y/o depresiones, es decir, se forman por la topología de la red, y posiblemente, éstos son de mayor magnitud que los baches causados en el flujo bache hidrodinámico.

Algunas aplicaciones relevantes en donde OLGA puede utilizarse se presentan brevemente a continuación:

- Líneas de flujo y/o transporte de aceite y gas natural.
- Líneas de gas húmedo o condensado.
- Flujo en el pozo desde el yacimiento.
- Líneas con gas natural licuado (LNG), gas – petróleo licuado* (LPG) o gas natural líquido (NGL).
- Líneas con fase densa.
- Redes o líneas convergentes y divergentes.
- Bombeo neumático y otras fuentes de inyección de masa.
- Líneas con equipo de proceso.
- Fase líquida o fase gaseosa.
- Líneas de diámetros pequeños con varios fluidos.
- Experimentos de laboratorio.
- Sistemas de proceso.

Los tres principales campos de aplicación de OLGA son: el estudio de diseño de líneas, estudios operacionales y análisis de seguridad.

Diseño de líneas.

OLGA es un instrumento para el diseño en la ingeniería petrolera, en cuya etapa se consideran diferentes conceptos para el transporte de fluido en líneas; en él, es posible optimizar las dimensiones y composición de la tubería de acuerdo a ciertas restricciones, se puede conocer la caída de presión total, el tiempo de variación del gasto de producción del campo, la temperatura mínima que tiene que evitarse debido a la formación de hidratos u otros factores, un régimen de flujo que pudiera generar alta corrosión y erosión en la línea, una capacidad límite de salida de flujo del equipo por la aparición de baches inducidos, etc.

Por ejemplo, en un estudio de capacidad de flujo, una línea bajodimensionada causará una alta caída de presión, y puede alcanzarse una velocidad crítica de erosión en algún punto de la línea; por el contrario, si el diámetro es demasiado grande, pueden generarse baches inducidos por el terreno. En OLGA puede estudiarse una posible supresión de este fenómeno con el equipo de proceso que

dispone, como lo son estranguladores, compresores, válvulas check, entre otros; por otro lado, si el flujo bache inducido se permite, OLGA puede indicar si la transición del sistema resiste (por ejemplo: el valor del punto máximo de presión) y la capacidad que requiere el equipo.

También, es posible la simulación de diferentes configuraciones de redes de líneas, como en el diseño de la unión de líneas de flujo de diferentes pozos productores con distintos fluidos en un cabezal que se conecta a varias líneas de transporte de flujo multifásico.

Otra opción más que se tiene en este campo de aplicación, son los cálculos térmicos que se realizan con OLGA, los cuales ayudan enormemente a tomar decisiones respecto al material de la línea y espesor de la misma; así como también, si la tubería tiene que aislarse térmicamente o puede simplemente enterrarse en el fondo.

Operaciones en líneas.

OLGA puede ser de gran asistencia en definir las estrategias de operación en un sistema de flujo multifásico; las consecuencias de los cambios o variaciones en las condiciones de operación son difíciles de prever; sin embargo, éstas pueden predecirse con OLGA. Algunos eventos comunes durante la operación de aceite y gas en tuberías pueden simularse, entre ellos se encuentran:

- A) *Período de paro en la línea.* Si el flujo en una línea tiene que detenerse por alguna razón, se tienen que investigar diferentes procedimientos. Los aspectos dinámicos durante este período de corte, pueden estudiarse hasta en las condiciones finales de la línea; también, el contenido de líquido es de gran interés así como la evolución de la temperatura en el fluido, debido a las paredes de la tubería pueden enfriar el fluido por debajo de su temperatura crítica causando la formación de hidratos.

- B) *Inicio de flujo en una línea.* Las condiciones iniciales en una línea, en la que comenzará el flujo de fluidos, se especifican por el usuario; o se determinan por el re – inicio del flujo, en caso de que se haya presentado un período de corte. La simulación del inicio en una línea, puede determinar la evolución de cualquier acumulación de líquido en el sistema; por lo tanto, la visualización y análisis de un procedimiento, en el que empieza el flujo por la tubería, frecuentemente se utiliza debido a que con ello es posible minimizar o eliminar

completamente dichas acumulaciones de líquido. En un caso de redes, una estrategia para el procedimiento de inicio de varias líneas que se convergen podría ser particularmente importante.

- C) *Cambio en la producción.* Algunas veces el nivel de la producción y/o el tipo de fluido cambiará durante el tiempo de vida del yacimiento; además, de que se tendrán modificaciones en las propiedades del líquido debido a la presencia de agua, cuyos efectos pueden estudiarse con OLGA; siendo de este modo posible, simular casos importantes como un cambio controlado en el gasto de producción o en la inyección de algún otro fluido. Otro punto de interés particular, es la dinámica de las interacciones en las redes, por ejemplo: cómo la operación en la línea de transporte es ve afectada por los cambios de flujo en una o varias líneas que convergen.
- D) *Equipo de proceso.* El equipo de proceso se utiliza para regular o controlar las variaciones en las condiciones de flujo en una línea multifásica; lo que es de especial interés en casos donde la acumulación de líquido puede eliminarse. El equipo de proceso, que puede emplearse para llevar a cabo una simulación en OLGA incluye: estranguladores, válvulas check, compresores, separadores, intercambiadores de calor, bombas y fuentes de masa.
- E) *Corrida de diablos en líneas.* OLGA es capaz de simular una “corrida de diablo” en una línea de flujo en cualquier tiempo y ubicación; es posible visualizar conforme al tiempo cualquier acumulación de líquido generada por el diablo a lo largo de la tubería. También, se puede determinar la dimensión y velocidad con la que se forma el bache de líquido después de que se corrió el diablo en una línea en período de corte.
- F) *Tapones de hidratos.* En OLGA se incluye un simple modelo de “tapones de hidratos” en donde se puede simular el crecimiento, la liberación, y el transporte de los mismos; tomando como base un índice de formación de hidratos que está en función de la temperatura del fluido.
- G) *Perforación.* En OLGA es posible simular tanto la perforación convencional como la perforación bajobalance. Es indispensable predefinir un patrón de perforación, para que posteriormente, se realice la operación de perforación junto con las interacciones del yacimiento y la variación en el ritmo de penetración.

“The Underbalanced Interactive Transient Trainig Simulator (UBitTS)” es una herramienta independiente de “Scandpower Petroleum Technology”, que se adapta especialmente para simular y visualizar esta operación.

Análisis de seguridad.

El análisis de seguridad, que es otro campo de aplicación en OLGA, puede ser de gran utilidad en la etapa de diseño en un proyecto de una línea, debido a que se puede determinar la ubicación y posición adecuadas de las válvulas, la regulación del equipo, los mecanismos de medición, la propagación de frentes de presión, los rangos críticos en el equipo de monitoreo, etc.; además de ser posible estudiar procedimientos de emergencia y definir estrategias para el manejo de accidentes.

El análisis consecuente de posibles accidentes es otra aplicación interesante; por ejemplo, las condiciones de una línea después de una ruptura específica o de una falla pueden determinarse empleando el simulador OLGA (**Scanpower, “OLGA: User Manual, version 5.0).**

V.2.3 Modelado y simulación.

Las características de formación primarias como la porosidad, permeabilidad y la presión, definen el comportamiento de producción del yacimiento, mientras que el método de producción es básicamente condicionado por la densidad y viscosidad del fluido. En el yacimiento, la temperatura normalmente alta favorece a que se tenga un flujo rápido del aceite pesado a través del medio poroso a una baja viscosidad, relativamente hablando; pero en las zonas del pozo a la superficie, es indispensable conservar la energía térmica del fluido y por consiguiente mantener la viscosidad del mismo a niveles bajos, debido a que sin materiales aislantes y medios para prevenir la pérdida de temperatura del fluido en su trayectoria hacia la superficie y a las instalaciones superficiales, el incremento de la viscosidad en los crudos pesados llega a ser extremadamente importante en la liberación y estabilidad de la producción del fluido en las instalaciones del procesamiento del flujo (**Ascencio – Cedejas F., et. al., 2006**).

La tabla 5.2 muestra el fuerte efecto de la temperatura sobre la viscosidad para un aceite pesado de 13° API proveniente de la bahía de Campeche a un presión de 107.32 psia.

Tabla 5.2. Viscosidades a diferentes temperaturas
(**Ascencio – Cedejas F., et. al., 2006**).

<i>Temperatura (°C)</i>	<i>Viscosidad (cp)</i>
15.6	39,560
25.0	12,705
50.0	1,373
80.0	195

Haciendo uso del simulador OLGA, se genera una gráfica como la que se muestra en la figura 5.9, en la cual se observa que el efecto de la presión sobre la viscosidad del aceite pesado es también muy importante, siendo una variable más que debe considerarse en el diseño. Refiriéndose al aseguramiento de flujo, considerando formaciones de sólidos como parafinas, asfaltenos, incrustaciones, etc. provocarán presiones más altas en el yacimiento, por lo que se requerirá mucho más esfuerzo para extraer el fluido de la formación y llevarlo a la superficie.

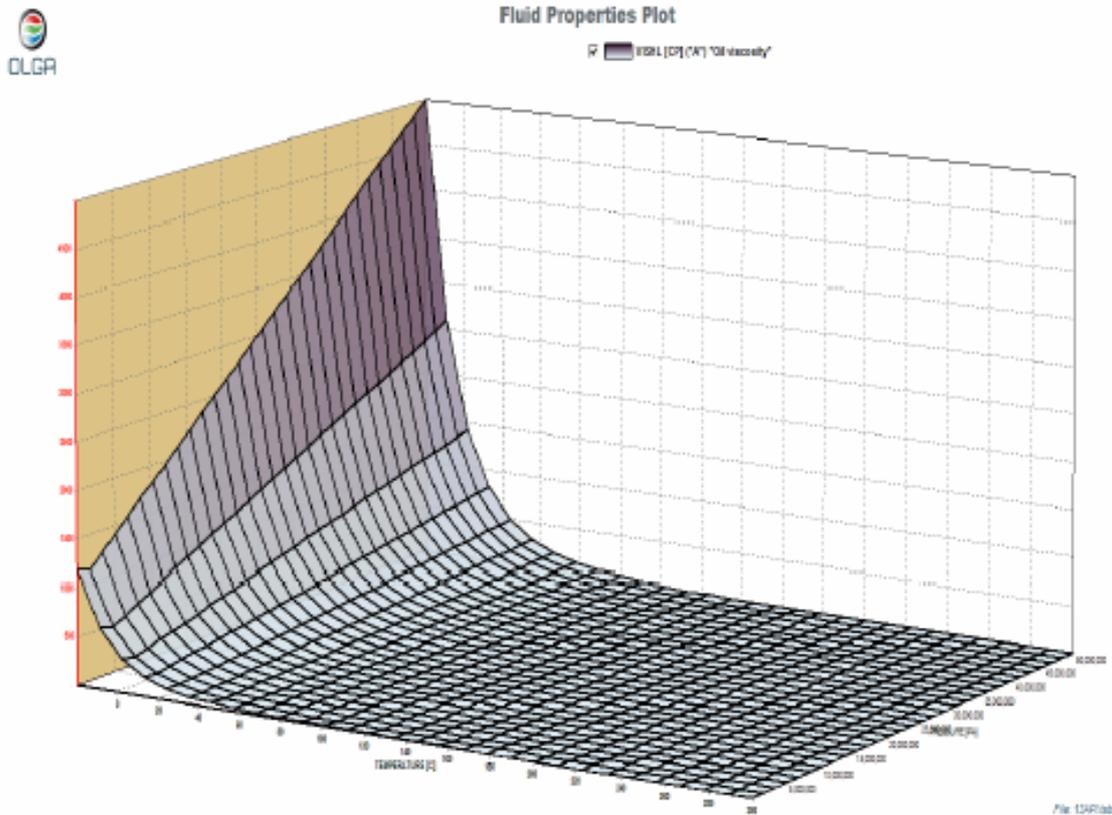


Figura 5.9. Viscosidad de aceite pesado contra temperatura y presión
(Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

La energía térmica del fluido es rápidamente perdida o propagada hacia el medio a través de las paredes de la tubería, los materiales tradicionales de cementación o cualquier otro material alrededor de los pozos y las trayectorias de los ductos o líneas hacia la superficie. Si el pozo es marino y si existe un contacto significativo del riser con el agua de mar en circulación, el fluido puede perder más energía térmica en unos pocos cientos de metros, y por lo tanto, su temperatura puede disminuir por debajo del umbral de temperatura en la que el fluido está en movimiento, concepto que se conoce como umbral de temperatura para la movilidad del aceite pesado, HOMTT (*“Heavy Oil Motility Temperature Threshold”*).

El umbral de temperatura para la movilidad del fluido (*“fluid motility temperature threshold”*) puede identificarse observando la figura 5.10, siempre existe una temperatura por debajo de donde ocurre un cambio drástico en la pendiente de la curva hacia un incremento vertical casi – asintótico en la viscosidad. La temperatura más baja en la horizontal o en la sección casi - horizontal de la curva de viscosidad, antes del cambio repentino de la pendiente hacia la vertical, es la denominada HOMTT para ese aceite pesado.

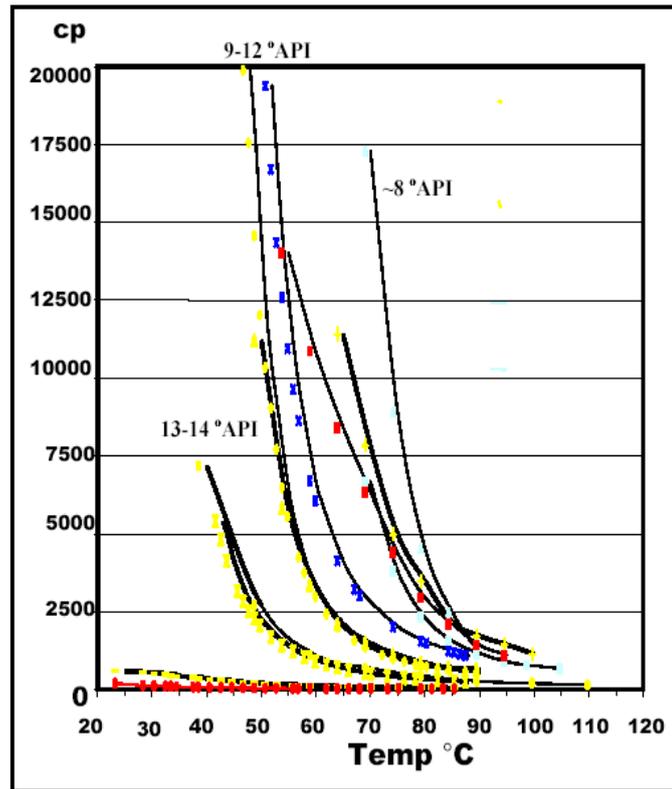


Figura 5.10. Viscosidad contra temperatura a una atmósfera de los nuevos pozos exploratorios al norte de Ku – Maloob – Zaap (Ascencio – Cendejas F., *et. al.*, 2006).

Una posible solución para obtener un aceite pesado y viscoso fluyendo, es manteniendo la temperatura del fluido por arriba de este umbral de temperatura localizado en la sección semi - horizontal de la curva de viscosidad – temperatura. Manteniendo la temperatura del aceite pesado por debajo de su HOMTT, la viscosidad no mayor a 2000 cp aproximadamente y de cierto modo, su comportamiento cercano al de un fluido newtoniano, es posible hacer la primera aproximación de los diseños de estos pozos utilizando el simulador dinámico OLGA. Actualmente, hay importantes programas de investigación para incluir los modelos reológicos apropiados para aceites pesados dentro del modelo mecánico de OLGA.

Debido a que la solución de este estudio es conservar en la mayor medida posible la energía térmica del fluido o manejar adecuadamente el calor, los diseños para asegurar el flujo deben incluir también los modelos apropiados para la transferencia de calor. Para esto, también es necesario utilizar un simulador dinámico, el cual cuenta con modelos térmicos avanzados en espacio anular y un módulo especializado en transferencia de calor basado en métodos de elementos finitos que ayudan para el propio diseño y cálculo del sistema térmico – hidráulico del pozo necesario para mantener, todo el tiempo o la mayoría del tiempo, el aceite pesado fluyendo por arriba de su HOMTT.

V.2.4 Descripción de los modelos de los pozos térmicos.

Para comenzar es importante mencionar que el diseño de estos pozos son variaciones de la *configuración tradicional del bombeo neumático*, en el cual el gas es inyectado al nivel de la cabeza del pozo dentro del espacio anular (entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción), a cierta profundidad dentro el pozo el gas es introducido del espacio anular hacia la tubería de producción por medio de válvulas aligerando la columna del fluido y así éste pueda llegar a la superficie (**Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006**).

Configuración 1. Inyección de aceite caliente dentro del espacio anular del riser – Del lecho marino hacia las instalaciones en la plataforma.

En un primer diseño conceptual se inyectó un líquido caliente dentro de la sección anular del riser que se encuentra en contacto con el agua marina. Este bache de calor corre del lecho marino hacia el árbol de válvulas seco localizado en la plataforma. El aceite caliente es inyectado dentro del espacio anular al nivel del lecho marino por medio de 4 líneas de diámetro pequeño, siendo la misma sección anular el camino por el cual regresa dicho aceite (Figura 5.11).

Las conclusiones que se obtuvieron de este primer diseño conceptual fueron que aproximadamente el 60 % de la energía térmica se perdió en el traslado del lecho marino hacia la cabeza del pozo localizada en la plataforma. Sin el fluido caliente introducido en la manera como se explicó anteriormente, el pozo no fluye debido a un tapón generado por la alta viscosidad (~ 7,000 cp) a una longitud de 160 m del lecho marino hacia a la superficie que está en contacto con el agua de mar a una temperatura aproximada de 18 °C. Recalentando el aceite inyectado para un nuevo ciclo a 160 °C se permite una producción de 1,600 bpd de un aceite de 9° API.

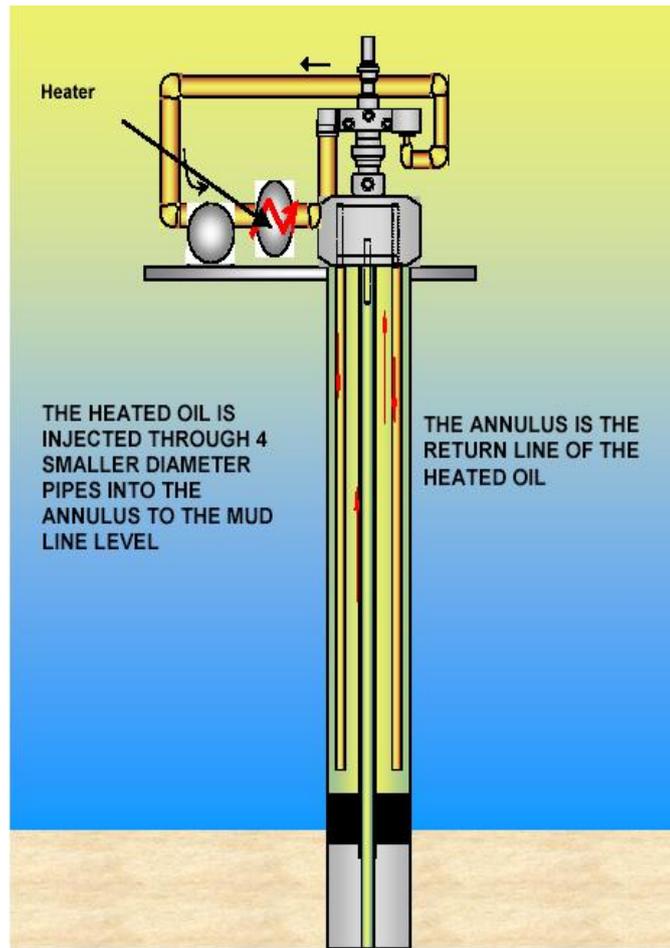


Figura 5.11. Pozo con inyección anular del riser de aceite caliente
(Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

Configuración 2. Bombeo neumático tradicional, más los efectos de calentamiento del gas inyectado.

El pozo utilizado como modelo base es vertical, es productor de aceite pesado de 13 °API en la bahía de Campeche, tiene una profundidad aproximada de 3,400 m al nivel de la formación productora y el punto de inyección de gas está localizado cerca de los 2,500 m. En el yacimiento se tiene una presión de 2,451 psia y una temperatura de 120 °C. La HOMTT es de 60 °C para una viscosidad de ~1,300 cp. El riser tiene una longitud de 70 m desde el lecho marino hacia la plataforma, pero solamente 55 m del riser están en contacto con agua marina a 18 °C. Aproximadamente 2.7 mmscfd de gas a 40 °C son comprimidos dentro el espacio anular al nivel de la cabeza el pozo en la plataforma para bombear 3,000 bbpd de aceite pesado.

En este modelo, a diferencia del sistema tradicional de bombeo neumático, se cuenta con un sistema activo de calentamiento del gas en la plataforma. Esto es con la finalidad de evaluar la factibilidad de utilizar la inyección de gas caliente para contabilizar la pérdida de calor del fluido producido en su trayectoria hacia la superficie, especialmente a lo largo del riser que se encuentra en contacto con agua marina a una temperatura relativamente fría (18 °C) (Figura 5.12).

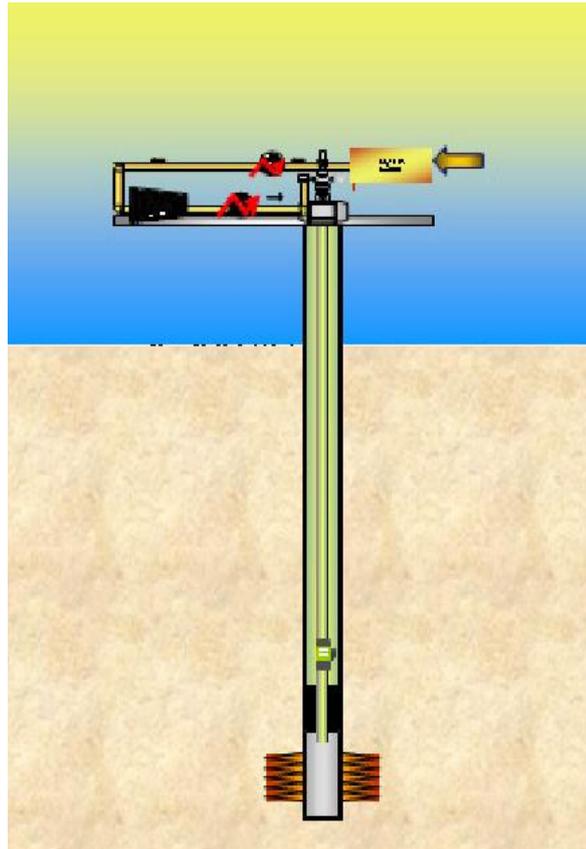


Figura 5.12. Bombeo neumático tradicional con un sistema activo de calentamiento de gas en la plataforma (Ascencio – Cendejas F., *et. al.*, 2006).

En la figura 5.13 se observan los perfiles de temperatura y viscosidad obtenidos con el simulador OLGA; éstos demuestran un pequeño cambio debido al calentamiento del gas en la superficie antes de ser inyectado en el espacio anular como en la configuración tradicional de bombeo neumático. Si el gas es calentado a 160 °C, la temperatura en el fondo del riser es 10 °C mayor que la temperatura del fluido producido con bombeo neumático, en donde el gas está a sólo 40 °C.

Por lo tanto, se tiene una pérdida de temperatura del fluido de 10 °C en la sección del riser que está en contacto con el agua de mar cuando el gas es calentado a 40 °C; y por el contrario, si el gas se calienta a 160 °C, la temperatura perdida del fluido producido en la misma sección es despreciable. Sin embargo, al analizar el aspecto económico en este proceso de calentamiento no se obtienen buenos resultados. Las viscosidades se encuentran en un rango de 158 a 260 cp, y esta pequeña variación en las viscosidades provoca un cambio de -100 bpd en el gasto de flujo del aceite pesado producido con el gas calentado a 40 °C.

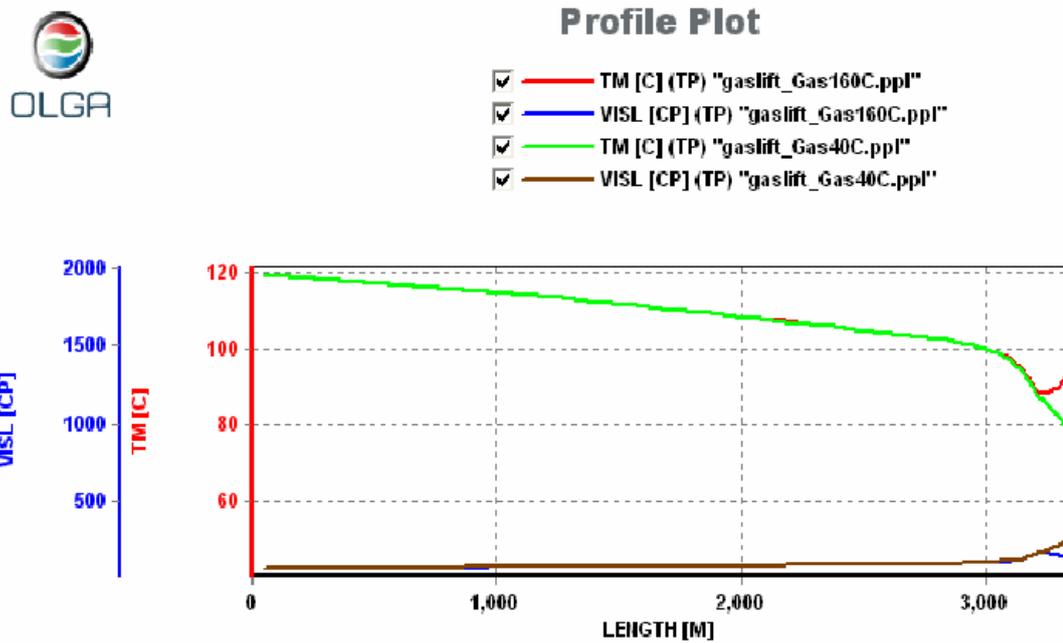


Figura 5.13. Perfiles de viscosidad y temperatura del fluido producido por calentamiento de gas a 160 y 40 °C en la superficie (Ascencio – Cedejas F., et. al., 2006).

Con la finalidad de evaluar el efecto que la baja temperatura del yacimiento tiene sobre la producción de este aceite pesado, se simularon dos casos en los que se supone una temperatura de yacimiento de 80 °C. Figura 5.14.



Profile Plot

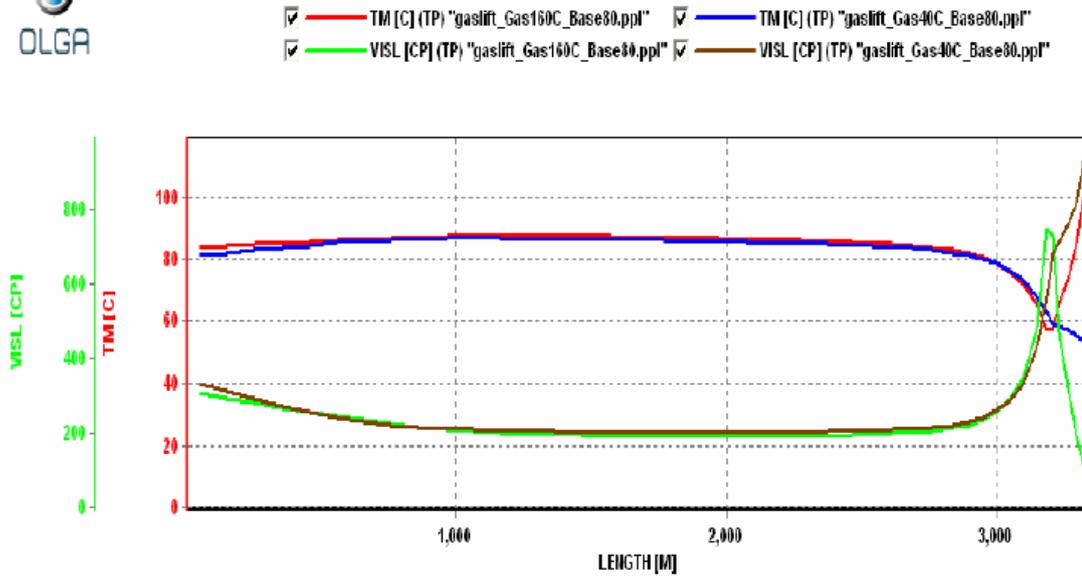


Figura 5.14. Perfiles de temperatura y viscosidad a una temperatura de yacimiento de 80 °C
(Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

Si el gas es inyectado a 40 °C, el rango de temperatura del riser está entre los 55 y 60 °C generándose inestabilidad en el fluido producido (bacheo severo); calentando el gas a 160 °C pareciera que se empieza a estabilizar el fluido producido pero todavía se mantiene en un bacheo hidrodinámico severo, como se aprecia en la figura 5.15.



Trend Plot

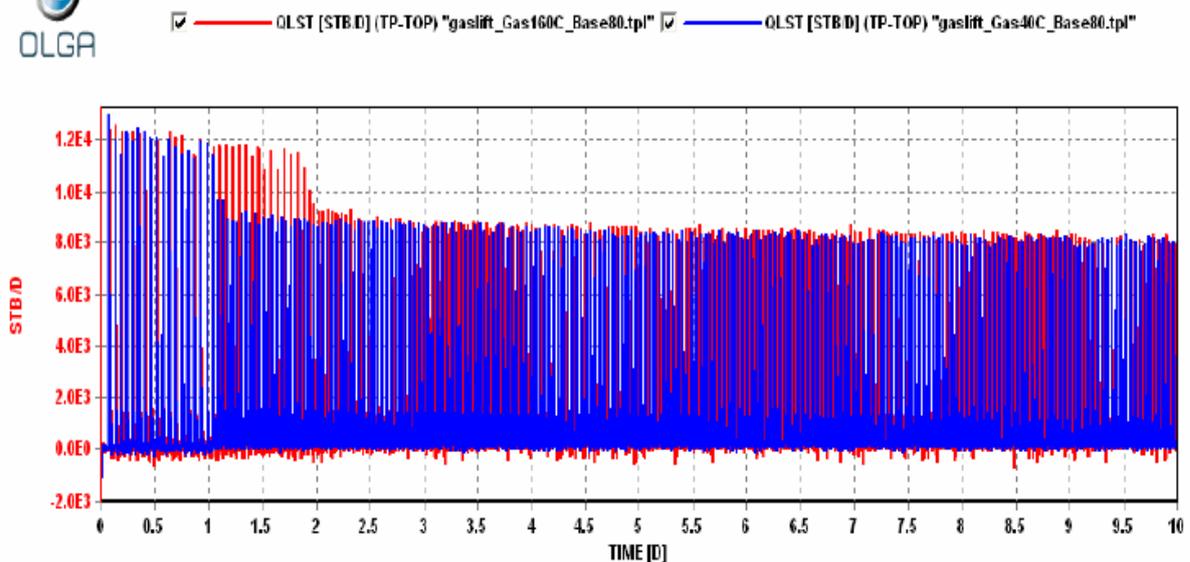


Figura 5.15. Tendencia de estabilidad (Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

Cuando la temperatura del yacimiento es menor a 80 °C se generan problemas de inestabilidad, es decir, un bache severo. Con temperaturas más altas del gas inyectado con el bombeo neumático se observa una tendencia a obtener mayor estabilidad en el fluido producido, aunque se requieren periodos largos de tiempo para que tal estabilidad pueda ser alcanzada.

Configuración 3. Bombeo neumático a través de tubería flexible para inyectar el gas caliente y utilizando materiales aislantes en el espacio anular.

En la figura 5.16 se aprecia esta configuración de bombeo neumático en donde se utilizó tubería flexible para inyectar el gas calentado dentro de la tubería de producción en el punto de inyección determinado, además se emplearon tres diferentes materiales para llenar el espacio anular (entre TP y TR) que son: salmuera, aire seco y espuma PP. La tabla 5.3 muestra las propiedades térmicas de estos materiales.

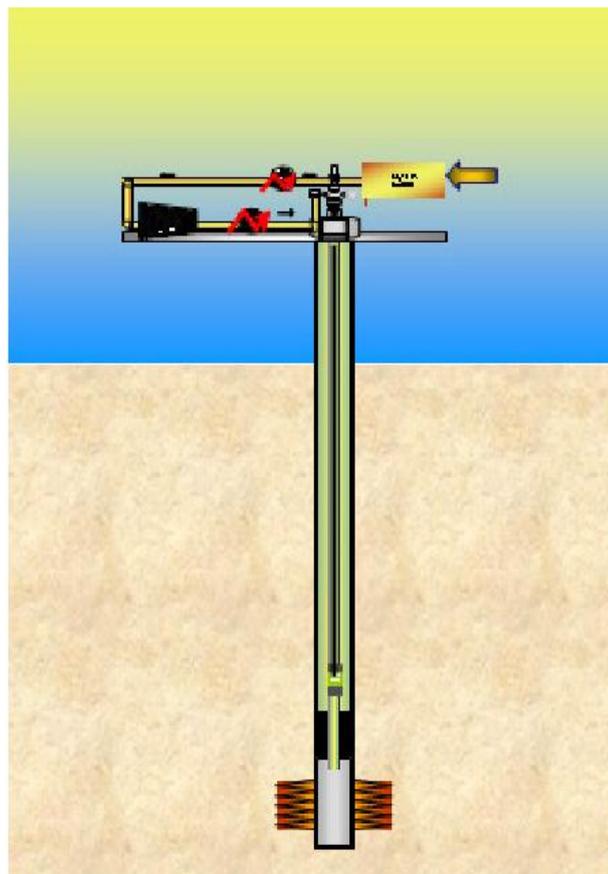


Figura 5.16. Configuración de pozo con tubería flexible
(Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

Tabla 5.3. Propiedades térmicas de los materiales dentro del espacio anular
(Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

Material	Capacidad calorífica (J / Kg – C)	Conductividad (W / m – K)	Densidad (Kg/m ³)
Espuma PP	2000	0.17	750
Salmuera	4180	0.7	1100
Aire	2093	0.028	58.63

Para el aire cuya viscosidad es de 0.018 cp y su coeficiente de expansión es de 0.00346 1/°C, y para la salmuera con viscosidad de 1.0 cp y un coeficiente de expansión igual a 0.0005 1/°C no se consideraron emisiones o efectos de radiación.

La figura 5.17 muestra las curvas de gastos de flujo alcanzadas para las tres diferentes temperaturas del gas (roja para 40 °C, verde para 80 °C y azul para 160 °C) para esta configuración de pozo y utilizando espuma PP como material aislante en el espacio anular. Se observa que a la baja temperatura de 40 °C, se tarda 4 horas en llegar a un gasto de flujo estable de aproximadamente 5,320 STB/D, mientras que en las otras temperaturas, que son más altas, el gas comienzan a producir fluido en solamente 2.5 horas de manera estable. Esta mejora en los gastos de producción representa un adicional de 2,300 STB/D de los 3,000 STB/D base.

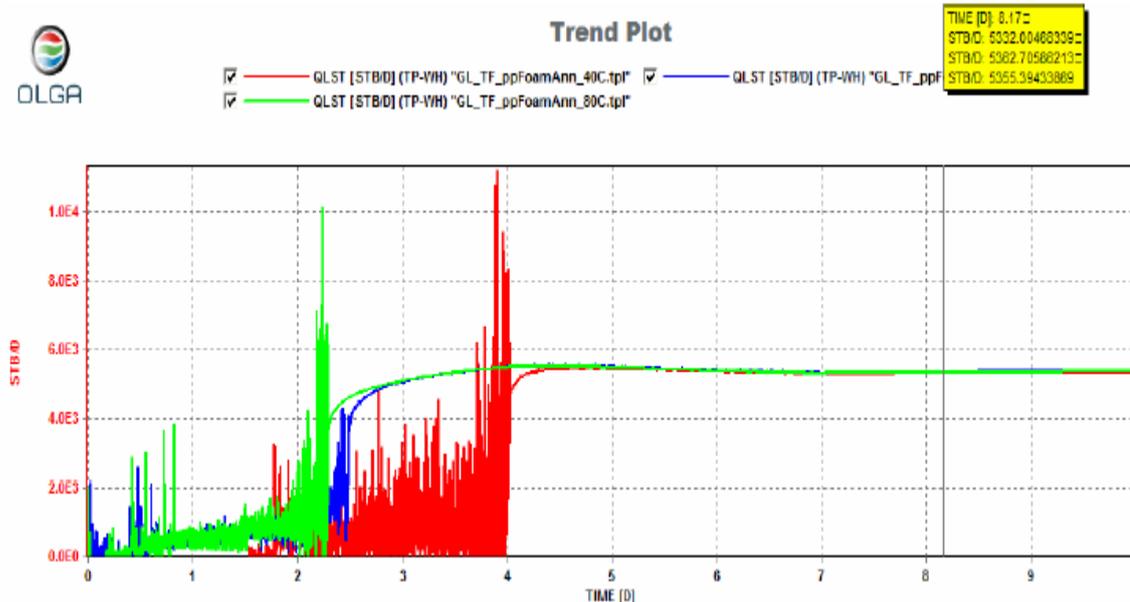


Figura 5.17. Curvas de gasto de flujo para las tres diferentes temperaturas
(Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

La espuma PP minimiza la pérdida de calor hacia los alrededores al mismo tiempo que maximiza la transferencia de calor entre el gas caliente que se encuentra dentro de la tubería flexible y el aceite pesado producido dentro de la tubería de producción. La temperatura más baja dentro de la TP está a 20 °C por arriba de la HOMTT, que es de 60 °C, y las viscosidades están en un rango de 100 – 105 cp. Figura 5.18.

Es importante mencionar que la tubería flexible introducida dentro de la tubería de producción reduce el área de flujo, lo que contribuye a la estabilización de flujo, sin embargo, todavía se encuentra en un patrón de bacheo.

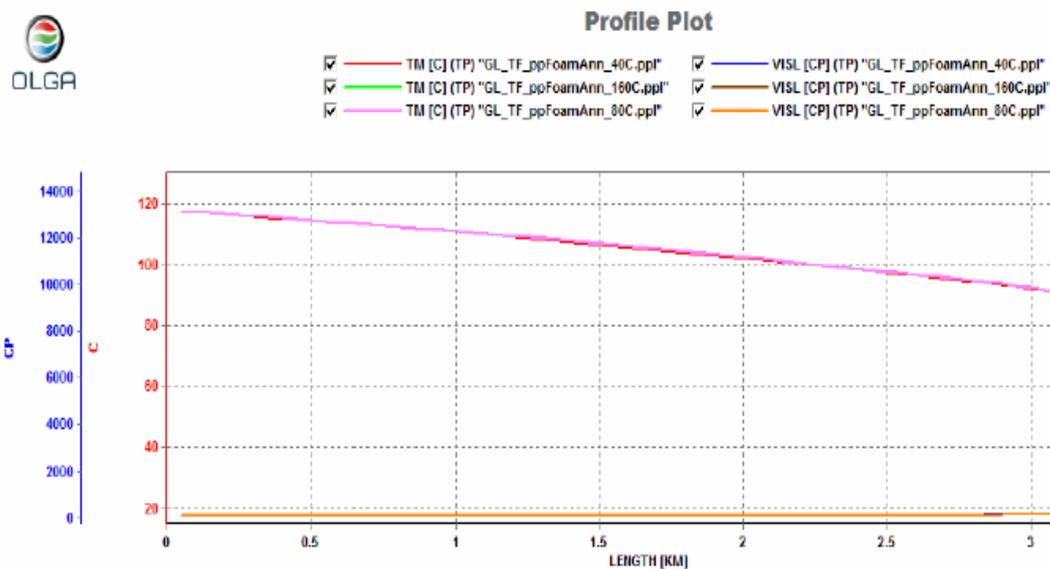


Figura 5.18. Perfiles de temperatura y viscosidad para las tres temperaturas del gas inyectado (Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

Los otros dos fluidos aisladores requieren un período mucho más largo para alcanzar un gasto de producción estable. Incluso después de un periodo de operación de 40 días, el gasto que es aproximadamente de 3,000 STB/D muestra un bacheo hidrodinámico considerable debido a las bajas temperaturas, las cuales están entre los 20 y 60 °C; también, se presentan viscosidades tan altas que llegan hasta los 1,200 cp. Tales efectos se observan en las figuras 5.19 y 5.20.

La razón por la que el pozo tarda en responder como se espera en tal período se atribuye a que existe una considerable cantidad de transferencia convectiva de calor del fluido aislante con los

alrededores y con los fluidos dentro de la tubería de producción, además de su propio patrón de flujo dentro del espacio anular.

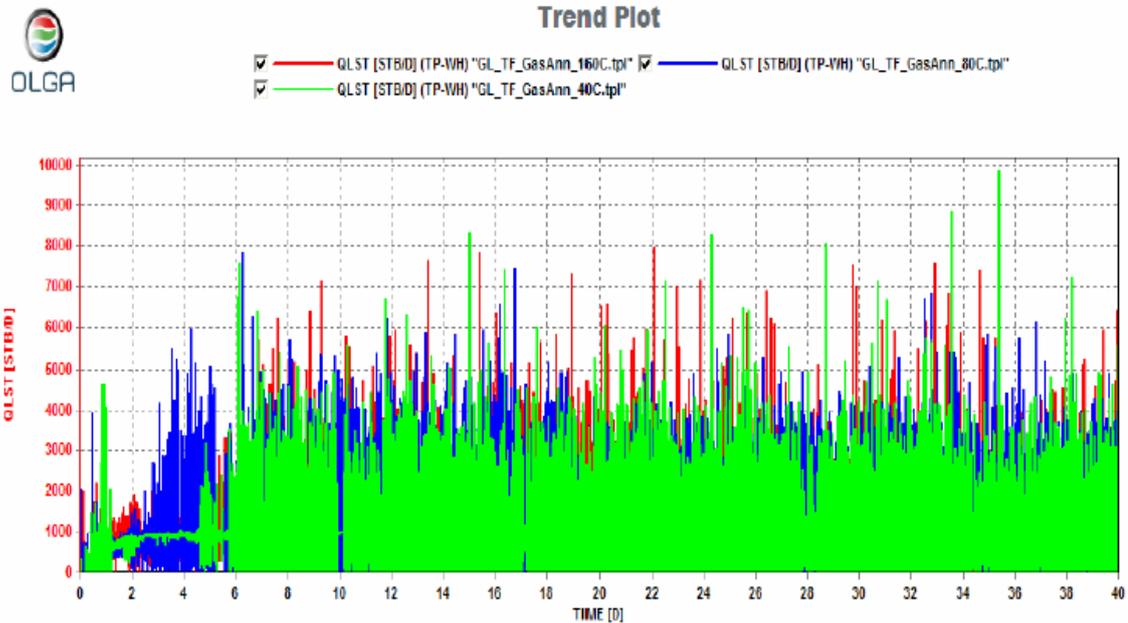


Figura 5.19. Gasto de líquido producido en la cabeza del pozo utilizando aire dentro del espacio anular a 40, 80 y 160 °C (Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

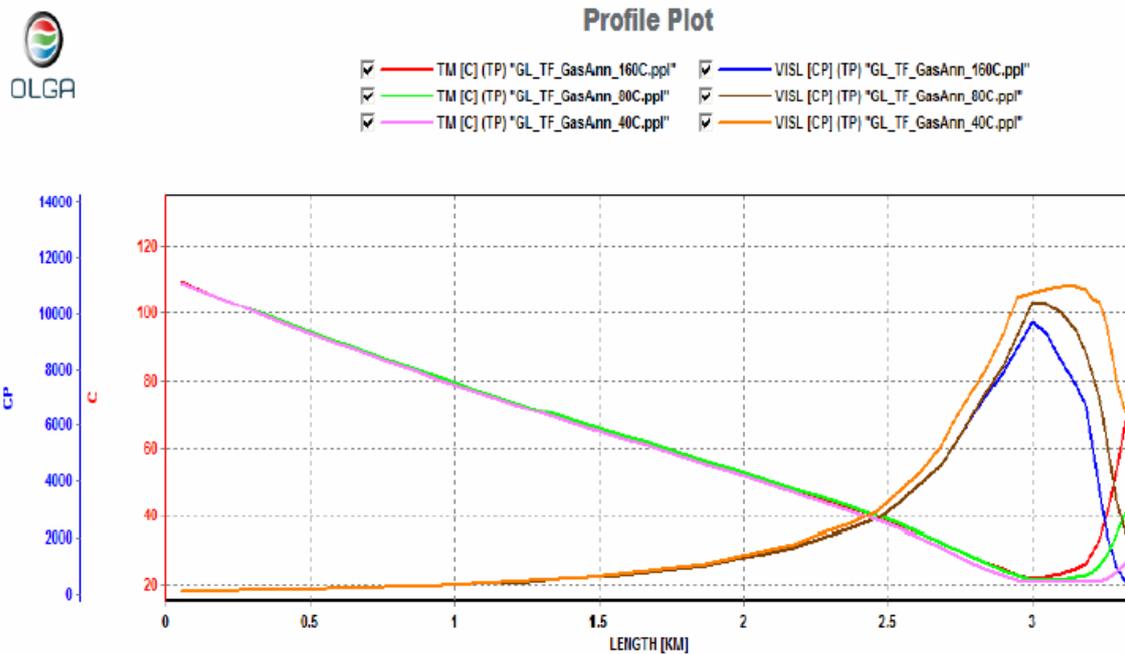


Figura 5.20. Perfiles de temperatura y viscosidad utilizando aire dentro del espacio anular. (Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

Un comportamiento totalmente similar se observa para el caso en el que se emplea salmuera dentro del espacio anular. Figuras 5.21 y 5.22.

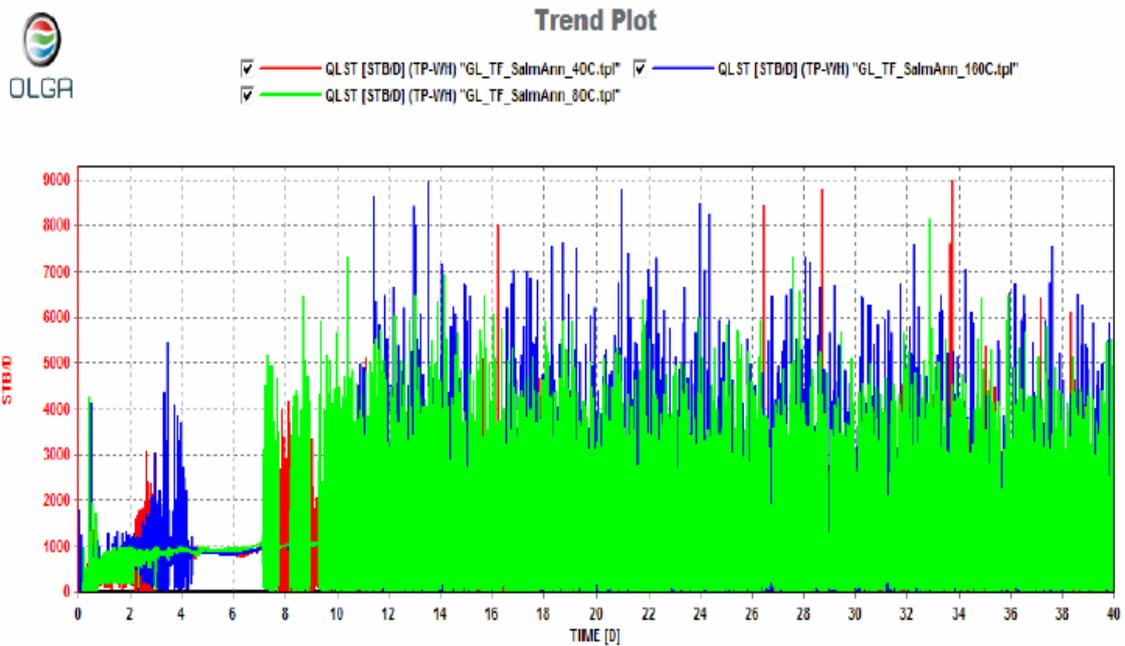


Figura 5.21. Gasto de líquido producido en la cabeza del pozo utilizando salmuera dentro del espacio anular a 40, 80 y 160 °C (Ascencio – Cedejas F., et. al., 2006).

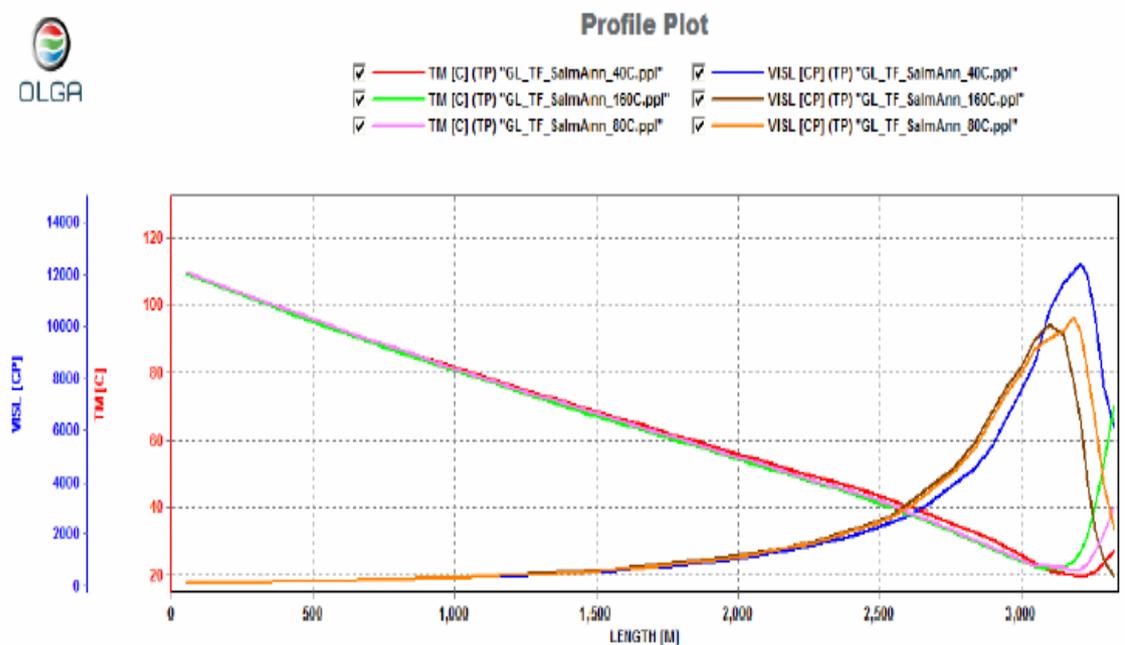


Figura 5.22. Perfiles de temperatura y viscosidad utilizando salmuera dentro del espacio anular (Ascencio – Cedejas F., et. al., 2006).

Configuración 4. Bombeo neumático por medio de líneas en el espacio anular y aislante sólido en el espacio anular.

Debido a los estudios y pruebas realizadas a las configuraciones de pozos anteriores, se identificó a este modelo como el mejor. En este diseño, el gas calentado es inyectado a través de líneas que se encuentran dentro del espacio anular, entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, y el espacio que queda es llenado con materiales aislantes sólidos (Figura 5.23).

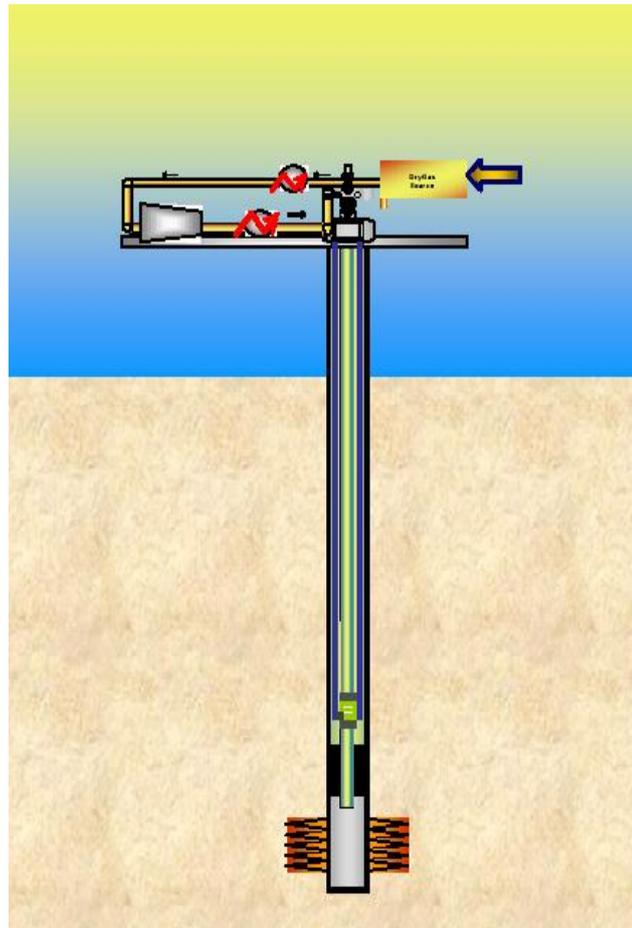


Figura 5.23. Configuración de pozo con líneas y aislante sólido en el espacio anular
(Ascencio – Cendejas F., et. al., 2006).

V.3 Nuevo fluido aislador de temperatura y su aplicación en aislamiento de riser's en aguas profundas del Golfo de México.

Sabemos que la pérdida de calor en la tubería de producción, o la incontrolable transferencia de calor hacia el espacio anular, contribuye a la formación de hidratos de gas y causa la acumulación de parafinas y asfaltenos que reducen el gasto de producción. La exitosa aplicación de fluidos aislantes de calor ha demostrado en los últimos años que estos fluidos son capaces de controlar efectivamente la pérdida de calor. En algunos casos, la pérdida de calor de los fluidos producidos debida a la conducción y convección de los mismos puede ser reducida hasta más del 90 % comparada con la de los fluidos aislantes tradicionales (**Wang X., et. al., 2005**).

Recientemente, se desarrolló un nuevo sistema de fluido aislante de calor con propiedades térmicas superiores. Comparado con los fluidos existentes encargados de esta función, este nuevo sistema proporciona una alta viscosidad a un rango de esfuerzos de corte bajos, lo cual reduce el índice de convección del fluido; también, es capaz de desarrollar baja viscosidad para un rango de esfuerzos de corte altos que facilitan la colocación del fluido a la profundidad deseada. Este nuevo fluido, con propiedades de aislamiento mejoradas, ha demostrado ser una alternativa atractiva para los métodos de aislamiento actuales que son indispensables en los risers que se usan en instalaciones de aguas profundas.

Las espumas de silicato fueron de las primeras en ser utilizadas como fluidos que sirven para evitar o controlar la propagación de calor a zonas no deseables en aplicaciones de inyección de vapor. El proceso en operaciones de campo consiste en introducir una solución de silicato de sodio dentro del espacio anular en un punto determinado y posteriormente se inyecta vapor por el fondo de la tubería de producción. La tubería se calienta provocando que la solución comience a hervir formándose una capa de espuma de silicato con un espesor de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ in en la superficie de la tubería caliente; y finalmente, el material aislante remanente (solución de silicato) en el espacio anular, después de que se ha inyectado vapor por varias horas, es desplazado con agua. En la práctica se ha observado que la espuma es un excelente aislante con una conductividad térmica cerca de $0.017 \text{ Btu}/(\text{hr}\cdot\text{ft}^2\cdot^\circ\text{F}/\text{ft})$; sin embargo, han sido detectado problemas cuando la solución comienza a hervir para formar la espuma. Además, se llegan a presentar dificultades en las conexiones que no tienen algún recubrimiento.

Con la práctica se ha determinado que para prevenir reflujos térmicos (inestabilidad térmica) es mejor opción llenar el espacio anular completamente con un fluido aislante en lugar de gas. Los aceites

parecen ser materiales adecuados para esta aplicación debido a su baja conductividad térmica, relativamente hablando [$0.08 \text{ Btu}/(\text{hr}\cdot\text{ft}^2\cdot^\circ\text{F}/\text{ft})$]; sin embargo, si la convección natural llega a ser crítica, se incrementa la transferencia de calor del aceite en un factor de 10 a 20 sobre la conducción molecular. Willhite y sus colaboradores desarrollaron un fluido base aceite con un valor reducido de conductividad térmica aparente incrementando la viscosidad de la base aceite, y por consiguiente, reduciendo el movimiento molecular. Desafortunadamente, en este sistema bifásico se presenta la acumulación de sólidos suspendidos después de cierto tiempo, y se desconoce su comportamiento térmico bajo temperaturas de operación, es decir, qué grado de estabilidad pueda tener. Alternativamente, se desarrolló un fluido base aceite gelatinoso para aplicaciones geotérmicas y para la recuperación del aceite, cuya conductividad térmica relativa es de aproximadamente el 13 % que la del agua. Cabe mencionar, que las restricciones actuales y las necesidades futuras pueden limitar su aplicación.

Para asegurar el aislamiento del pozo, de tal modo que logre reducirse en su mayor medida posible la transferencia de calor de la tubería de producción hacia el espacio anular y posteriormente hacia el riser, Jarova y otros autores han desarrollado un sistema especializado de fluido – aislante – base – agua (ABIF, por sus siglas en inglés). Este fluido está libre de sólidos, no causa daños, es amigable con el medio ambiente, y funciona como un excelente aislador. La viscosidad del fluido se diseña de tal manera que se obtenga un fluido que sea fácil de mezclar y bombear dentro del espacio anular, su densidad es controlada por la cantidad y tipo de sal disuelta, la cual proporciona un control positivo en la presión del pozo sin el riesgo de que se presente acumulación y separación de sólidos.

Este sistema de fluido ha sido un éxito en aplicaciones de campo en los últimos años. Se ha demostrado que tales fluidos, introducidos ya sea en el espacio anular o en el riser, puede reducir considerable y efectivamente la pérdida de calor de la tubería de producción o la transferencia de calor hacia el exterior del espacio anular.

Con la finalidad de mejorar el desempeño de este sistema ABIF en instalaciones petroleras, se ha desarrollado recientemente un sistema de fluido – aislante – térmico – avanzado (ATIF, por sus siglas en inglés) con propiedades térmicas superiores. Igual que el existente ABIF, este nuevo sistema ATIF está libre de sólidos y es amigable con el medio ambiente; su composición está controlada para producir un fluido que tenga la capacidad de aislar adecuadamente y que presente la viscosidad necesaria. La viscosidad deseada del fluido se genera por medio de una mezcla de

cantidades calculadas de polisacáridos y un aditivo especial dentro de un sistema de salmuera con una densidad determinada, obteniéndose así, un fluido aislante que no presente dificultad en su mezclado y bombeo a la profundidad o punto deseado.

Propiedades del fluido ATIF.

El sistema ATIF se diseña de acuerdo a la aplicación que se le dé en un proyecto en específico, para ello se debe encontrar su objetivo principal en términos de viscosidad y densidad.

La convección libre ha sido identificada como el principal mecanismo de transferencia de calor en el pozo. En ciertas condiciones, la transferencia de calor por convección puede ser más importante que la conducción molecular, incluso para materiales de muy baja conductividad como el aceite mineral o el diesel; en tales condiciones, el aceite puede transferir tanto calor como el agua.

La convección libre es el movimiento del fluido causada por la variación de la densidad del fluido debido a la temperatura. Si se incrementa la viscosidad del fluido se disminuye el movimiento del mismo, y como consecuencia, decrecienta la convección libre en el espacio anular. Por lo tanto, el perfil reológico deseado para un fluido aislante incluye alta viscosidad a un bajo esfuerzo de corte para reducir la convección libre del fluido provocada por la variación de temperaturas; y también, es necesario tener una baja viscosidad a un alto esfuerzo de corte, ya que esto facilita la colocación del fluido aislante en el sitio adecuado. En la figura 5.24 se puede apreciar tal comportamiento para ambos sistemas con las mismas concentraciones viscosas, comparando ATIF con ABIF, se aprecia en el gráfico que el primero tiene menor viscosidad a velocidades de deformación por encima de 10 RPM y que esta misma propiedad es significativamente más alta que el sistema ABIF cuando tiene un rango de velocidades de deformación con valores pequeños.

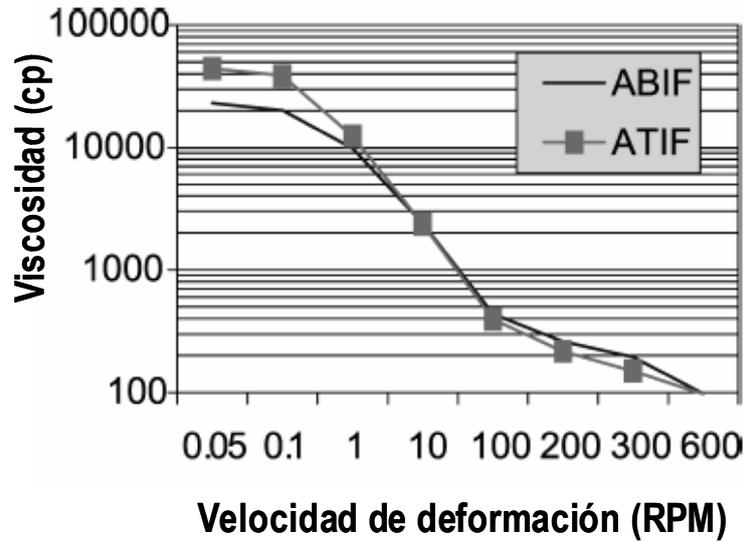


Figura 5.24. Perfiles reológicos de los sistemas ABIF y ATIF
(Xiaolan Wang, *et. al.*, 2005)

Debido a que la convección libre del fluido es causada por el movimiento de agua – solvente, en el sistema ATIF se adiciona un aditivo especial para inmovilizar el fluido y así reducir o eliminar dicha convección. En la figura 5.25 se muestran las pruebas de laboratorio que sustentan esta conclusión se muestran, es decir, la comparación entre las velocidades de convección de los diferentes fluidos utilizados como aislantes.

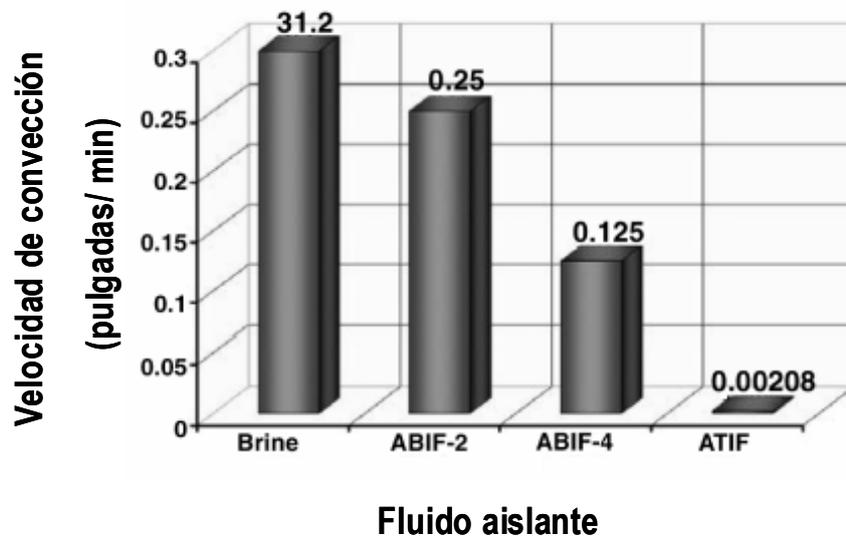


Figura 5.25. Comparación entre las velocidades de convección para
la salmuera, ABIF y ATIF (Xiaolan Wang, *et. al.*, 2005)

La densidad es normalmente determinada por la presión hidrostática requerida para controlar el pozo y es obtenida por la cantidad y tipo de sal disuelta dentro del sistema. Mientras que los fluidos de terminación libres de sólidos pueden tener densidades por encima de los 21 lbm/gal, las densidades de los fluidos aisladores de temperatura están controladas por consideraciones operacionales, tales como adición de aditivos a los fluidos, tiempo de hidratación, y requerimientos para bajas temperaturas de cristalización [para la temperatura verdadera de cristalización y para la temperatura de presión de cristalización (PCT)]. Con el sistema ATIF se han llegado a alcanzar densidades de 13.0 lbm/gal. Otra ventaja de este tipo de fluido es que no presenta problemas de acumulación de sólidos debido a que no se incorporan sólidos suspendidos en él.

Es importante que las salmueras de terminación y los fluidos aislantes tengan una adecuada baja temperatura de cristalización para las condiciones que se presentan en aguas profundas. De resultados de pruebas de laboratorio se ha registrado que el sistema ATIF tiene baja PCT, significativamente menor que 30 °F a 10,000 psi.

Grandes volúmenes de ATIF han sido exitosamente producidos en instalaciones cerca de la costa y han sido transportados y bombeados con ayuda de barcos para servicios a pozos dentro el espacio anular del riser. Por las características de este sistema es posible mezclar y bombear grandes cantidades del mismo dentro del pozo y el espacio anular del riser, después que ha sido almacenado temporalmente, sin la necesidad de utilizar tanques petroleros. No obstante, debido al tiempo que se tarda en elaborar cantidades requeridas del fluido con la viscosidad deseada, es indispensable una buena organización y coordinación en cada operación que se lleva a cabo en la plataforma.

El sistema ATIF, al igual que el ABIF, también es base agua y está libre de aceite. Ya que la composición del fluido puede variar de acuerdo con las condiciones específicas del pozo, los compuestos que conforman este fluido son productos aceptables para el medio ambiente. Otro factor muy importante para aplicaciones en aguas profundas de este sistema es su compatibilidad con otros componentes que contienen polímeros en el pozo, como por ejemplo, mecanismos que sirven de comunicación con aparatos de fondo.

También, fueron realizadas pruebas de compatibilidad entre fluidos de terminación y el sistema ATIF, y como era de esperarse demostraron una total compatibilidad; sin embargo, si varios solventes se incluyen en la salmuera, es posible que se presente alguna incompatibilidad. En estas pruebas se mezclaron diversos porcentajes de volumen del fluido de terminación con el ATIF a una temperatura

determinada, como resultado, no se observó precipitación y la estructura del gel estuvo intacta. En la tabla 5.4 se muestran algunos resultados.

Tabla 5.4. Compatibilidad entre salmueras de terminación con solventes y el sistema ATIF
(Xiaolan Wang, et. al., 2005)

<i>Compatibilidad entre salmueras de terminación con solventes y el sistema ATIF</i>		
Fluido	ATIF/Fluido	Resultados
Metanol	75/25 50/50	Compatible Se observa separación
HW 525	50/50	Compatible
9.0 lbm/gal CaCl ₂	90/10	Compatible
	80/20	Compatible
9.0 lbm/gal KCl	90/10	Compatible
	80/20	Compatible

Aplicaciones de campo.

Los pozos con los que se trabajaron fueron con una profundidad mayor a 15,000 pies, con una temperatura en la línea del lecho aproximándose a 38 – 39 °F, para lo cual se necesitó de un control efectivo y minimización de pérdidas de calor.

Para minimizar las pérdidas de calor, el diseño del sistema de riser para este proyecto fue único, ya que se utilizó un sistema dual de riser. Éste consiste de una tubería de producción con un diámetro de 4 ½ in dentro de un riser interno de 9 5/8 in, el cual a su vez está dentro de otro riser externo de 12 ¾ in. Se introdujo nitrógeno o gas a baja presión en el espacio anular de 4 ½ x 9 5/8 in a una profundidad justo por debajo del lecho. El sistema ATIF con una densidad de 9 (lbm/gal) se colocó dentro del espacio anular exterior (de 9 5/8 x 12 ¾ in) aproximadamente a la profundidad del lecho. El esquema del pozo se muestra en la figura 5.26.

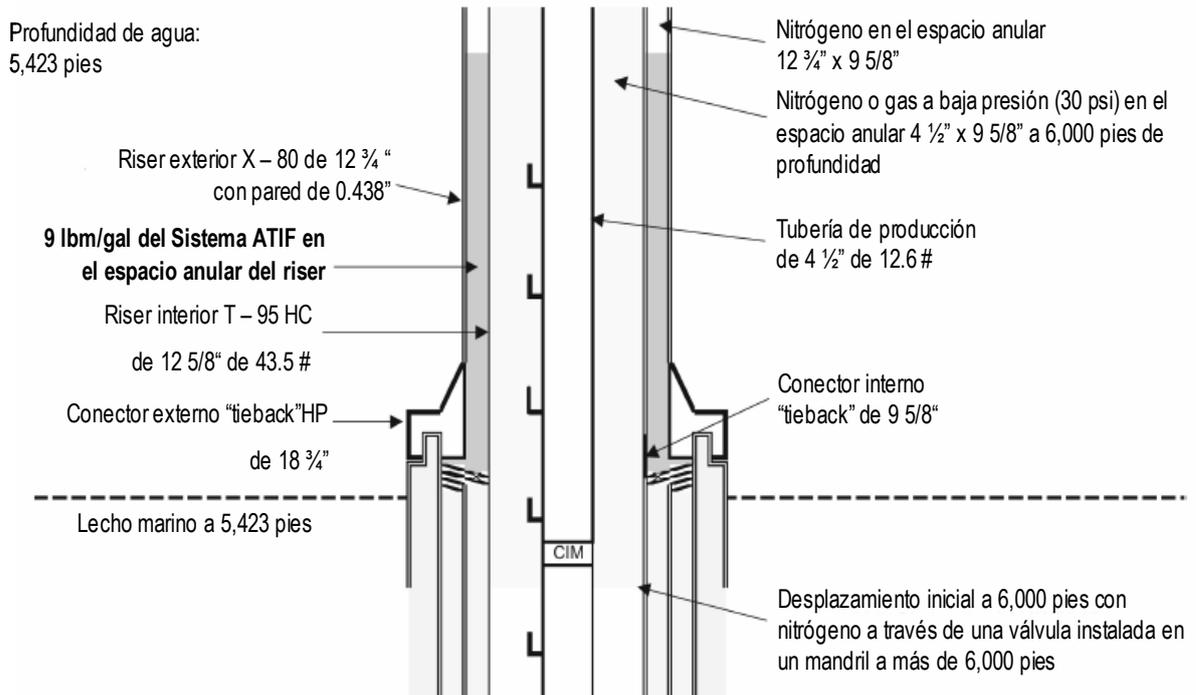


Figura 5.26. Esquema del pozo en donde se aplicó el Sistema ATIF (Xiaolan Wang, et. al., 2005).

Se han completado un total de 9 pozos, cuyas temperaturas están en un rango de 180 a 200 °F. Para cada pozo, el sistema ATIF fue preparado con un equipo típico de mezclado en la planta, bombeado a tanques de transporte, enviado a la plataforma petrolera en barcos, y finalmente bombeado de los tanques hacia el espacio anular exterior del riser. En ninguna etapa de este proceso se presentaron dificultades.

La temperatura de fondo promedio en este proyecto fue alrededor de 192 °F. Con simulaciones de aseguramiento de flujo se determinó que a la temperatura a la cual los hidrocarburos producidos llegan a las instalaciones superficiales era insuficiente para evitar o prevenir problemas de depósitos en caso de haberse utilizado un fluido convencional; por el contrario, los resultados indicaron que utilizando ATIF en el espacio anular exterior la temperatura de superficie se mantenía en un nivel aceptable, inclusive, la temperatura promedio medida fue mayor que la pronosticada por la simulación, la cual se registró cerca de los 130 °F. No se observó bloqueo por hielo o formación de hidratos de gas en ninguno de los pozos en los que se empleó esta técnica desde que fueron puestos en producción; incluso, varios pozos fueron ocasionalmente parados por un lapso de 1 a 4 horas debido a operaciones de mantenimiento, y no se reportaron problemas del mismo tipo (Wang X., et. al., 2005).

V.4 Alternativas para el manejo y transporte de crudo pesado de los campos Maloob y Zaap.

En los últimos años se han descubierto gran cantidad de reservas de aceite pesado en todo el mundo, por lo que el transporte y la comercialización de crudos con estas características han tomado relevancia desde entonces. En México, específicamente en la Región Marina se cuenta con yacimientos de este tipo, como lo son los campos Maloob y Zaap, cuya vida productiva se encuentra en etapa inicial (**PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”**).

Debido a las nuevas tecnologías desarrolladas para el manejo de hidrocarburos pesados, se tiene una explotación exitosa de este tipo de crudos, los cuales no podían producirse a gran escala en el pasado; una de estas tecnologías consiste en mezclar el crudo pesado con otros de mayor densidad API para obtener una mezcla de 21° API que se pueda bombear y medir normalmente con los equipos existentes. En la actualidad, el manejo y el transporte del aceite pesado en la Región Marina se lleva a cabo en crudos que se encuentran en el orden de 21 °API, los cuales se envían hacia exportación en la Terminal Marítima de Cayo Arcas, en donde se tienen equipos e instalaciones superficiales adecuadas para manejar el crudo pesado.

El transporte de crudo pesado con características especialmente de alta viscosidad representa un fuerte problema debido a que se generan grandes pérdidas de energía por caídas de presión, causadas por la fricción del núcleo de aceite crudo en las paredes de la tubería de producción en las instalaciones subsuperficiales, así como también en las líneas de transporte en las líneas superficiales. De este modo, para que sea posible manejar correctamente un aceite con una densidad de 12 °API y alta viscosidad, es necesario realizar un análisis para determinar la mejor opción para un manejo y explotación óptimos.

Metodología.

Con el fin de establecer un procedimiento de análisis, evaluación y optimización del manejo y transporte de crudo pesado de 12 ° API, se desarrolló y llevo a cabo la siguiente metodología:

1. Análisis del transporte de crudo.
2. Mezcla con crudos ligeros.

3. Análisis de la mezcla de crudos Maloob – Zaap.
 4. Análisis para la selección de mejoradores de flujo que permitan mejorar las condiciones de producción y transporte de este crudo hacia su centro de procesamiento.
-
1. Análisis del transporte de crudo.

En el desarrollo de los campos Maloob y Zaap se contempla incrementar la producción de crudo pesado, lo cual obliga a efectuar un análisis para su manejo y transporte, debido a que la calidad del crudo que será producido tiene variaciones que representan un verdadero problema en la calidad contratada de exportación. Con este análisis se podrá llevar a cabo la planeación estratégica para operar con los menores costos de producción posibles al reducir la inversión y los costos de operación y mantenimiento, lo cual se logrará maximizando el aprovechamiento de la infraestructura actual.

Los ductos existentes para el manejo de crudo procesado en Ku – A (Figura 5.27) son los siguientes:

- 24" x 18.3 km de Ku – A Enlace / Akal – J Enlace 1
- 30" x 16 km de Ku – A Enlace / Akal – J Perforación
- 36" x 16 km de Ku – A Enlace / Akal – J Perforación

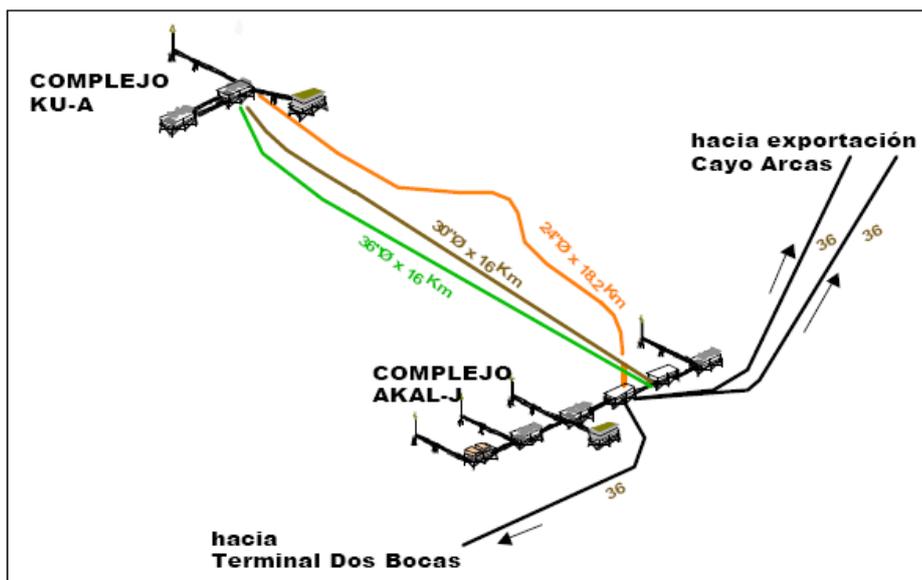


Figura 5.27. Infraestructura actual para el manejo externo de hidrocarburos (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

Para definir de la mejor manera el manejo de la producción tanto al Activo como a la RMNE; se analizaron alternativas manejando la producción futura del Activo comprendiendo mezclas de crudo, la variación de la calidad por plataforma y la integración por corriente con respecto al tiempo.

En esta alternativa se contempla manejar el crudo pesado de 13 °API hacia la plataforma de Rebombeo y posteriormente hacia la Terminal Marítima Dos Bocas para su estabilización, almacenamiento y distribución. Por otra parte, la mezcla ligera del Activo se enviará a la Terminal de Cayo Arcas, logrando mantener con la segregación de corrientes una calidad requerida de exportación de 21.3 °API hacia esta Terminal. Cabe señalar, que para esta alternativa se realizó el análisis de capacidad de transporte del crudo para cada ducto con la correspondiente calidad de crudo y para cada período establecido.

Se plantea el manejo del crudo por el oleoducto de 24" de Ku-A a Akal-J, para poder transportar del año 2006 al 2012 toda la producción de Ku-Sur, sin considerar la producción de Ku-G, Ku-I y Ku-S, con una calidad de 22.0 ° API a la Terminal Marítima de Cayo Arcas.

Además, se contempla que del año 2006 al 2012, todo el crudo de Ku-H, Ku-M más la producción de Ku-G, Ku-I y Ku-S, junto con la producción de Maloob-Zaap, cuya producción a partir del año 2005 es más pesada, presentando una densidad API por debajo de los 17.95 °, se envíe a la plataforma de Rebombeo por el ducto de 36 pg y 16.2 km vía Akal-J, con una calidad promedio de 13.78 ° API.

En la tabla 5.5, se muestra el resumen de utilización de los ductos existentes.

Tabla 5.5. Resumen de utilización de los ductos existentes
**(PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado
de los Campos Maloob y Zaap”).**

<i>Período</i>	<i>Ducto 24”</i>	<i>Ducto 36”</i>	<i>Ducto 30”</i>
2000	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo: Ku – Sur • Calidad promedio: 21 ° API • Destino: Plataforma Cayo Arcas 	Gasoducto	Disponible
2001 - 2005	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo: Ku – H/Ku – M más Ku – G/Ku - I • Calidad promedio: 13 °API • Destino: Plataforma de Rebombeo 	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo: Ku - Sur • Calidad promedio: 21 °API • Destino: Plataforma Cayo Arcas 	Gasoducto
2006 - 2012	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo: Ku - Sur • Calidad promedio: 22 °API • Destino: Plataforma Cayo Arcas 	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo: Ku – H/Ku – M más Ku – G/Ku – I más Maloob - Zaap • Calidad promedio: 13.78°API • Destino: Plataforma de Rebombeo 	Gasoducto

Se realizó el análisis de capacidad de transporte del oleoducto de 24 pg para enviar el total de la producción de Ku-Sur (sin la producción de Ku-G, Ku-I y Ku-S) a Cayo Arcas por esta línea a partir del año 2006 al 2012, considerando que el flujo máximo a manejar es de 196.83 mbpd con una calidad de 22.0 1 API en el año 2011. De este análisis se determinó que se requiere una presión de 31.07 Kg/cm² en Ku-A, para que la producción máxima (196.83 mbpd) de Ku-Sur, sin la producción de Ku-G, Ku-I y Ku-S, llegue a Cayo Arcas a una presión de 5.5 kg/cm² y con una calidad de 22.0 ° API, teniendo una caída de presión de Ku-A a Akal-J de 1.07 kg/cm²; considerando que en el análisis de capacidad de transporte se contempló una presión en Akal-J de 30 Kg/cm². Para esta producción de Ku-Sur (sin la producción de Ku-G, Ku-I y Ku-S) el Activo Cantarell estará aportando alrededor de 753.17 mbpd para un gasto total de 950 mbpd, los cuales se enviarán a la Terminal Marítima de Cayo Arcas, por dos oleoductos de 36 pg x 83.87 km.

Por otro lado, al igual que para el oleoducto de 24 pg y para los mismos años, se realizó un análisis de capacidad de transporte para el actual gasoducto de 36 pg de Ku-A a Akal-J, resultando que el Activo Cantarell podría incorporar para este año 2008, 27.016 mbpd, considerando una máxima presión en Akal – J de 50 kg/cm² para llegar a una presión de 4 kg/cm² en la plataforma de

Rebomero; mientras que la presión requerida en Ku-A para el máximo flujo de 523.353 mbpd en el año 2010, será de 60,22 kg/cm² con una caída de presión de Ku-A a Akal-J de 8.35 kg/cm² para una presión máxima de 52 kg/cm² en Akal-J, por lo que a partir del año 2009 este ducto únicamente transportará la producción de ku-Mallob-Zaap, tomando en cuenta que la presión en las turbobombas de Akal-J se incrementa a 70 kg/cm².

En la figura 5.28 se muestran las propuestas de transporte en donde se presentan los gastos del crudo y las presiones de descarga esperadas utilizando los ductos existentes en períodos específicos.

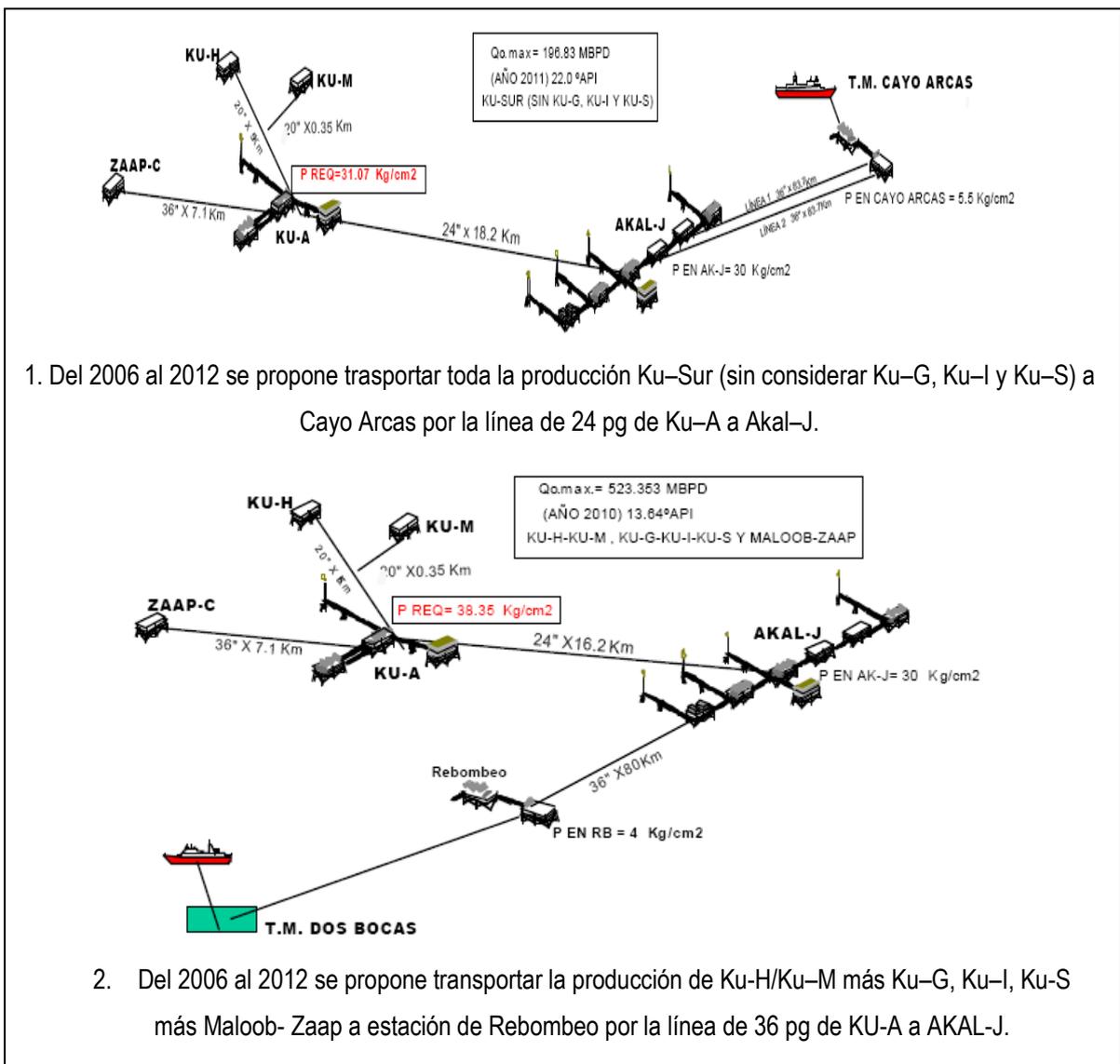


Figura 5.28. Propuestas de transporte (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

Es importante señalar que con el comportamiento de esta propuesta se aprovecharía la infraestructura de líneas existentes del Activo Ku-Maloob-Zaap para manejar en forma independiente su producción, de tal modo que el Activo Cantarell aliviaría la capacidad de transporte del crudo hacia Dos Bocas y Cayo Arcas, enviándose la producción obtenida de los campos Ku, Maloob y Zaap por las líneas de 36 y 24 pg hacia las correspondientes Terminales sin problema alguno. Para poder llevar a cabo las propuestas del manejo externo de los hidrocarburos del Activo Ku-Maloob-Zaap es necesario considerar algunas modificaciones en el complejo Akal-J, como se presenta en la tabla 5.6.

Tabla 5.6. Modificaciones del Complejo Akal-J (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

	<i>Descripción</i>	<i>Lugar</i>	<i>Servicio</i>
1.	Interconexión del ducto de 36 pg con el cabezal de aceite desc. de bombas de 30 pg.	Akal-J Perforación	Aceite > 21 °API a Cayo Arcas
2.	Interconexión del ducto de 36 pg con el ducto de 30 pg solicitado sobre puente entre Akal-J Perforación y Enlace.	Akal-J Perforación	Aceite < 21 °API a Dos Bocas
3.	Interconexión del ducto de 30 pg solicitado sobre puente entre Akal-J Perforación y Enlace con oleoducto de 36 pg a Dos Bocas en Aka-J Enlace.	Akal-J Enlace	Aceite < 21 °API a Dos Bocas
4.	Interconexión del ducto de 24 pg con oleoducto de 36 pg a Dos Bocas en Akal-J Enlace.	Akal-J Enlace	Aceite < 21 °API a Dos Bocas

Estas actividades darán la flexibilidad para segregar el crudo pesado con calidad menor se 21 ° API hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas (Figura 5.29).

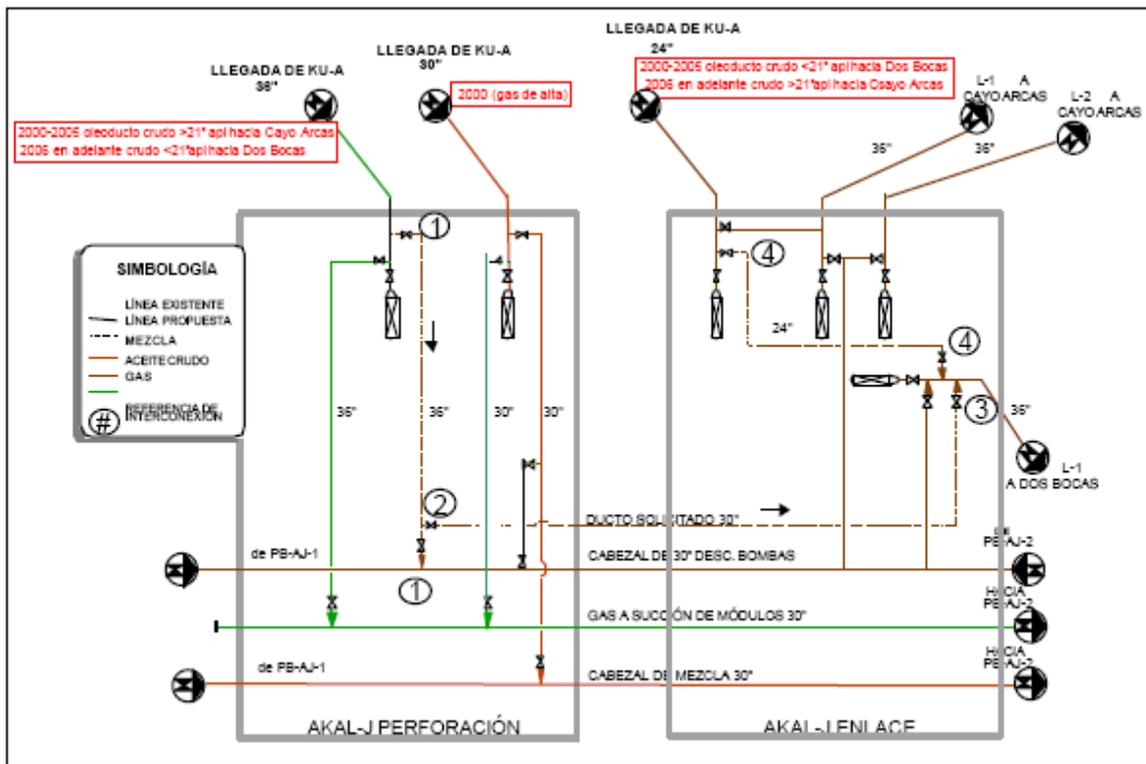


Figura 5.29. Distribución de líneas para segregar el crudo pesado (PEMEX, "Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap").

2. Mezcla de aceite crudo pesado con crudo ligero (Istmo).

Otra alternativa a futuro, para comercialización del aceite crudo pesado del Activo Ku-Maloob-Zaap, es la mezcla con un crudo ligero de alto grado API, lo cual podría ser factible si se considera la instalación de Vasijas Deshidratadoras Electroestáticas en el Complejo Abkatún (Crudo Istmo), lo que permitiría obtener un aceite crudo ligero sin agua y con una gravedad promedio de 33 °API, que podría mezclarse con el aceite crudo pesado del Activo Ku-Maloob-Zaap, evitando con ello su envío a la Terminal Marítima Dos Bocas; es decir, dado que existen dos ductos entre el Complejo Abkatún-A y Akal-J, de los cuales uno es un gasoducto de 36 pg de diámetro y 20.646 km de longitud, y el otro es un oleogasoducto de 36 pg de diámetro y 18.92 km de longitud, de estos se puede utilizar el oleogasoducto como ducto de transporte para derivar producción de Abkatún-A a la plataforma Akal-J y mezclarse con el crudo pesado de Ku-Maloob-Zaap, con la finalidad de obtener un crudo con la suficiente densidad (> 21.5 °API) que pueda enviarse a exportación vía Terminal marítima Cayo Arcas.

El aceite crudo pesado del Activo Ku-Maloob-Zaap, es el producido actualmente en las plataformas Ku-H y Ku-M con una densidad aproximada de 13 °API, más la producción de Maloob-Zaap que a partir del año 2005 su gravedad disminuyó de más de 21 °API a menos e 17.95 °API.

Además de la posibilidad de obtener crudo Istmo del Complejo Abkatún, se podría contar con la producción de aceite ligero de Ek-Balam e Ixtoc, la cual converge al Complejo Akal-C a su plataforma de producción Akl-C1, para posteriormente enviarse al Complejo Abkatún; pero cuya producción podría aprovecharse en el Complejo Akal-J al mezclarse con el crudo pesado de Ku-Maloob-Zaap para mejorar su densidad al grado de contar con calidad de exportación y comercializar dicha mezcla por la Terminal Marítima de Cayo Arcas, disminuyendo con esto los requerimientos de producción de crudo Istmo del complejo Abkatún (Figura 5.30).

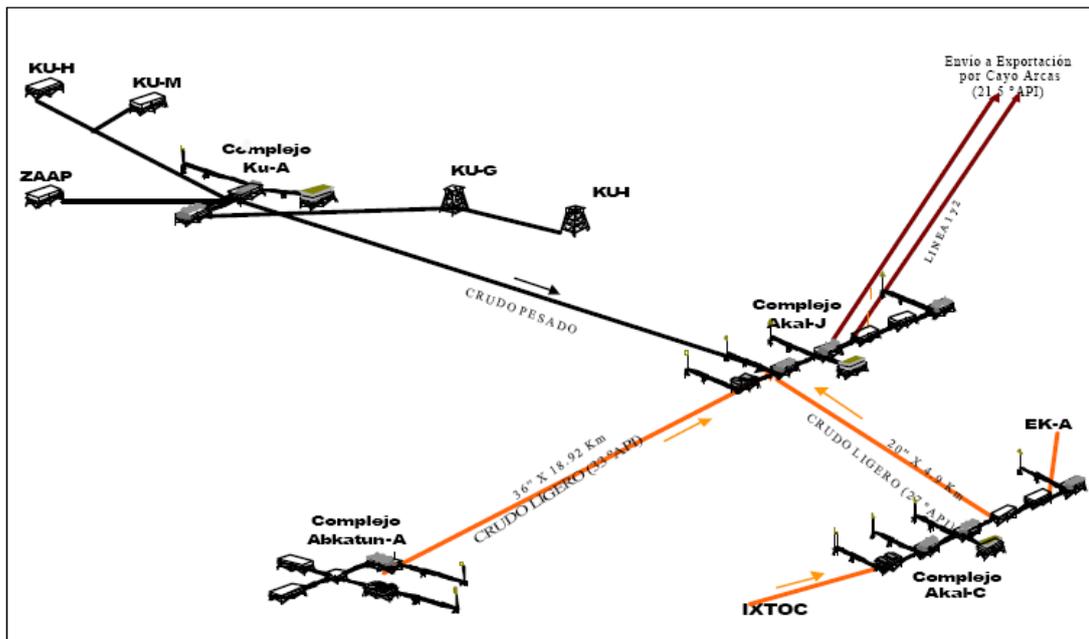


Figura 5.30. Mezcla de crudo pesado con crudo ligero Istmo (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

En la figura 5.31 se muestra la gráfica de un análisis hidráulico que se realizó para determinar la presión máxima de bombeo en el Complejo Abkatún-A, al fin de llegar con una presión de al menos 30 kg/cm² al complejo Akal-J para su correspondiente mezcla y envío a la Terminal Marítima Cayo Arcas para su exportación. Se determinó que la máxima presión de bombeo requerida es de 32.11 kg/cm², que es posible alcanzarla sin representar problema alguno con el equipo disponible para un gasto máximo de 271,502 bpd de crudo ligero.

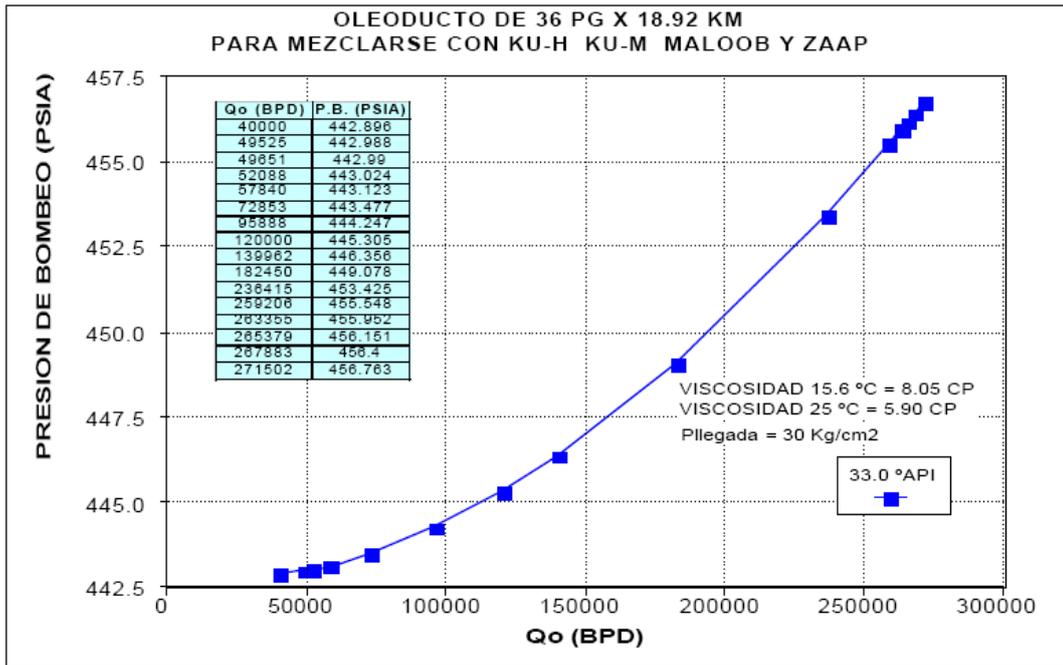


Figura 5.31. Transporte de crudo ligero de Abkatun hacia Akal-J (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

En la tabla 5.7 y en la gráfica de la figura 5.32, se observan los resultados de los cálculos ponderados entre la producción de crudo pesado del Activo Ku-Maloob-Zaap con la producción de crudo ligero de Akal-C y la producción mínima que se requeriría de Abkatún para obtener una mezcla de aceite crudo con calidad de exportación de al menos 21.5 °API. Cabe mencionar que se considera constante la densidad del crudo de la producción de Akal-C1 y la de Abkatún, y también se considera un abatimiento del orden de 26% para la producción de Ek-Balam e Ixtoc.

Tabla 5.7. Promedios ponderados de las corrientes de los crudos (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

Promedios ponderados °API combinados												
Combinación de la mezcla Ku-H, Ku-M, Ku-G y Ku-I, Maloob y Zaap con crudo ligero Akal-C1 y Crudo ligero												
Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Promedios ponderados de las corrientes de las plataformas de Ku-H y Ku-M												
Qo Total Ku-H y Ku-M	71.721	68.126	67.728	78.806	98.986	104.237	107.279	110.132	118.139	119.835	119.299	110.562
°API	13.15	13.12	13.09	13.06	13.04	13.03	13.02	13.01	13.01	13.01	13.01	13.00
Promedios ponderados de las corrientes de las plataformas de Maloob y Zaap a partir del 2005												
Qo Total Maloob-Zaap	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	61.805	113.412	162.518	222.541	255.229	260.361	261.148
°API	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.95	15.33	14.34	13.79	13.53	13.40	13.30
Promedios ponderados de las corrientes de las plataformas de Ku-G y Ku-I												
Qo Total Ku-G y Ku-I	38.956	38.125	40.637	38.903	34.656	14.337	14.363	14.210	14.165	12.256	10.832	9.117
°API	22.00	22.00	22.14	22.13	22.11	22.19	22.14	22.10	22.08	22.06	22.05	22.05
Promedios ponderados de las corrientes de las plataformas de Ek-Balam e Ixtoc (Akal-C)												
Qo Total Akal-C1	32.000	23.680	17.523	12.967	9.596	7.101	5.255	3.888	2.877	2.129	1.576	1.166
°API	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00
Requerimientos de crudo ligero de Abkatún-A (Istmo)												
Qo Total Abkatún	35.090	36.669	38.889	49.508	66.434	91.631	136.650	179.845	234.759	263.759	270.226	266.892
°API	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00
Promedios ponderados de Ku-H, Ku-M, Ku-G, Ku-I, Maloob-Zaap con crudo ligero de Akal-C1 y Abkatún												
Qo Total Mezcla	177.767	166.600	164.777	180.184	209.672	279.111	376.959	470.593	592.051	653.208	662.294	648.885
°API	21.50	21.50	21.50	21.50	21.50	21.50	21.50	21.50	21.50	21.50	21.50	21.50

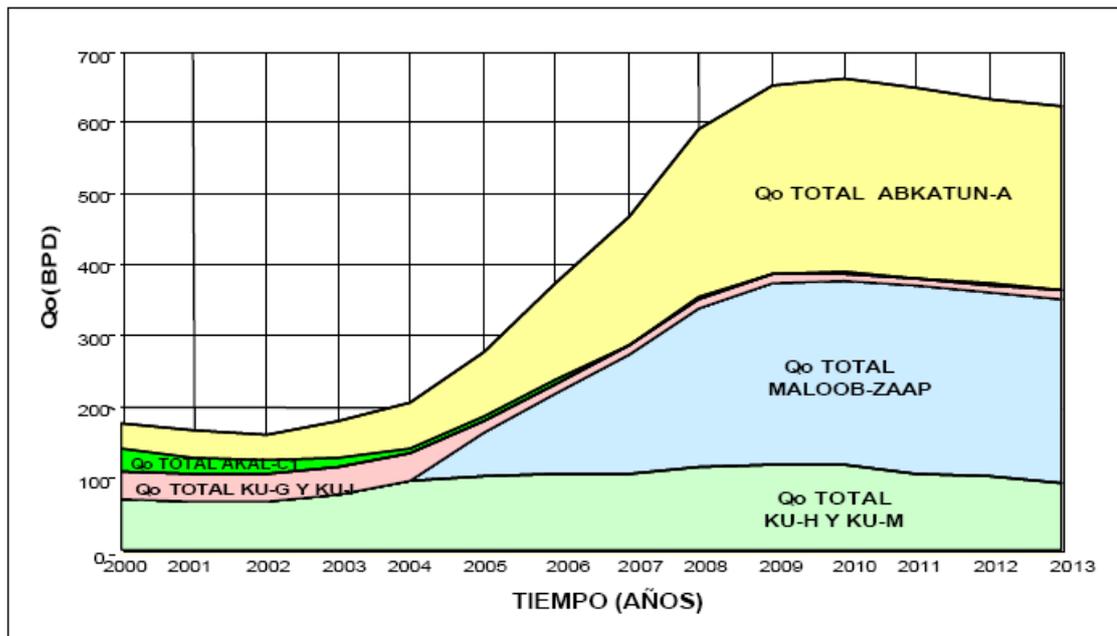


Figura 5.32. Mezcla de crudos pesados con crudo ligero de Abkatún y Akal-C (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

De lograr la factibilidad de realizar esta propuesta se debe realizar un estudio de compatibilidad entre los crudos involucrados a fin de sensibilizar problemas secundarios por su combinación.

3. Análisis de mezcla Maloob-Zaap (Asfaltenos, Inorgánicos, Viscosidad y Densidad).

Para conocer el comportamiento de las mezclas de corrientes de crudo de diferente calidad para el manejo externo de los hidrocarburos de los campos Maloob y Zaap, se contempló el análisis del crudo pesado, así como del crudo ligero producido en este Activo con el objetivo de determinar algunas de sus propiedades físicas, además del contenido de asfaltenos en el aceite crudo pesado y su combinación con el ligero, su viscosidad y densidad; y realizar la mezcla e ambos. El aceite crudo pesado es el producido en las plataformas Ku-H y Ku-M (13.63 °API), en tanto que el aceite ligero proviene de la plataforma Zaap-C (23.11 °API).

Para tal fin, se realizó un muestreo de las siguientes corrientes en el Complejo de producción KU-A:

- Llegada de las plataformas Ku-H y Ku-M.
- Llegada de la plataforma Zaap-C.
- Descarga de la plataforma Ku-A hacia Akal-J.

De las muestras obtenidas de crudo pesado, se prepararon combinaciones con un rango de mezcla del 10 hasta el 50% de crudo ligero, una vez que las mezclas estaban homogeneizadas, se les aplicó el procedimiento “*Standar Test Method for n-Heptane Insolubles*” para determinar el porcentaje de asfaltenos e inorgánicos contenidos en petróleo crudo; adicionalmente, se determinó su viscosidad y densidad, que son dos propiedades que servirán para el análisis del transporte de crudo y su optimización. Los resultados obtenidos se muestran en las tablas 5.8 y 5.9.

En dichas tablas se puede apreciar que el contenido de asfaltenos es muy alto, de hasta un 24.67 % para la corriente de Ku-H/M, lo cual se considera bastante alto y surge la preocupación por el depósito de este material, aunque a la fecha no se tienen indicios de tal problema y como prueba de ello, se han realizado corridas de diablos sin ningún problema; efectuándose también, una inspección al equipo de separación, en donde no se manifestó acumulación de asfaltenos.

Tabla 5.8. Porcentaje de asfaltenos e inorgánicos de las corrientes del Complejo de producción KU-A (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

Muestra	Asfaltenos (%)	Inorgánicos (%)	Viscosidad (cp)			Densidad @ 25 °C (g/cm ³)
			@ 25 °C	@ 35 °C	@ 45 °C	
Llegada KU-H/M	24.67415	0.0274	20,650	7,200	3,400	0.975 (13.63 °API)
Llegada ZAAP-C	---	---	44.0	38.6	32.0	0.915 (23.11 °API)
Descarga KU-A	---	---	205.0	71.0	48.0	0.934 (20.03 °API)

Tabla 5.9. Porcentaje de asfaltenos e inorgánicos de las corrientes del Complejo de producción KU-A en diferentes proporciones (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

Muestra	Asfaltenos (%)	Inorgánicos (%)	Viscosidad (cp)			Densidad @ 25 °C (g/cm ³)
			@ 25 °C	@ 35 °C	@ 45 °C	
90 % KU-H/M 10 % ZAAP-C	20.90745	0.1468	4,840	2,200	790	0.963 (15.44 °API)
80 % KU-H/M 20 % ZAAP-C	20.5775	0.0600	4,650	1,450	600	0.960 (15.90 °API)
70 % KU-H/M 30 % ZAAP-C	18.41	0.1300	1,600	900	450	0.958 (16.20 °API)
60 % KU-H/M 40 % ZAAP-C	16.9171	0.0650	790	440	260	0.942 (18.70 °API)
50 % KU-H/M 50 % ZAAP-C	14.97585	0.0498	390	200	155	0.935 (19.84 °API)

Con base en lo anterior, la bibliografía cita que el grado de acumulación de asfaltenos de un aceite crudo no radica en la concentración de asfaltenos, sino en la cantidad de resinas que éste contenga, que rodean a estos mismos como una película emulsionante, que son las que generan estabilidad para el depósito de estos materiales; es decir, un aceite con un bajo contenido de resina produce una inestabilidad en el asfalteno y por consiguiente su acumulación, aún y cuando el contenido de éste sea bajo (como en el caso del crudo producido en los campos Jujo-Tecominoacán, que aunque presentan tan sólo el 0.4% del contenido de asfaltenos, también tienen un escaso contenido de resinas, lo que ocasiona la inestabilidad de los asfaltenos y grandes problemas de acumulación en estos campos).

Para el caso de las mezclas que se prepararon con los aceites crudos de las plataformas Ku-H, Ku-M y Zaap-C, se centrifugaron con el propósito de propiciar el asentamiento y visualizar si existe depósito y acumulación de sedimentos orgánicos, obteniéndose los resultados de la tabla 5.10.

Tabla 5.10. Porcentaje de sedimento orgánico
(PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de
crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

<i>Muestra</i>	<i>% sedimento</i>
Crudo Pesado (Ku-H/M)	1.7
Mezcla 90 / 10 (H-M/C)	7.0
Mezcla 80 / 20 (H-M/C)	14.0
Mezcla 70 / 30 (H-M/C)	18.0
Mezcla 60 / 40 (H-M/C)	18.0
Mezcla 50 / 50 (H-M/C)	20.0

Los valores que se observan de esta tabla por sí solos son muy elevados, pero como se mencionó anteriormente, el asfalteno se forma o precipita, pero no se deposita o incrusta formando núcleos de obturación o taponamiento por material orgánico, debido a que la capa de resina es lo bastante estable, lo que ayuda a mantener a los asfaltenos en suspensión, evitando así su acumulación en las instalaciones superficiales de producción.

4. Análisis de mejoradores de flujo.

Este análisis consiste en evaluar un producto químico reductor de viscosidad o mejorador de flujo que permita optimizar las condiciones de producción, operación y transporte de este aceite, desde su plataforma de producción hasta su integración al centro de proceso más cercano para su separación y de ser posible hasta su sitio de comercialización. La correcta aplicación del producto dará como resultado una disminución de la caída de presión, presión de trabajo y por consiguiente, un ahorro importante de energía y recursos, y posiblemente aumentar la capacidad de manejo del aceite crudo pesado.

El Activo Ku-Maloob-Zaap cuenta con campos que producen aceite pesado de 13 °API, específicamente en las plataformas Ku-H y Ku-M; con muestras de crudo de estas plataformas se

analiza la evaluación de un producto químico mejorador de flujo o reductor de viscosidad con el propósito de beneficiar a la producción, manejo y transporte del aceite viscoso de los campos Maloob y Zaap, disminuyendo las pérdidas de fricción.

El análisis consiste en la realización de pruebas de laboratorio en forma estática y dinámica para observar los cambios que sufra el crudo pesado, ya sea empleando aditivos comerciales y/o los desarrollados por el IMP.

Para los análisis se realizó un muestreo de crudo pesado en la plataforma Ku-H en el cabezal de succión de motobombas, Ku-M en el cabezal general de recolección y en la plataforma Ku-A Enlace en la llegada de la mezcla de Ku-h/ku-M y cabezal de succión de turbobombas. Con estas muestras se realizó análisis de laboratorio en condiciones estáticas con los productos indicados, obteniéndose el comportamiento de viscosidad a diferentes valores de temperatura, que se observa en la tabla 5.11.

Tabla 5.11. Resultados de laboratorio de mejoradores de flujo (PEMEX, “Estrategias para el manejo y transporte de crudo pesado de los Campos Maloob y Zaap”).

Concentración	Producto	Temperaturas		
		20 ° C μ (cp)	30 °C μ (cp)	45 °C μ (cp)
	Crudo blanco	71,300	29,300	7,325
20 ppm	MF-UN (IMP)	69,200	19,850	6,035
	TENSAPOL (Champion)	69,800	15,835	6,915
	FLEXOL (Conoco)	66,900	20,450	6,015

Como se observa en la tabla anterior, el producto que mejor resultado genera es el Flexoil; sin embargo, para tener un mejor análisis es necesario utilizar el análisis a condiciones dinámicas. Para lo anterior se cuenta con un “loop” de prueba de 11/4” con una longitud de 50 m, en instalaciones del Instituto Mexicano de Petróleo, mediante el cual se obtendrá mayor información sobre los productos, determinando cual genera una reducción significativa de las caídas de presión por fricción para mejorar el transporte del crudo.

CONCLUSIONES.

1. Está claro que los crudos pesados son y serán un energético indispensable para cubrir la demanda de petróleo que se genera diariamente tanto mundial como nacionalmente; para ello, la industria petrolera debe estar preparada para enfrentar los retos de exploración, explotación, producción, transporte y refinación que estos recursos presenten.
2. Debido a la declinación constante y ante la necesidad de restituir las reservas de hidrocarburos en México, se hace indispensable que Pemex Exploración y Producción (PEP) considere a las acumulaciones de aceite pesado como parte fundamental dentro de sus planes para el desarrollo y crecimiento de esta industria en el país; para esto, PEP cuenta con diversos proyectos en los que se involucran este tipo de hidrocarburos con el objetivo de satisfacer los compromisos presentes y futuros de producción.
3. Por otro lado, las innovaciones tecnológicas empleadas en la producción y el transporte de crudos con tales características son de gran importancia en la obtención diaria de la producción óptima, lo cual se logra por medio de la aplicación de un método o la combinación de varios, ya sea en producción y/o en transporte; permitiendo así, el uso adecuado de las instalaciones tanto subsuperficiales como superficiales, y por consiguiente, alcanzar la realización de un proyecto exitoso.
4. Los Sistemas Artificiales de Producción, junto con herramientas adicionales y/o modificaciones en los mismos, desempeñan un importante papel en la producción de hidrocarburos de baja densidad API y alta viscosidad, ya que además de suministrar la energía necesaria para llevar los fluidos producidos a la superficie, con ellos es posible mantener la densidad y viscosidad de los mismos en niveles aceptables para obtener un flujo satisfactorio a través de la tubería.
5. Para llevar a cabo cualquier operación petrolera, es indispensable contar con un equipo multidisciplinario con la finalidad de obtener los resultados deseados, o en otras palabras, el objetivo planeado desde el inicio de la operación o del proyecto; para ello, es de vital importancia mantener un trabajo con sinergia.

RECOMENDACIONES.

1. Para obtener resultados satisfactorios en la aplicación de los métodos de producción y transporte de crudos pesados, incluyendo los Sistemas Artificiales de Producción, se recomienda, antes de iniciar cualquier proyecto u operación, contar con la información necesaria y adecuada, así como la validación de la misma. Es indispensable tener un amplio conocimiento y un buen entendimiento de las características y del comportamiento del yacimiento, para así seleccionar el equipo óptimo tanto en pozo como en superficie.
2. Para la aplicación exitosa de los diferentes métodos y/o técnicas de producción y transporte de aceites pesados, se recomienda, además de ser fundamental, la integración de la información obtenida por la colaboración de distintas áreas y hacer uso de todos los recursos disponibles (humanos, tecnológicos y financieros); logrando además, el máximo beneficio económico de los hidrocarburos.
3. Ante condiciones particulares de producción y transporte para estos hidrocarburos, se recomienda el uso alternado o simultáneo de las técnicas existentes con el objetivo de obtener mayores beneficios al sistema.
4. Se recomienda que tanto México como los otros países petroleros incrementen los proyectos relacionados en crudos pesados, ya que su volumen representa un porcentaje considerable en reservas; aumentando así, el empleo de las diversas técnicas de producción y transporte de los mismos en la práctica con el propósito de obtener mayor experiencia en la aplicación de éstas y en el manejo de los hidrocarburos pesados; y por consiguiente, continuar con el desarrollo de tecnologías innovadoras factibles y rentables para la industria petrolera.
5. Antes de llevar a la realidad cualquier proyecto u operación es recomendable realizar análisis de rentabilidad y de riesgos, pruebas de laboratorio y piloto, así como también apoyarse de simuladores especializados en esta industria para visualizar los diferentes escenarios que pudieran presentarse; ya que al integrar los resultados e interpretaciones obtenidas con estas herramientas pueden predecirse posibles comportamientos tanto en el yacimiento como en las líneas de flujo y en el resto de las instalaciones, evaluar la factibilidad del proyecto y estimar el desempeño de los procesos que pretendan implementarse; logrando así, excelencia en la práctica y evitar gastos de capital innecesarios.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Akbarzadeh K., et. al:** “Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial”, Oilfield review 19 no. 2, Otoño, 2007.
2. **Alboudwarej H., et. al:** “La importancia del petróleo pesado”, Oilfield Review 18 no. 2, Otoño, 2006.
3. **Amin A., et. al:** “Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso”, Oilfield Review 17 no. 1, Verano, 2005.
4. **Argillier J. F., et. al:** “Heavy – Oil Dilution”, artículo SPE 97763, SPE, CANADIAN HEAVY OIL ASSOCIATION, 2005.
5. **Ascencio – Cendejas F., et. al:** “Thermal Design of Wells Producing Highly Viscous Oils in Offshore Fields in the Gulf of Mexico”, artículo SPE 103903, SPE, PEP, Scandpower Petroleum Technology Inc., Septiembre, 2006.
6. **Beltrán P. R.:** “Introducción a la Mecánica de Fluidos”, McGraw-Hill, México, 1990.
7. **Bomba J. G.:** “Offshore Pipeline Transport of Waxy Crude Oils”, artículo SPE 14622, SPE, Enero, 1986.
8. **Brown K. E.:** “Overview of Artificial Lift Systems”, artículo SPE 9979, SPE (AIME), 1982.
9. **Brown E. K., et.al:** “The Technology of Artificial Lift Methods”, Tomo 2b, The Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
10. **Butler R. M.:** “Thermal Recovery of Oil and Bitumen”, Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada, Prentice Hall, New Jersey, 1991.
11. **Carril Naranjo J. E.:** “Explotación de yacimientos de crudos pesados”, Tesis, Ingeniería petrolera, México, D.F., Facultad de Ingeniería, UNAM, Junio, 2006.
12. **Curtis C., et. al:** “Yacimientos de petróleo pesado”, Oilfield Review 14 no. 3, Invierno, 2002/2003.
13. **De Ghetto G., et. al:** “Jet Pump Testing in Italian Heavy Oils”, artículo SPE 27595, SPE, 1994.
14. **Díaz Zertuche H.:** “Apuntes de Bombeo Neumático”
15. **Dunn L. J., et. al:** “Progressing Cavity Pumping System Application in Heavy Oil Production”, artículo SPE 30271, SPE, Centre for Frontier Engineering Research (C – FER), 1995.
16. **EQUIMAVENCA,** “Optimización del MTBF de BCP de Alto Caudal en Campos de Crudo Extra Pesado”, Primer Congreso Internacional de Crudos Pesados, Cámara Petrolera de

- Venezuela – capítulo Monagas, Maturín, Edo. Monagas, 12 y 13 de Febrero, 2008.
Disponible en:
http://www.camarapetrolera.org/eventos/presentaciones_crudos_pesados_2008/12_02_08/eq_uimavenca.pdf
17. **Evans B. L.**: “Increasing Heavy Oil Productio Utilizing Dual String New technology”, artículo SPE 46220, SPE, 1998.
 18. **Fernández B. L.**: “Introducción a la Mecánica de Fluidos”, 2ª edición, Alfaomega, México D.F., 1999.
 19. **Gómez J. A.**: “Apuntes de Producción de pozos I”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1985.
 20. **Hong'en D., et. al.**: “Application of Gas Lift Technology to a High – Water – Cut Heavy – Oil Reservoir in Intercampo Oilfield, Venezuela”, artículo SPE 97370, SPE, Production & Operations, Petrochina Co. Ltd., CNPC America Ltd., Febrero, 2007.
 21. **LIPESA**, “Uso de una nueva generación de reductores permanentes de viscosidad en fase hidrocarburo”, Primer Congreso Internacional de Crudos Pesados, Cámara Petrolera de Venezuela – capítulo Monagas, Maturín, Edo. Monagas, 12 y 13 de Febrero, 2008.
Disponible en:
www.camarapetrolera.org/eventos/presentaciones_crudos_pesados_2008/12_02_08/lipesa.pdf
 22. **Lowe B. W., et. al.**: “Nuevas tácticas para el manejo de la producción”, Oilfield Review, Otoño, 1999.
 23. **Ocanto L., et. al.**: “Progressing Cavity Pump Pattern Recognition in Heavy and Extra – Heavy Oil Cold Production”, artículo SPR 69701, SPE, PDVSA, 2001.
 24. **PEMEX**, “Estrategia para el Manejo y Transporte de Crudo Pesado de los Campos Maloob y Zaap”,
 25. **PEMEX**, Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación, “Presentación: Viscositor – Tecnología para mejorar la calidad del crudo pesado”, Octubre, 2004.
 26. **PEP**, “Las Reservas de Hidrocarburos de México”, 2008.
 27. **Petroquiriquire**, “Proyecto Calentadores de Fondo de Pozo”, Primer Congreso Internacional de rudos Pesados, Cámara Petrolera de Venezuela – capítulo Monagas, Maturín, Edo. Monagas, 12 y 13 de Febrero, 2008. Disponible en:
http://www.camarapetrolera.org/eventos/presentaciones_crudos_pesados_2008/12_02_08/pe_troquiriquire.pdf
 28. **Peysson Y., et. al.**: “Pipeline Lubrication of Heavy Oil: Experimental Investigation of Flow and Restart Problems”, artículo SPE 97764, SPE, Production & Operations, Febrero, 2007.

29. **Ratulowski J., et. al.**: “Flow Assurance and Subsea Productivity: Closing the Loop with Conectivity and Measurements”, artículo SPE 90244, SPE, Schlumberger, 2004.
30. **Referencias en la red:**
 - <http://www.oilproduction.net/00jetpump-litertura.html>
 - <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>
31. **Rodríguez N. R.**: “Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2004.
32. **SCANPOWER**, “OLGA, USER MANUAL, Transient Multiphase Flow Simulator, VERSION 5.0”.
33. **SENER**, “Prospectivas del Mercado de Petróleo Crudo”, 2007.
34. **Szilas A. P.**: “Production and Transport of Oil and Gas”, 2ª edición, Elsevier, Amsterdam, 1986.
35. **Stair Craig D.**: “Artificial Lift Design for the Deepwater Gulf of Mexico”, artículo SPE 48933, SPE, Shell Deepwater Development Inc., 1998.
36. **Stockwell A., et. al.**: “Transoil Technology for Heavy Oil Transportation: Results of Field Trials at Wolf Lake”, artículo SPE 18362, SPE, BP Research Intl., Alberta Energy Co. Ltd, BP Canada Inc., 1988.
37. **Vazquez D. y Mansoori G. A.**: “Análisis of Heavy Organic Deposits”, Department of Chemical Engineering, University of Illinois at Chicago. Disponible en: <http://www.uic.edu/labs/trl/HODAnalysisByUICTRL.pdf>
38. **Visser R. C.**: “Offshore Production of Heavy Oil”, artículo SPE 16606, SPE, Belmar Engineering and Management Services Co., J.P.T., Enero, 1989.
39. **Wang X., et. al.**: “A New Thermal – Insulating Fluid and Its Application in Deepwater – Riser Insulating in the Gulf of Mexico”, artículo SPE 84422, SPE, Production & Facilities, BJ Services Co., Febrero, 2005.