



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**SISTEMAS Y DISPOSITIVOS ESPECIALES PARA LA  
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS PESADOS**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO

**P R E S E N T A N:**

**CHRISTIAN JOSUÉ GARCÍA GÓMEZ  
OSWALDO MARIO OLVERA MARTÍNEZ**

DIRECTOR DE TESIS:

**M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA**



México D.F. Ciudad Universitaria, 2010.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## AGRADECIMIENTOS

---

*Agradecemos de todo corazón a nuestra casa de estudios, la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarnos la oportunidad de obtener una maravillosa carrera a pesar de que no contamos con los recursos económicos para pagar altas colegiaturas. Por brindarnos un desarrollo integral, por darnos los espacios necesarios para estudiar, divertirnos, ejercitarnos, y en general formarnos como personas más humildes, críticas, con un gran amor hacia su país. Por enseñarnos que todas las metas se pueden alcanzar, y que juntos podemos hacer de nuestro país un lugar mejor para todos.*

*A nuestra Facultad de Ingeniería, por darnos las herramientas necesarias para desenvolvemos en la industria, por rodearnos de grandes docentes con el interés de transmitirnos todos sus conocimientos, y hacer de todos los estudiantes grandes ingenieros capaces de resolver las problemáticas presentes, y realizar el desarrollo tecnológico que tanto necesitamos.*

*A nuestro director de tesis el M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda, por compartir con nosotros este sueño, y permitirnos trabajar a su lado durante todo el desarrollo de esta tesis. Por enriquecer nuestro trabajo con sus valiosas opiniones y correcciones. Por darnos la pauta para llegar al final sin dudar de nosotros, sino al contrario impulsándonos para que juntos obtuviéramos grandes resultados.*

*A nuestros sinodales el Ing. Manuel Villamar Viguera, la Dra. Rocío Guadalupe de la Torre Sánchez, el Dr. Sergio Quiñones Cisneros y el Dr. Edgar Ramírez Jaramillo, por su apoyo, comprensión y aportaciones.*

*Al Ing. Leonardo Cruz Espinoza, por brindarnos gran apoyo cuando lo necesitamos, porque es una persona de la que aprendimos mucho, no solo concerniente a los temas de la materia, sino como humano.*

*“Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber”...*

*Albert Einstein (1879-1955).*

**“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”**

---

## AGRADECIMIENTOS

---

***Christian Josué García Gómez.***

Si bien esta tesis ha requerido de un gran esfuerzo y dedicación de parte de los autores y director de tesis, no hubiese sido posible sin la cooperación desinteresada por aquellas personas especiales que me brindaron su apoyo en los momentos donde más los necesite.

Antes de cualquier cosa quiero agradecer a **Dios** y a todos mis **Orishas**, por darme esa fuerza espiritual que necesito para salir adelante y por ponerme en el camino a todas las personas que me han acompañado en el trayecto de mi carrera profesional.

**A mi madre Concepción Gómez**, le agradezco su apoyo, cariño y confianza, que deposito en mí para realizar mis metas. Por demostrarme, que por más que el destino te ponga obstáculos en la vida, siempre tenemos que levantar la cabeza y seguir adelante. Recuerda que este logro es más tuyo que mío, por que no te importo que tan duro era levantarte temprano, y trabajar de lunes a domingo, para poder llevar el pan a la casa, para que yo y mis hermanos cumpliéramos nuestros sueños. Por no haberte rendido a ese trabajo que nunca te ha gustado y que aun así nunca renunciaste, todo para darme lo necesario para que me vieras triunfar. *Gracias mamá por todo lo que me has dado en esta vida.*

**A mi padre Javier García**, si carnal por que eso has sido para mí la mayor parte de mi vida, por que siempre he contado con tu apoyo, comprensión y cariño, en mis momentos de desesperación y angustia.

**A mi padre José Luis García**, por que el poco tiempo que hemos pasado juntos, me has enseñado que nunca me rinda ante la adversidad, y que estés donde estés y estés con quien estés, nunca debemos renunciar a nuestros sueños

**A mi hermana Dulce García**, por siempre contar con tu apoyo y compañía, y que espero que algún día continúes con tu carrera.

**Al amor de mi vida Erika Rojas**, por todo ese amor y comprensión que me das, por darme cada día mas razones para salir adelante, por darme el mejor regalo de esta vida, que es ser papá. Gracias gordita por amarme tanto y por ser uno de mis grandes pilares, sin ti no soy nada.

**A mi abuela Rosario Plasencia Esparza**, por que aunque no estés conmigo en este momento tan importante de mi vida, yo sé que me estás viendo desde el cielo, te lo prometí un día y te lo cumplo hoy.

**A mi tía Elena Orozco**, por todo el apoyo que siempre me has dado, por ser como una segunda madre para mi, y por siempre darme el consejo adecuado en las decisiones importantes de mi vida.

---

## AGRADECIMIENTOS

---

**A mis primos Víctor, Guillermo y Moises Sanchez Orozco**, por ser mis mentores en mi carrera profesional, en especial a ti chaparro por siempre ser el que me guio en la mayor parte de mi carrera.

**A mis suegros Otilia Rojas y Joel Ordoñez**, por todos esos ánimos que me dieron, por darme la oportunidad de ser parte de su familia, así como todo el apoyo que me han brindado todo este tiempo.

**A mis padrinos Rafael Morales y su esposa Lidia, Javier Hernández y su esposa Elena**, por todo ese apoyo que nos brindaron a mí y a toda mi familia en los momentos más difíciles.

**A mis cuñados Alejandra y Yuriel “Pinocho”, al Sr. Ángel Rojas**, por convertirse en parte de mi familia y por brindarme todo su apoyo.

**A mi compañero de tesis y mi gran amigo Oswaldo Olvera**, por compartir este sueño conmigo, por brindarme su amistad, y por animarme en los momentos de desesperación a largo de este trabajo.

**A mi amigo Erik Cruz Venegas**, por todas esos momentos que hemos compartido juntos, desde la prepa, que se que siempre cuento contigo en las buenas y más en las malas. Por que los verdaderos amigos son para toda la vida.

**A mi hijo(a) que viene en camino, así como a mis sobrinos Javier, Cristal y Naomi**, les dedico esta tesis, esperando que algún día me tomen como uno de sus ejemplos a seguir.

**Al Ing. Francisco Pulido Castañeda y a su equipo de trabajo en el IMP**, por todos los buenos consejos, y todo el apoyo que me brindaron cuando realice mi servicio social en el *Instituto Mexicano del Petróleo*.

A todos los amigos que Dios me ha puesto en mi camino: Juan Carlos “Chiky”, Crispín Samano, Jorge Núñez, Aldo Romero “Pato”, Ángel Chávez Jaramillo, Emanuel Arjona “Pana”, Jaime López “Jimmy”, Edgar Hernández “El Chata”, David Ensastiga “Huesos”, Norberto Briones, Francisco Villegas, Armandito, Wicho, Fabis, Mañanitas, Emilio, Don Omar, Eder, Musa, Adrian “Chino”, Rubén Mejía “Pedote”, Dianita, Edgar “Snof”, Raúl Ortiz Salgado, Víctor “Pin pon”, Maloy, Azucena Chavira, gracias por todos esos momentos que compartimos juntos.

---

## AGRADECIMIENTOS

---

### **Oswaldo Mario Olvera Martínez**

*Gracias Dios por ser mi torre fuerte, mi socorro, y fuente de vida, porque solo gracias a ti se concluyó satisfactoriamente este trabajo. Gracias por haberme permitido pasar una experiencia tan maravillosa como ha sido el estudiar y concluir mi carrera, por darme unos padres tan amorosos, comprensivos, fuertes, llenos de sabiduría. Por rodearme de gente tan maravillosa a lo largo de mi vida, de la cual he aprendido grandes lecciones. Solo a ti ofrezco todo este trabajo, todo el esfuerzo puesto, porque tú eres el único y verdadero Dios.*

*Gracias papás Mario Olvera y Juanita Martínez, a ustedes que con tanto amor, esfuerzo, dedicación, comprensión, me han apoyado a lo largo de mi vida, porque sin ustedes no habría logrado alcanzar un sueño tan anhelado, por ese consejo cuando lo necesitaba, por su hombro cuando sentía no poder más, por reír conmigo, por consolarme, por estar conmigo incondicionalmente. Les doy muchas gracias por darme un futuro mejor, porque aún el dinero no puede comprar lo que ustedes consiguieron para mí, y para todos sus hijos. A ti mamá te doy las gracias por todo el amor que has demostrado tener, eres un ejemplo del amor de Dios, el cual a muchos nos es difícil entender, tu lo has dejado todo por tus hijos, por tu familia, gracias, mil gracias por todo tu esfuerzo. A ti papá te doy las gracias por hacer de mi una persona pensante, crítica, y porque también lo has dejado todo por apoyarnos, y nos has guiado por el camino de la sabiduría, mil gracias. Padres, han sido mi motivación, mi guía, me han dado tantas cosas, ante todo amor, que no acabaría de darles las gracias nunca, de todo corazón ¡los amo y siempre los amaré por igual!*

*A mis hermanos, Mari, Lizbeth y Osmar, porque hemos vivido tantas cosas maravillosas, que sería imposible no haber aprendido algo de ustedes, somos compañeros, amigos, hermanos, los amo y admiro mucho, siempre estarán en mi corazón, siempre estaré ahí para ustedes, para apoyarlos así como ustedes me han apoyado, se que siempre veremos por el bienestar de la familia, y sé que nunca nos rendiremos en nada, porque estaremos juntos para impulsarnos mutuamente.*

*A mis primos David González y Néstor Camargo, por ser ante todo mis mejores amigos, por compartir conmigo sus sueños, alegrías y tristezas. Son las personas con que mejor he congeniado, les tengo mucha confianza y aprecio, tengo fe en Dios de que lograrán conseguir los anhelos de su corazón, y nunca olviden de donde hemos salido, seamos ejemplo de esfuerzo, amor, humildad, y carácter.*

*A toda mi familia, a mi tío Felipe, porque colaboraste en gran medida para que mi papa fuera como es, a mis tíos David González y Soledad Martínez, porque nos han tenido mucho amor, y porque sin pensarlo abrieron sus brazos para apoyarme, me trataron como un hijo más y de todo corazón se los agradezco. También a mis tíos Isabel, Ema, Nicolás, Luis, Elena, porque siempre han visto por mi familia, los quiero mucho.*

---

## AGRADECIMIENTOS

---

*A todos mis primos, Lino, Dulce, Edgar, Armando, Jazmín, Gema, Zu ling, Itzel, porque he pasado grandes momentos junto a ustedes. Sé que la vida nos ha preparado grandes cosas así que nunca dejen de esforzarse por lo que quieren.*

*Le doy gracias a tres personas que aparecieron en mi vida en estos últimos años, que me han llenado de alegría, amor, apoyo, fuerza, y motivación, Karin, Brenda y Leonor, les doy las gracias por tratarme como de la familia, he pasado de los momentos más maravillosos en compañía de ustedes. Karin gracias por estar conmigo, por darme tu apoyo incondicional, porque siempre me has levantado el ánimo y nunca has dudado de mí, te doy las gracias por iluminar mi vida con tanto amor, por no dejarme ni en los momentos más difíciles, y por hacerme completamente feliz.*

*A Christian García, porque hicimos un gran equipo, y porque fue muy grato el hacer esta tesis con un gran amigo, también le agradezco a tu esposa Erika y su mama, por tratarme tan bien, por apoyarnos durante todo este trayecto, son una gran familia.*

*Son tantas las personas a las que me gustaría agradecerles específicamente, los mencionaré, pero deben saber que hay más, y que a todos los estimo de gran manera. En general le doy gracias a toda mi familia, abuelitos, tíos, primos, porque si ahora tengo esta personalidad es gracias a ustedes, así como a todos mis amigos, Alberto Fuentes, Gaby Lucio, Deaneb Prado, Jenny Belmont, Fernanda Gutiérrez, Miguel Reyes, Alberto Lira, Crispín Sámano, Jaime López, Edgar Hernández, Adrian, Israel, Ricardo Tun, Ricardo Briseño, Ángel Chávez, Isaura, Stephany Lozada, Beatriz Jiménez, Mariana Barrera, Sergio Ayvar, José Luis López, Carolina Loperena, Elsa, Dalia Martínez, Marisol Cuevas, Nallely López, Noé Muñoz, César Galindo, César Gandulay, José Parrales, Marco Ramírez, Claudia Martelo, Jorge Núñez, Aldo Romero, Adán Tello, Bruno Monroy, Nayeli Ortiz, Rosa Vulpes, Rubén Mejía, Víctor López, Kuri, Iván Atilano, Fabiola Vivas, Emmanuel, Guillermo Hernández, Norberto Briones, Juan Carlos, José Porras, Miguel Nica, Carlos Mata, Milton, Javier, Raúl, a todos les agradezco muchísimo el haber compartido tantos momentos conmigo, aunque sé que me desaparezco, espero seguir teniendo contacto con todos ustedes, y les deseo lo mejor.*

*Seamos el cambio, demostremos que es posible salir adelante como país, hagamos siempre nuestro mayor esfuerzo, estemos sonrientes siempre, compartamos el amor que Dios nos da, ¡seamos felices! Por un mundo mejor cambiemos nuestra forma de actuar, seamos verdaderos, unidos, comprensivos, empáticos, lo deseo de todo corazón y sé que no soy el único.*

---

AGRADECIMIENTOS



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

- Presidente ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
- Vocal M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA
- Secretario DRA. ROCIO GUADALUPE DE LA TORRE SANCHEZ
- 1o. suplente DR. SERGIO QUIÑONES CISNEROS
- 2o. suplente DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

No. CUENTA	NOMBRE	CARRERA
30111976-8	GARCIA GOMEZ CHRISTIAN JOSUE	INGENIERO PETROLERO
09817003-6	OLVERA MARTINEZ OSWALDO MARIO	INGENIERO PETROLERO

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado . Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 11 de Junio de 2010.

EL DIRECTOR  
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda



<b>Índice</b>	<b>Página</b>
Lista de figuras.	v
Lista de graficas.	viii
Lista de tablas.	ix
<b>Introducción.</b>	<b>I</b>
<b>Capítulo I. Conceptos fundamentales.</b>	<b>1</b>
1.1. Clasificación de los hidrocarburos.	1
1.2. Crudo pesado, extra pesado y bitumen.	3
1.2.1. Importancia del crudo pesado.	5
1.2.2. Situación actual en México.	7
1.2.3. Reservas Probadas, Probables y Posibles de México.	8
1.2.4. Panorama de la producción de hidrocarburos en México.	9
1.3. Sistema integral de producción y principales accesorios instalados en pozos terrestres y costa afuera.	11
1.3.1. Sistema integral de producción (SIP).	12
1.3.1.1. Componentes básicos del SIP.	13
1.3.1.2. Principales accesorios utilizados en instalaciones terrestres y costa afuera.	14
1.4. Productividad de yacimientos.	24
1.4.1. Regímenes de flujo.	25
1.4.2. Comportamiento de afluencia.	28
1.5. Predicción de la viscosidad en aceites pesados.	32
REFERENCIAS	35
<b>Capítulo II. Problemática en la producción de hidrocarburos pesados.</b>	<b>36</b>
2.1. Muestreo y caracterización de los fluidos.	39
2.1.1. Muestreo de los fluidos.	39
2.1.2. Mediciones PVT.	41
2.1.3. Análisis especiales para el aseguramiento de flujo.	41
2.1.4. Caracterización del fluido.	42
2.2. Impactos provocados por el agua producida.	43
2.2.1. Hidratos de gas.	45
2.2.2. Curva de formación de los hidratos de gas.	46
2.2.3. Inhibidores de hidratos.	46
2.2.4. Estrategias de mitigación de hidratos.	50
2.3. Precipitación de ceras.	54
2.3.1. Fenómenos de cristalización de parafinas.	56
2.3.2. Mecanismos de depósito de las ceras.	57
2.3.3. Estrategias de mitigación de las ceras.	60
2.4. Precipitación de asfaltenos.	61
2.4.1. Factores que afectan la precipitación de asfaltenos.	65
2.4.2. Agregación y depósito de los asfaltenos.	73

---

2.4.3. Dispersantes de asfaltenos.	78
2.4.4. Uso de parafinas como inhibidores de la precipitación de asfaltenos.	78
2.4.5. Métodos de prevención del depósito de asfaltenos.	79
2.5. Baja productividad en pozos de crudos pesados.	80
2.5.1. Resultado de la deposición de parafinas y asfaltenos en el yacimiento.	81
2.5.2. Resultado de la deposición de parafinas y asfaltenos en la TP.	82
2.5.3. Resultado de una alta viscosidad del crudo.	84
2.6. Métodos de producción de hidrocarburos pesados.	85
REFERENCIAS	86
<b>Capítulo III. Calentamiento eléctrico de pozos.</b>	<b>87</b>
3.1. Herramientas de corriente de baja frecuencia.	88
3.1.1. Herramientas de baja frecuencia tipo 1.	91
3.1.2. Herramientas de baja frecuencia tipo 2.	92
3.1.2.1. Cables calentadores.	93
3.1.2.2. Sistema calentador de tubería.	99
3.1.2.3. Selección de cables y sugerencias de instalación.	103
3.1.2.4. Consejos de instalación.	105
3.1.2.5. Terminal superficial.	105
3.1.2.6. Controladores.	106
3.2. Herramientas de calentamiento por inducción.	106
3.2.1. Herramientas de corriente de alta frecuencia.	107
3.2.2. Herramientas de corriente de frecuencia variable.	108
3.3. Herramientas de vibraciones ultrasónicas.	110
3.3.1. Investigaciones hechas acerca de las vibraciones ultrasónicas.	111
3.3.2. Efectos principales de las ondas ultrasónicas.	112
3.3.3. Mecanismos de producción del aceite.	113
REFERENCIAS	115
<b>Capítulo IV. Producción en frío y nuevas tecnologías.</b>	<b>116</b>
4.1. Producción en frío de hidrocarburos pesados con arenas (CHOPS).	116
4.1.1. Reseña histórica de la CHOPS.	117
4.1.2. Descripción de la CHOPS.	117
4.1.3. Comportamiento típico de los pozos de CHOPS.	119
4.1.4. Fuentes de energía y esfuerzos.	121
4.2. Inyección de diluyentes para reducir la viscosidad de aceites pesados.	121
4.2.1. Descripción de la inyección de diluyentes.	122
4.2.2. Inyección de diluyente con BEC, BCP y BM.	124
4.2.3. Aplicación en campos de hidrocarburos pesados.	127
4.2.3.1. Descripción del Yacimiento.	128
4.2.3.2. Ventajas de la implementación del sistema.	128
4.3. Desplazamiento por Vibración Armónica en el fondo del pozo (DHVOS).	129
4.3.1. Teoría del Mecanismo.	130
4.3.2. Resultados de las Pruebas en el campo Liaohe.	130
4.3.3. Resultado de las pruebas en el yacimiento Huabei.	131

---

4.3.4. Resultados de las Pruebas en el campo Shengli.	132
4.4. Nuevas tecnologías en desarrollo.	133
4.4.1. Acondicionamiento del flujo en el fondo del pozo.	133
4.4.2. Inyección cíclica de vapor (CSS).	135
4.4.3. Drenaje por gravedad asistida por vapor (SAGD).	136
4.4.4. Extracción de petróleo crudo asistida por vapor (VAPEX).	137
4.4.5. Procesos híbridos de disolvente y vapor.	138
4.4.6. Mejoramiento in-situ.	138
REFERENCIAS	139
<b>Capítulo V. Sistemas Artificiales de Producción aplicados en hidrocarburos pesados.</b>	<b>140</b>
5.1. Sistemas Artificiales de Producción.	141
5.1.1. Bombeo mecánico.	142
5.1.2. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).	143
5.1.3. Bombeo hidráulico.	145
5.1.4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC).	146
5.1.5. Bombeo neumático.	148
5.2. Producción de hidrocarburos pesados con SAP.	150
5.3. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) aplicado en hidrocarburos pesados.	151
5.3.1. Principio de funcionamiento.	152
5.3.2. Requerimientos de Torque y Potencia.	154
5.3.3. Componentes de un sistema BCP.	155
5.3.3.1. Equipo superficial.	155
5.3.3.2. Equipo subsuperficial.	159
5.3.4. Aplicación del sistema BCP en un campo de hidrocarburos pesados.	166
5.3.4.1. Descripción del Yacimiento.	167
5.3.4.2. Diseño de la Transmisión de la BCP convencional.	168
5.3.4.3. Prueba de la BCP no convencional.	169
5.3.4.4. Ventajas del uso de un sistema BCP impulsado no convencional.	171
5.4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) aplicado en hidrocarburos pesados.	171
5.4.1. Principio de funcionamiento y componentes del BEC.	172
5.4.1.1. Equipo subsuperficial.	173
5.4.1.2. Equipo superficial.	180
5.4.2. Aplicación del sistema BEC para la producción de hidrocarburos pesados.	183
5.4.2.1. Descripción del yacimiento.	183
5.4.2.2. Terminaciones y tipos de pozos.	184
5.4.2.3. Descripción general de la aplicación de BEC.	184
5.4.2.4. Resultados obtenidos en la aplicación del BEC.	185
5.4.2.5. Beneficios obtenidos por la aplicación del sistema BEC.	186
REFERENCIAS	187
<b>CAPITULO VI. Evaluación de un caso de estudio con el simulador OLGA.</b>	<b>188</b>
6.1. Flujo multifásico en tuberías.	188
6.1.1. Principales propiedades de los fluidos que afectan el flujo multifásico en tuberías.	189

---

## ÍNDICE

---

6.1.2. Modelos para flujo multifásico.	191
6.1.3. Simulación en régimen transitorio.	197
6.1.3.1. Programas de cómputo para simulación de flujo multifásico.	198
6.2. Simulador OLGA.	199
6.2.1. Aplicación de OLGA.	200
6.2.2. Simulación de pozos con OLGA.	201
6.2.3. Seguimiento de tapones.	203
6.2.4. Limitaciones de OLGA.	204
6.3. Caso de estudio con el simulador OLGA.	205
6.3.1. Características del modelo usado.	205
6.3.2. Diseño del modelo con OLGA.	208
6.3.3. Simulación de los diferentes escenarios.	211
6.3.3.1. Simulación del flujo natural del pozo 1.	212
6.3.3.2. Simulación del calentamiento eléctrico del pozo.	213
6.3.3.3. Simulación del Bombeo electrocentrífugo sumergido.	217
6.3.3.4. Simulación del BEC asistido con inyección de diluyente.	222
6.3.3.5. Análisis de los resultados obtenidos y conclusiones de la simulación.	226
REFERENCIAS	229
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	230
Conclusiones.	230
Recomendaciones.	232
<b>BIBLIOGRAFIA.</b>	234

<b>Figura</b>	<b>Página</b>
Figura 1.1. Área del Golfo de México comprendida por aguas profundas.	11
Figura 1.2. Diagrama esquemático de un sistema integral de producción.	12
Figura 1.3. Imagen esquemática de la TP, TR y empacador instalados en el pozo.	14
Figura 1.4. Conductores o Risers marinos.	15
Figura 1.5. Cabezal de producción.	16
Figura 1.6. Árbol submarino.	16
Figura 1.7. Ejemplos de un niple asiento y un niple selectivo.	17
Figura 1.8. Válvula de seguridad.	18
Figura 1.9. Esquema de un manifold submarino.	19
Figura 1.10. Esquemas de los deslizables PLEM y PLET	20
Figura 1.11. Puentes.	21
Figura 1.12. Templete.	21
Figura 1.13. Sistemas de separación, por segregación y por ciclón.	22
Figura 1.14. Coalescente electrostático.	22
Figura 1.15. Sistema de separación VASPS.	23
Figura 1.16. Compresor submarino WGC.	23
Figura 1.17. Impulsor submarino de líquido.	24
Figura 1.18. Esquema del flujo radial en un yacimiento.	26
(a) vista lateral.	
(b) vista superior.	
Figura 1.19. Esquema de un yacimiento con una frontera con presión constante.	27
Figura 1.20. Esquema de un yacimiento con fronteras cerradas, o sin flujo.	28
Figura 2.1. Fenómeno de Agregación de Asfaltenos.	74
1) Asfaltenos en estado coloidal, peptizados por resinas.	
2) Después de inyectar un solvente ionizador (representado por el color gris), las resinas abandonan a los asfaltenos.	
3) Si en su recorrido dos asfaltenos hacen contacto en áreas libres de resina, entonces quedan pegados formando cúmulos.	
4) Cuando el tamaño de los cúmulos aumenta se vuelven menos difusivos y pesados, y tienden a depositarse en el fondo.	
Figura 2.2. (a). Composición del petróleo a nivel microscópico. Las líneas verdes representan parafinas pesadas, las azules aromáticos, las elipses rojas representan resinas, las elipses negras las moléculas de asfaltenos, y la matriz amarilla los componentes ligeros. (b) Fenómeno de agregación coloidal debido al incremento en la concentración de un solvente polar miscible (aromático)..	75
Figura 2.3. (a) Floculación y precipitación de asfaltenos debido a la adición de un solvente miscible no polar (parafina). (b) Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas. Figura 2.6. Migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia del potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas. Esto origina un potencial de agregación entre los asfaltenos.	76
Figura 2.4. (a) Migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia del potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas. Esto origina un potencial de agregación entre los asfaltenos. (b) Floculación y precipitación de asfaltenos.	77

## Lista de figuras

---

Figura 2.5. Deposición electrocinética	77
Figura 3.1. Sistema de calentador de tubería en un pozo vertical, y su perfil de temperatura.	89
Figura 3.2. Sistema de calentamiento del yacimiento por bloques.	90
Figura 3.3. Calentamiento eléctrico de baja frecuencia de un pozo vertical.	92
Figura 3.4. Configuración del calentamiento eléctrico de baja frecuencia en un pozo horizontal.	93
Figura 3.5. Sistema de calentamiento con cable de aislamiento mineral.	94
Figura 3.6. Componentes de cables.	94
a) Cable DHSX.	
b) Cable MI.	
c) Cable STSi.	
Figura 3.7. Vista lateral de un cable calentador MI de tipo D.	96
Figura 3.8. Sistema de calentamiento PetroTrace MI.	97
Figura 3.9. Instalación típica de un calentador de fondo del pozo.	99
Figura 3.10. a) Cuerpo del calentador de tubería.	100
b) Conexiones de un calentador de tubería.	
Figura 3.11. a) Sección transversal del calentador de tubería	101
b) Configuración típica de un calentador de tubería.	
Figura 3.12. Sistema DHT siendo probado en superficie.	102
Figura 3.13. Espaciadores de tuberías.	106
Figura 3.14. Bobina y campo magnético generado al circular la corriente.	108
Figura 3.15. Sistema de calentamiento por inducción en un pozo vertical.	110
Figura 4.1. Diagrama de un pozo con CHOPS.	118
Figura 4.2. Esquema de CHOPS con 2 pozos.	121
Figura 4.3. Figura esquemática de la aplicación de la inyección de diluyente en el espacio anular, en pozos verticales y horizontales.	124
Figura 4.4. a) Cables con capilar para la inyección de diluyente.	125
b) Arreglo de cables y tubería para la inyección de diluyente con BEC.	
Figura 4.6. a) BM con inyección de diluyente en el espacio anular.	126
b) BM con inyección con tubo capilar a la entrada de la bomba.	
Figura 4.6. Configuración de una BCP para la inyección de crudos pesados.	127
Figura 4.7. Sistema RhEPS desarrollado por Innovative Engineering System Ltd.	135
Figura 4.8. Proceso de la inyección cíclica de vapor.	136
Figura 4.9. Arreglo de los pozos en el sistema SAGD.	137
Figura 4.10. Proceso de desplazamiento VAPEX.	138
Figura 5.1. Diagrama del Bombeo Mecánico.	142
Figura 5.2. Diagrama del Bombeo en Cavidades Progresivas.	144
Figura 5.3. Diagrama del Bombeo Hidráulico.	145
Figura 5.4. Diagrama del BEC.	147
Figura 5.5. Diagrama Bombeo neumático.	148
Figura 5.6. Vista lateral del estator y rotor.	152
Figura 5.7. Geometría y parámetros del estator y rotor.	153
Figura 5.8. Interferencia entre rotor-estator.	154
Figura 5.9. Equipo superficial del sistema BCP.	156
Figura 5.10. Tipos de cabezal de rotación.	156
Figura 5.11. Ubicación del estopero en el equipo superficial.	157

---

Figura 5.12. Diagrama de las poleas del sistema.	158
Figura 5.13. Diagrama del equipo subsuperficial del BCP.	160
Figura 5.14. Geometrías formadas por el rotor y estator.	161
Figura 5.15. Geómetras de la BCP.	161
Figura 5.16. Vista lateral y frontal del niple asiento.	165
Figura 5.17. Ancla antitorque.	165
Figura 5.18. Localización del campo Cerro Negro.	166
Figura 5.19. Diagrama de BCP instalado en Cerro Negro.	168
Figura 5.20. Diagrama esquemático del BCP implementado.	169
Figura 5.21. Configuración típica de un sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible.	172
Figura 5.22. Sección transversal del motor.	173
Figura 5.23. Laminaciones internas en el núcleo del estator.	173
Figura 5.24. Segmento en corte del rotor.	174
Figura 5.25. Combinaciones tándem.	175
Figura 5.26. Partes del protector de BEC.	176
Figura 5.27. Separador de gas.	177
Figura 5.28. Impulsor y Difusor de la bomba.	178
Figura 5.29. Movimiento del fluido a través de las etapas internas de la bomba.	179
Figura 5.30. Cable de Potencia Trifásico.	179
Figura 5.31. Componentes internos del cable.	180
Figura 5.32. Equipo superficial del BEC.	180
Figura 5.33. Transformador en la superficie.	181
Figura 5.34. Variador de frecuencia.	181
Figura 5.35. Caja de Venteo.	182
Figura 5.36. Cabezal del Pozo para BEC.	182
Figura 5.37. Ubicación del campo Urdaneta.	183
Figura 5.38. Diagrama del desarenador instalado.	185
Figura 6.1. Flujo multifásico en tuberías.	189
Figura 6.2. Patrones de flujo en tuberías verticales reconocidos por el simulador OLGA.	190
Figura 6.3. Patrones de flujo en tuberías horizontales reconocidos por el simulador OLGA.	190
Figura 6.4. Áreas de flujo en el sistema integral de producción.	191
Figura 6.5. Flujo critico en estranguladores.	194
Figura 6.7. Discretización de las tuberías.	197
Figura 6.8. Aplicación de OLGA en proyectos de explotación de aceite.	200
Figura 6.9. OLGA en la simulación de flujo en ductos.	200
Figura 6.10. OLGA en equipos de proceso.	201
Figura 6.11. Vista en 3D de un pozo diseñado en OLGA.	201
Figura 6.13. Comparación de OLGA con otros simuladores en simulación de pozos costa fuera.	203
Figura 6.14. Seguimiento de tapones.	203
Figura 6.15. Formación de tapones en líneas de flujo.	204
Figura 6.16. Paredes del pozo.	210
Figura 6.17. Diagrama base utilizado en la simulación.	212

<b>Grafica</b>	<b>Página</b>
Gráfica 1.1. Comportamiento de los grados API en función de la densidad relativa.	6
Gráfica 1.2. Total de reservas de petróleo en el mundo.	9
Gráfica 1.3. Composición de las reservas 3P de crudo de PEMEX.	11
Gráfica 1.4. Curva de IPR típica de un yacimiento con $p_y > p_b$ y con $p_y < p_b$ .	31
Gráfica 1.5. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.	33
Gráfica 2.1. Curva típica con la región de formación de hidratos.	47
Gráfica 2.2. Curva de los hidratos de gas con diferentes cantidades de metanol.	48
Gráfica 2.3. Curvas de hidratos de gas con diferentes concentraciones de sal.	49
Gráfica 2.4. Dependencia a la presión de la solubilidad de los asfaltenos en el aceite.	63
Gráfica 2.5. Efecto del número de carbonos del disolvente sobre los insolubles para el residuo atmosférico del aceite crudo Árabe Ligero.	69
Grafica 2.6. Contenido de asfaltenos en función del tiempo de contacto.	70
Grafica 2.7. Contenido de asfaltenos en diferentes crudos.	72
Gráfica 2.8. Efectos de la alteración a la permeabilidad.	82
Gráfica 2.9. Efecto del aumento del diámetro de la TP en el gasto de producción.	83
Gráfica 2.10. Condiciones de flujo inestable, y variación de gasto debido a una variación de diámetro de la TP.	83
Gráfica 2.11. Efecto de la viscosidad en el gasto de producción.	84
Grafica 4.1. Grafica para la selección de CHOPS.	120
Gráfica 4.2. Comportamiento de la producción y los cortes de agua con respecto al tiempo de producción.	131
Gráfica 4.3. Prueba realizada en el campo Huabei.	132
Grafica 4.4. Efecto de la viscosidad en la recuperación de aceite.	133
Gráfica 5.1. Producción contra frecuencia, en el pozo CIB-0257.	170
Grafica 5.2. Grafica de parámetros de medición contra frecuencia.	170
Grafica 6.1. Perfil del pozo 1.	206
Grafica 6.2. Perfil de la línea de descarga.	206
Grafica 6.3. Comportamiento de la densidad del líquido y el gas, con respecto a la presión y temperatura.	208
Grafica 6.4. Comportamiento de la densidad de la viscosidad y el gas, con respecto a la presión y temperatura.	208
Gráfica 6.5. Gasto de producción contra tiempo, del pozo 1.	212
Gráfica 6.6. Perfil de temperatura del pozo 1 con calentamiento eléctrico.	213
Gráfica 6.7. Comportamiento de la viscosidad a lo largo de la tubería con calentamiento eléctrico.	213
Gráfica 6.8. Comportamiento de la densidad a lo largo de la tubería con calentamiento eléctrico.	214
Gráfica 6.9. Gasto de producción del pozo 1 contra tiempo, en la plataforma con calentamiento eléctrico.	214
Gráfica 6.10. Patrones de flujo presentes en el sistema con calentamiento eléctrico.	215
Gráfica 6.11. Comportamiento del colgamiento a lo largo de la tubería con calentamiento eléctrico.	215
Gráfica 6.12. Número de baches con respecto al tiempo con calentamiento eléctrico.	216
Gráfica 6.13. Total de baches formados en el sistema a las 24 horas de simulación con calentamiento eléctrico.	216



Gráfica 6.14. Perfil de presión a lo largo del sistema con calentamiento eléctrico.	217
Gráfica 6.15. Perfil de presión a lo largo de la tubería con BEC.	218
Gráfica 6.16. Comportamiento de la densidad a lo largo de la tubería con BEC.	218
Gráfica 6.17. Perfil de temperatura en el sistema con BEC.	219
Gráfica 6.18. Comportamiento de la viscosidad a lo largo de la tubería con BEC.	219
Gráfica 6.19. Gasto de producción del pozo 1 contra tiempo, en la plataforma con BEC.	220
Gráfica 6.20. Patrones de flujo presentes en el sistema con BEC.	220
Gráfica 6.21. Variación del colgamiento a lo largo de la tubería con BEC.	221
Gráfica 6.22. Número de baches presentes en el sistema contra el tiempo con BEC.	221
Gráfica 6.23. Número de baches formados en el sistema después de 24 horas con BEC.	222
Gráfica 6.24. Perfil de presión en el sistema con BEC asistido con diluyente.	222
Gráfica 6.25. Comportamiento de la densidad en el sistema con BEC asistido con diluyente.	223
Gráfica 6.26. Comportamiento de la viscosidad en el sistema con BEC asistido con diluyente.	223
Gráfica 6.27. Patrones de flujo presentes en el sistema con BEC asistido con diluyente.	224
Gráfica 6.28. Variación del colgamiento a lo largo de la tubería con BEC asistido con diluyente.	224
Gráfica 6.29. Gasto de producción en la plataforma contra el tiempo con BEC asistido con diluyente.	225
Gráfica 6.30. Número de baches formados a través del tiempo con BEC asistido con diluyente.	225
Gráfica 6.31. Acercamiento a la gráfica 6.30.	226
Gráfica 6.32. Total de baches formados en el sistema, después de 24 horas con BEC asistido con diluyente.	226
Gráfica 6.33. Comparación de los gastos de producción obtenidos en la simulación.	227

<b>Tabla</b>	<b>Página</b>
Tabla 1.1. Clasificación de los crudos dependiendo de sus grados API.	2
Tabla 1.2. Clasificación del petróleo crudo de exportación de PEMEX.	3
Tabla 1.3. Clasificación de crudos por diagrama de fases.	4
Tabla 1.4. Tipos de umbilicales.	20
Tabla 2.1. Métodos estándar para la precipitación de asfaltenos.	68
Tabla 3.1. Ventajas de los cables calentadores en comparación con distintos métodos de remediación de problemas, asociados a la producción de hidrocarburos pesados.	95
Tabla 3.2. Configuración de los cables MI.	96
Tabla 4.1. Propiedades del yacimiento Cerro Negro.	128
Tabla 5.1. Varillas API para BCP.	164
Tabla 5.2. Características del yacimiento en Cerro Negro.	167
Tabla 5.3. Rangos de operación para motor de la serie-540.	175
Tabla 5.4. Datos típicos de un pozo en el campo Urdaneta 01.	183
Tabla 6.1. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales.	193
Tabla 6.2. Constantes de las correlaciones para flujo en estranguladores.	195
Tabla 6.3. Ayuda de toma de decisiones con OLGA.	202
Tabla 6.4. Características del yacimiento 1.	207
Tabla 6.5. Composición del fluido en porcentaje mol.	209
Tabla 6.6. Configuración de la línea de descarga y aparejo de fondo en OLGA.	209
Tabla 6.7. Propiedades de los materiales del pozo 1.	210
Tabla 6.8. Aproximación de la formación.	211
Tabla 6.9. Configuración de los accesorios.	211

## Introducción

El petróleo crudo y las fracciones que provienen de él, están conformados por moléculas que son denominadas hidrocarburos, los cuales son compuestos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes. El petróleo puede ser clasificado de diferentes formas, ya sea por sus propiedades físicas o por las estructuras químicas de sus constituyentes, aunque la clasificación más aceptable es la que se basa en la densidad de la mezcla, medida en grados API. Con base en esta propiedad, el petróleo puede ser clasificado en Super ligero ( $>39$  °API), Ligero (31.1-39 °API), Medio (22.3-31.1 °API), Pesado (10-22.3 °API) y Extrapesado ( $<10$  °API)<sup>1</sup>. Los crudos pesados son recursos de hidrocarburos no convencionales, mismos que son un gran reto para la ingeniería petrolera, debido a que tienen características que dificultan en gran manera su extracción, como es la alta viscosidad que presentan, así como su baja densidad API, aunado a esto, normalmente están asociados a formaciones con bajas presiones y temperaturas. La industria en los últimos años ha comenzado a mostrar más interés en este tipo de recursos, debido a que las reservas mundiales en su mayor parte son de este tipo de hidrocarburos, además, los yacimientos de hidrocarburos ligeros cada vez son más difíciles de explotar, debido a la dificultad que representa el encontrar y acceder a este tipo de reservas.

Países como Canadá y Venezuela, han desarrollado métodos de explotación que son rentables, y dependiendo de las características presentes en cada pozo, han implementado métodos de producción en frío, y térmicos, con los cuales logran llevar los hidrocarburos hasta la superficie, a pesar de los problemas presentes para poder extraerlos. Recientemente, Brasil ha conseguido poner en producción un campo, Siri, con hidrocarburos pesados en aguas profundas<sup>2</sup>, lo que es una muestra de los grandes adelantos presentes en algunos países, de los que sin duda se debe aprender dichas experiencias, para así enriquecer nuestros conocimientos y poder desarrollar nuestras propias alternativas, para las condiciones presentes en los yacimientos de México.

En el caso de México, poco más del 50% de sus reservas son de hidrocarburos pesados, de donde surge el interés por conocer con más detalle los problemas asociados a la producción de este tipo de reservas, así como las soluciones posibles a las mismas. Por lo tanto es de vital importancia tener conocimiento de todos los conceptos relacionados, como es el entendimiento del Sistema Integral de Producción, así como de los equipos y accesorios que son instalados a lo largo del mismo, en el caso de instalaciones terrestres y costa fuera, para la óptima explotación de los hidrocarburos, además de los problemas presentes en el sistema debido a la composición del fluido.

La problemática presente en la producción de hidrocarburos pesados, se debe a sus propiedades, aunado a que pueden ser encontrados en ambientes que dificulten más su producción, como es el caso de yacimientos costa fuera. Existe un concepto ampliamente difundido en la industria petrolera, el cual es conocido como aseguramiento de flujo, en el cual se contemplan los posibles riesgos de obstrucción al flujo, a lo largo del transporte de los hidrocarburos, desde los disparos, hasta las instalaciones de almacenamiento. Muchos de estos problemas están asociados con la precipitación y deposición de algunos compuestos típicos en los crudos pesados, como son las parafinas y los asfaltenos. Dichos compuestos ocasionan problemas de obstrucción al flujo en algún punto en el sistema, debido a que cuando atraviesan por la etapa de producción, al ser sometidos a cambios de temperatura y presión, pierden su estabilidad por lo que precipitan y se depositan, ocasionando taponamientos y en general restricciones al flujo en alguna parte del sistema integral de producción. Cuando existe la producción de agua, al estar en un sistema multifásico, con la presencia de gas, bajas temperaturas y altas presiones, se propicia la deposición de hidratos, los cuales son compuestos de gas encerrados en estructuras de hielo. Las posibles soluciones a estos problemas están en el conocimiento de las propiedades de dichos componentes, por lo que se pueden aplicar desde aislamientos térmicos, hasta inyección de químicos que retrasen su aparición.

La producción de hidrocarburos pesados, ya sea en tierra o costa fuera, puede ser optimizada mediante alguno de los siguientes sistemas de producción: térmicos y convencionales, también llamados de producción en frío. Para la producción térmica, existen dispositivos que son económicamente rentables, debido a que no se necesita la implementación de grandes complejos, como en el caso de métodos como inyección cíclica de vapor. Uno de estos dispositivos que pueden ser empleados, para el calentamiento del fondo del pozo, o incluso de la tubería, es el calentamiento eléctrico, mismo que puede ser, por inducción, resistivo o por efecto de ondas ultrasónicas. Estos métodos aun no son muy conocidos y su utilización no es muy amplia, pero representan otra alternativa para la producción de los hidrocarburos pesados.

La producción en frío, o convencional, es ampliamente utilizada por los países que actualmente son los mayores productores de hidrocarburos pesados, y además son quienes tienen la mayor cantidad de reservas de este tipo de crudos, entre ellos están Venezuela, Canadá y USA, quienes han implementado métodos como la producción en frío de hidrocarburos pesados con arenas, que es un método reciente que está cobrando fuerza alrededor del mundo, en el cual es usado un sistema artificial de producción llamado bombeo de cavidades progresivas. Otro método de producción en frío es la inyección de diluyente, método que es acompañado de un sistema artificial de producción, que puede ser: bombeo en cavidades progresivas, bombeo mecánico o

bombeo electrocentrífugo sumergido. Por lo anterior, podemos ver que dos sistemas artificiales de producción son ampliamente usados en la producción en frío, tanto el bombeo en cavidades progresivas, como el electrocentrífugo sumergido, por lo que es de gran importancia conocerlos a fondo para saber que pros y contras tienen, así como en qué casos se pueden implementar.

En el presente trabajo se hace mención de la tecnología, a nivel pozo, que está siendo implementada para la producción de crudos pesados. Para poder saber si los sistemas y dispositivos mencionados a lo largo de la tesis verdaderamente proporcionan un mejoramiento en la producción, se decidió hacer un análisis, en el cual solo se analizó el incremento en el gasto de producción debido al cambio del sistema artificial de producción. El estudio fue realizado con un simulador llamado OLGA, que es una herramienta muy útil para poder tener una idea de que sistema incrementa más el gasto de producción, para un pozo dado. Los casos analizados fueron tres, calentamiento eléctrico del fondo del pozo, el bombeo electrocentrífugo sumergido, y bombeo electrocentrífugo sumergido asistido con inyección de diluyente en el fondo del pozo. En estos tres escenarios se realizaron simplificaciones para tener una aproximación de su desempeño.

## CAPÍTULO I

### CONCEPTOS FUNDAMENTALES

El petróleo crudo y las fracciones que provienen de él, están conformados por moléculas que son denominadas hidrocarburos, los cuales son compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes. Son cientos de compuestos químicos los que constituyen al petróleo, mismos que pueden ser diferenciados por su volatilidad, es decir dependiendo de la temperatura de ebullición que presentan. Por otro lado, esta mezcla de hidrocarburos también contiene contaminantes como azufre, oxígeno y nitrógeno bajo la forma de compuestos tales como sulfuro de hidrógeno, disulfuros, ácidos nafténicos, entre otros, además de sedimentos, metales (hierro, cobre, níquel y vanadio) y agua salada.

La calidad del petróleo, su color, viscosidad, punto de fluidez y contenido de metales, dependen en gran medida de su origen. Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.<sup>3</sup>

Además los hidrocarburos con presencia de azufre, nitrógeno, oxígeno y un contenido menor de otros elementos, forman familias bien caracterizadas. Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen muy complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión.

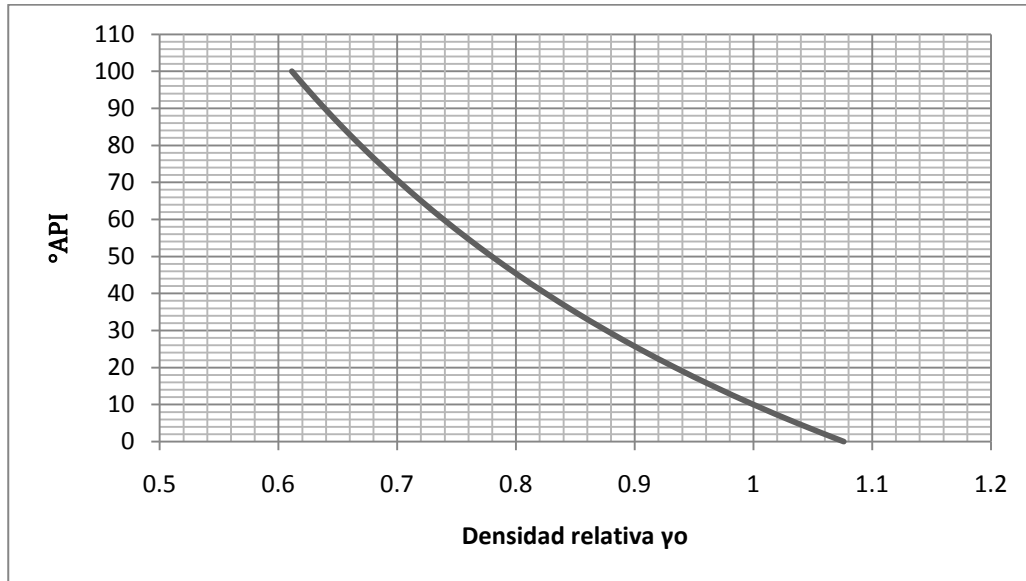
#### 1.1. Clasificación de los hidrocarburos.

Los hidrocarburos pueden ser clasificados por sus propiedades físicas o por la estructura química de sus moléculas constituyentes, pero las estructuras químicas son más difíciles de medir que las propiedades físicas. El valor comercial de un hidrocarburo líquido puede ser estimado rápidamente a través de la medición de las siguientes características físicas: gravedad específica, RGA (relación gas aceite) contenido de azufre, agua, entre otras.

La clasificación de los hidrocarburos más usada en la industria petrolera es la propuesta por el API (*American Petroleum Institute*), la cual define una nueva unidad llamada densidad API, misma que denota la relación del gravedad específica y la fluidez de los hidrocarburos con respecto al agua, dada por la ecuación 1.1, con la que se puede obtener la gráfica 1.1.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad 1.1$$

Esta clasificación basada en los grados API es de gran ayuda en la industria de refinación, debido a que la densidad API puede ser correlacionada con variables fundamentales de refinación, por ejemplo, si se tiene una baja densidad API, la cantidad de productos como la gasolina serán reducidos.



Gráfica 1.1. Comportamiento de los grados API en función de la densidad relativa.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API, dependiendo de los grados API que presente el petróleo puede ser denominado como extrapesado, pesado, mediano, ligero o superligero, con el criterio que se muestra en la tabla 1.1.

Densidad grados API	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	Tipo de Crudo
>39	< 0.83	Superligero
31.1 - 39	0.87 - 0.83	Ligero
22.3 - 31.1	0.92 - 0.87	Medio
10 - 22.3	1 - 0.92	Pesado
<10	> 1	Extrapesado

Tabla 1.1. Clasificación de los crudos dependiendo de sus grados API.<sup>1</sup>

En el caso de PEMEX, los hidrocarburos que son producidos se clasifican con el criterio mostrado en la tabla 1.2, y además son nombrados como Olmeca (superligero), Istmo (ligero) o Maya (pesado), aunque en realidad son

aproximadamente 17 tipos los que se extraen, pero se mencionan estos tres ya que son los más representativos.<sup>4</sup>

Densidad grados API	Contenido de azufre %peso	Tipo de crudo
39.3	0.8	Olmecca
33.6	1.3	Istmo
22	3.3	Maya

Tabla 1.2. Clasificación del petróleo crudo de exportación de PEMEX.<sup>1</sup>

Otra clasificación utilizada es la que está en función del diagrama de fase del hidrocarburo, ya que los sistemas de hidrocarburos encontrados en los yacimientos petroleros muestran un comportamiento de fases múltiple, dentro de un amplio rango de presiones y temperaturas. Las fases más importantes que se presentan en los yacimientos petroleros son la fase líquida y la fase gaseosa, así mismo las condiciones bajo las cuales estas fases existen es de suma importancia en el estudio de la explotación de los yacimientos, ya que permiten conocer el comportamiento del yacimiento, con lo cual se pueden mejorar las prácticas de producción, manejo de los fluidos en superficie y optimizar la recuperación de los hidrocarburos. Además es una práctica común que los yacimientos petroleros se clasifiquen de acuerdo a las características de los hidrocarburos producidos, y a las condiciones bajo las cuales se presenta su acumulación en el subsuelo.

Así, tomando en cuenta las características de los fluidos, se tienen yacimientos de aceite negro, aceite volátil, gas seco, gas húmedo y gas y condensado. Una visión general de este tipo de clasificación puede ser observada en la tabla 1.3. Se ha visto que se obtiene una clasificación más apropiada de los yacimientos cuando se consideran las fases y la composición de la mezcla de los hidrocarburos, a la temperatura y presión a que se encuentran dentro del yacimiento.

## 1.2. Crudo pesado, extrapesado y bitumen.

La definición de crudos pesados es variable ya que depende del autor, aunque la palabra “pesado” hace referencia a la alta densidad del aceite. Una definición común es la que hace referencia al aceite pesado como aquel que tiene una densidad menor a 20 °API, y es arbitraria ya que se considera un número redondeado<sup>9</sup>, sin embargo fuentes como World Energy Council, los clasifica como aquellos que tienen una densidad menor a 22.3 °API, e incluso los hidrocarburos líquidos con densidades menores a 10 °API, pueden ser separados como extrapesados y bitumen.



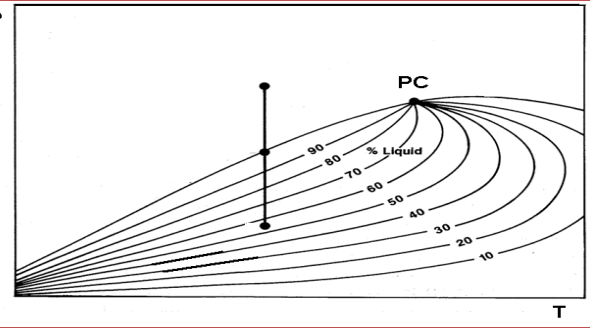
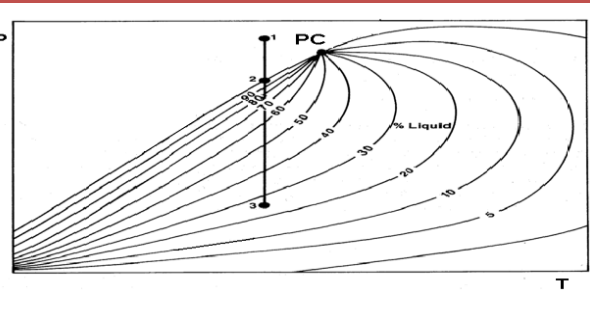
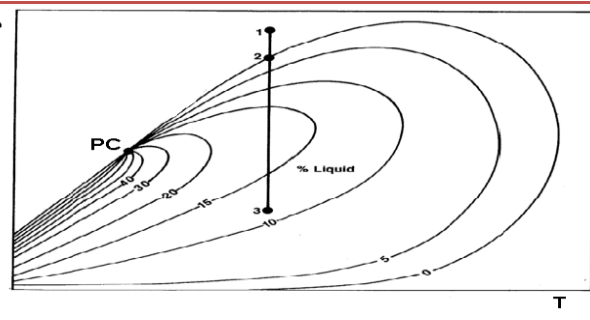
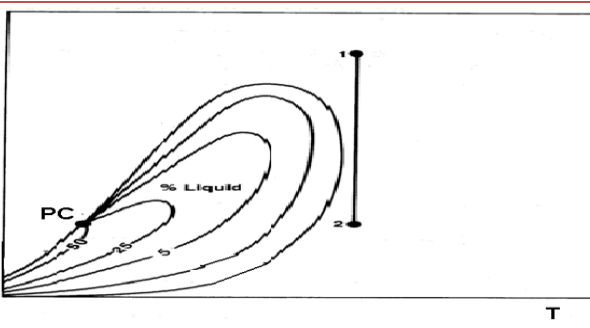
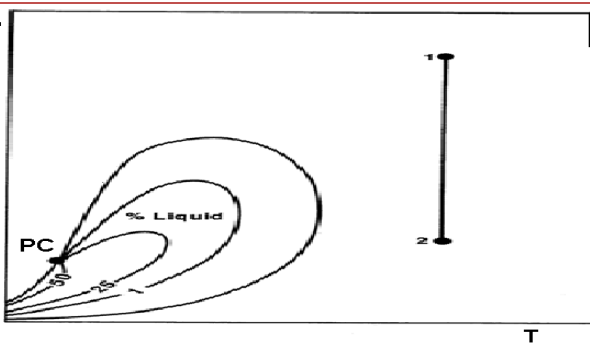
Tipo de Crudo	Diagrama de fase	RGA [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]
Aceite negro		<200	>0.85
Aceite volátil		200-1000	0.85-0.75
Gas y condensado		500-15000	0.80-0.75
Gas húmedo		10000-20000	0.80-0.75
Gas seco		>20000	<0.75

Tabla 1.3. Clasificación de crudos por diagrama de fases.<sup>5</sup>

Los crudos pesados, extrapesados y el bitumen, son recursos de hidrocarburos no convencionales, que están caracterizados por una alta viscosidad, y alta densidad, comparados con los crudos convencionales. Normalmente se encuentran en yacimientos someros, se originan igual que los crudos convencionales, en formaciones profundas, pero al migrar a una región cercana a la superficie, pierden sus fracciones ligeras, por diferentes causas, pero principalmente por biodegradación<sup>6</sup>, por ejemplo, debido a la presencia de bacterias anaeróbicas, las cuales degradan los hidrocarburos ligeros e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados enriquecidos; esta biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas-aceite (RGA) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y otros metales. También existen otros mecanismos como el lavado con agua, y el fraccionamiento de fases. Debido a lo mencionado anteriormente estos crudos tienen bajo contenido de hidrogeno, y un alto contenido de carbono, sulfuro, y metales pesados, por lo que es necesario procesamiento adicional para mejorarlo (upgrading), y así utilizarlo como materia prima en una refinería normal.

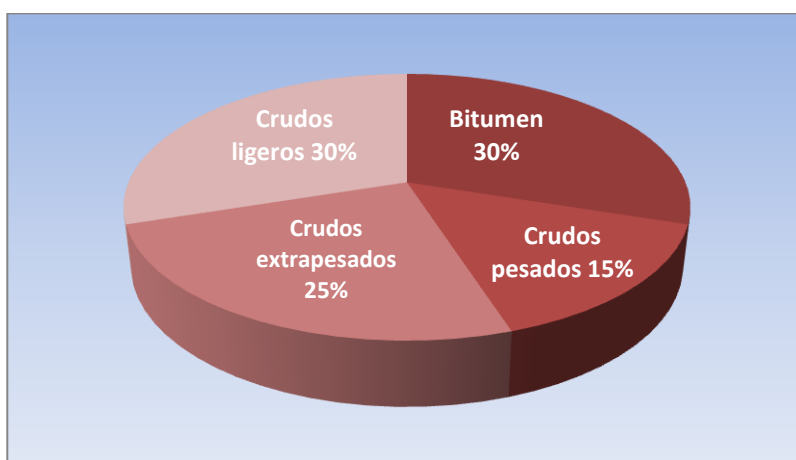
En cualquier ambiente de depósito, la combinación correcta de agua, temperatura y microorganismos, puede producir la degradación y la formación del petróleo pesado. Las acumulaciones de brea existen en muchos yacimientos, cerca del contacto agua-petróleo, donde las condiciones conducen a la actividad microbiana. El ambiente de depósito, la composición del petróleo original, el grado en que ha sido biodegradado, el influjo o la carga de hidrocarburos más livianos y las condiciones de presión y temperatura finales, hacen que cada yacimiento de petróleo pesado sea único, por lo que todos requieren métodos de recuperación diferentes.

### **1.2.1. Importancia del crudo pesado.**

Con la creciente demanda de energía, declinación de la producción de los yacimientos de petróleo convencionales, aunado a que encontrar, así como acceder a los recursos de crudo y gas convencional se están volviendo cada vez más difícil, la industria se empezó a fijar en los crudos pesados, teniéndolos actualmente como una de las soluciones a dicha problemática, por lo que ya no hay libros modernos sobre tecnología petrolera, que estén completos sin una sección referente a crudos pesados. En cuanto a volumen se trata, los crudos pesados son muy importantes, ya que se estima que existe más de este tipo de crudo en la tierra que cualquier otro.

Generalmente, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico, debido a que las fracciones de crudo más livianas y menos

densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y gastos para la extracción de productos utilizables, y la disposición final de los residuos. Aún así, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado, lo cual se debe a que actualmente muchos yacimientos de crudo pesado pueden ser explotados de manera rentable, aunado a que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo en el mundo es aproximadamente de 9 a  $13 \times 10^{12}$  (billones) de barriles, donde el petróleo convencional representa aproximadamente un 30%, de ese total, y lo restante, 70%, corresponde a petróleo pesado 15%, extrapesado 25% y bitumen 30% (gráfica 1.2).<sup>6</sup>



Gráfica 1.2. Total de reservas de petróleo en el mundo.<sup>6</sup>

Existen grandes cantidades de crudos pesados, extrapesados y bitumen en Canadá, Venezuela, Rusia y en EUA, además de muchos otros países, entre ellos incluido México. Los recursos en Canadá y EUA presentan un fácil acceso para las compañías productoras, y los contextos político y económico son estables. Canadá, Venezuela, y los EUA son los líderes en la producción de estos crudos no convencionales. En Canadá, la producción a cielo abierto de los yacimientos someros proveen aproximadamente el 50% de la producción de pesados en el país, el otro 50% se produce con los métodos de producción en frío del crudo pesado con arenas (Cold Heavy Oil Production with Sands, CHOPS), y producción térmica usando inyección de vapor, en particular el drenaje gravitacional asistido con vapor (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD), el cual ha tenido un crecimiento rápido. En Venezuela, la producción en frío con pozos horizontales y multilaterales predomina. Por último, en EUA la producción térmica, con el uso de vapor es la que mayormente se usa.<sup>7</sup>

La tecnología de exploración se ha dejado en segundo término, ya que actualmente se han descubierto una gran cantidad de recursos petroleros pertenecientes a los crudos pesados, pero la tecnología para la optimización de la producción es muy importante, debido a que los crudos pesados, extrapesados y bitumen no fluyen fácilmente en la mayoría de los yacimientos, por lo que se requiere de métodos especializados para su producción, y solo pocos yacimientos están a la temperatura suficiente para ser producidos con los métodos convencionales.

### **1.2.2. Situación actual en México.**

En México el organismo encargado de realizar, de manera exclusiva, las actividades estratégicas en materia de hidrocarburos es Petróleos Mexicanos (PEMEX), el cual es un organismo público descentralizado, que cuenta con 4 organismos subsidiarios, los cuales son: PEMEX Exploración y producción; PEMEX Refinación; PEMEX Gas y Petroquímica Básica; PEMEX Petroquímica.<sup>8</sup> Debido a que es una empresa integrada, participa en toda la cadena de valor de la industria petrolera. Por tanto, es responsable de la exploración y producción de hidrocarburos en territorio nacional, de la refinación de crudo, del procesamiento de gas, y petroquímicos básicos, así como de la producción de algunos petroquímicos secundarios; además tiene como mandato satisfacer el 100% de la demanda nacional de petrolíferos.<sup>9</sup>

PEMEX actualmente se enfrenta a una situación difícil, ya que en los últimos años la producción de crudo ha ido disminuyendo, debido básicamente a la declinación del campo Cantarell, mismo que desde 1997 había contribuido en gran medida a la producción nacional, la cual llegó a su punto máximo en el año 2004, con aproximadamente 3.3 [MMbbls/d]. A partir de ese momento se ha venido registrando una constante disminución, y si se considera el punto máximo de la producción, se han dejado de producir más de 300 [Mbls/d]. Solamente entre los años 2006-2007, Cantarell mostró una declinación de 15%, produciendo en ese último año una cantidad de 1470 [Mbls/d]. Además, la última década se ha caracterizado por una mayor aportación de crudos pesados, dado que en 1997 los crudos pesados representaban un 52%, y en 2007 representaron un 66%, lo que significó, por un lado, que se debía adecuar la infraestructura para su manejo y procesamiento, y por otro lado, tomar una estrategia comercial para poder colocarlo en el mercado internacional.

En cuanto a datos más recientes, la producción de crudo en el tercer trimestre del 2009, fue reportada con un promedio de 2.567 [MMbbls/d], lo que significó una disminución de 186,000 [bls] con respecto al tercer trimestre del 2008. Este

comportamiento se originó fundamentalmente por una disminución en la producción de crudo pesado de 235,000 [bls/d], que son atribuibles a la declinación de Cantarell y a la realización de algunas libranzas para mantenimiento en diversas plataformas de la sonda de Campeche. Sin embargo, la declinación de Cantarell también fue parcialmente compensada por un aumento de 13.9% en la producción de Ku-Maloob-Zaap (98,000 [bls]), con respecto al mismo periodo del 2008. Además PEMEX para ese periodo del 2009, contaba con 9 plataformas marinas en construcción, y cinco en espera de ser instaladas en el cuarto trimestre de ese mismo año, tres en Cantarell, una en Ku-Maloob-Zaap y una más en Lankahuaza, lo que nos habla de la importancia de la producción costafuera en México.<sup>10</sup>

### **1.2.3. Reservas Probadas, Probables y Posibles de México.**

Desde el punto de vista exploratorio, los planes y programas de PEMEX Exploración y Producción se basan en la identificación e inferencia de recursos prospectivos o potenciales, los cuales, una vez descubiertos, se denominan reservas. Así, el recurso prospectivo se infiere mediante estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos, que cuantifican el potencial de hidrocarburos en un área específica. Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

**Reservas probadas.** Son volúmenes estimados de crudo, gas natural y líquidos de gas natural, los cuales pueden ser estimados con una certeza razonable por medio de geociencia o datos de ingeniería. Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: Desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con costos moderados de inversión; y No desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y en pozos futuros.

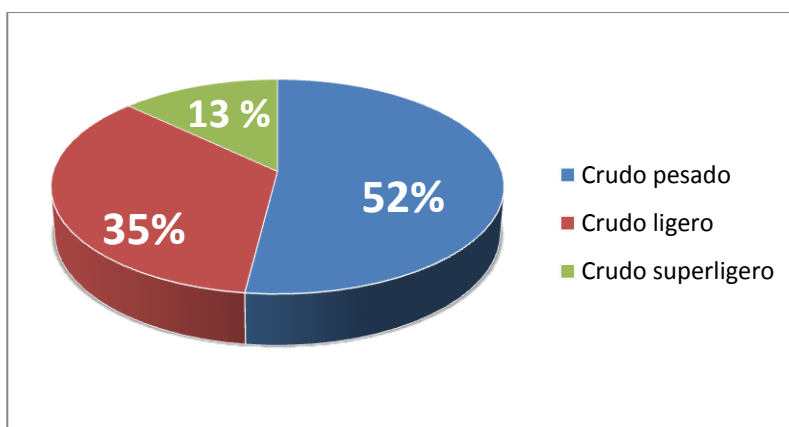
**Reservas probables:** son aquellas reservas donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de los yacimientos en estudio sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, habrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables. Por lo tanto, las reservas 2P están constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables.

**Reservas posibles:** son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial

que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles o reserva 3P, tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Consiguientemente, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

**Petróleo crudo equivalente.** Es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos, su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido, este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo.<sup>11</sup>

Al 1 de enero de 2010 las reservas probadas de crudo se sitúan en 10,420 millones de barriles (MMbbls), de los que 62% equivalen a crudo pesado, 29% a crudo ligero y 9% a crudo superligero. Mientras que la reserva 3P de crudo alcanzó 30,497 [MMbbls], correspondiendo 52% a crudo pesado, 35% a crudo ligero y 13% a crudo superligero (gráfica 1.3). Por lo que podemos apreciar, que PEMEX cuenta con una gran cantidad de reservas que pertenecen a los crudos pesados, de ahí la importancia de encontrar la mejor tecnología para la producción de dicho tipo de hidrocarburos, así como de tener un mayor conocimiento acerca de la composición, comportamiento, y en general de los problemas y soluciones asociados a los crudos pesados.<sup>12</sup>



Gráfica 1.3. Composición de las reservas 3P de crudo de PEMEX.<sup>12</sup>

#### 1.2.4. Panorama de la producción de hidrocarburos en México.

Actualmente, la producción de crudo y gas en el país está sustentada, principalmente, por campos que han alcanzado su etapa de madurez y, por tanto, han iniciado su fase de declinación. El 92% de la producción proviene de campos

en franca declinación, o que iniciarán su declinación en poco tiempo; tal es el caso de Ku-Maloob-Zaap. Por lo que es necesario tomar medidas para sostener la plataforma de producción.

Un elemento fundamental de la diversificación de proyectos y del sostenimiento de la plataforma de producción es la necesidad de intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México profundo, y mantener la correspondiente a las cuencas restantes. Lo que se cree, permitiría utilizar la infraestructura existente en las cuencas maduras, con lo que el ciclo exploración-producción podría ser acortado, y con esto coadyuvar a compensar la caída en la producción de los campos maduros actualmente en explotación. Se dice que la contribución de los campos a descubrir en aguas profundas es imprescindible para restituir reservas probadas, y para propiciar una recuperación gradual de la relación reservas-producción.

Además los campos descubiertos en 2000-2007, representan 5,736 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa en 19.2% de las reservas probables. Su delimitación puede permitir reducir el nivel de riesgo de su desarrollo y precisar estructuras de costos estables, al corroborar su extensión y reservas estimadas. Los yacimientos en aguas profundas, es decir tirantes de agua mayores a 500 [m] (PEMEX, 2009), se han convertido en la principal fuente de nuevas reservas costa afuera a nivel mundial. Desde 1998, año en que las aguas profundas aportaban el 25% de los descubrimientos de reservas marinas de hidrocarburos a nivel mundial, se observa un incremento sostenido de esta participación; en 2004 los yacimientos en aguas profundas aportaron cerca del 70% del total de las reservas descubiertas en costa afuera (World oil, 2004). Mientras que en 1996 la producción proveniente de aguas profundas alcanzaba menos del 1% de la producción total de crudo a nivel mundial, para 2006 ya representaba 7.6%. Además, los yacimientos en aguas profundas contribuyeron, en ese mismo año, con 118% del incremento en la producción mundial, lo que indica que los recursos provenientes de este tipo de campos no sólo explican la totalidad de la producción adicional, sino que además han comenzado a reemplazar parte de la producción de yacimientos convencionales a nivel internacional (BP Statistical Report, 2007).

En México, la mayoría de las cuencas que actualmente producen hidrocarburos se encuentran en la planicie costera y en la plataforma continental del Golfo de México, sobre una franja que se extiende desde la frontera con Estados Unidos hasta la margen occidental de la Península de Yucatán, y del frente de la Sierra Madre Oriental hasta la plataforma continental del Golfo de México (figura 1.1).

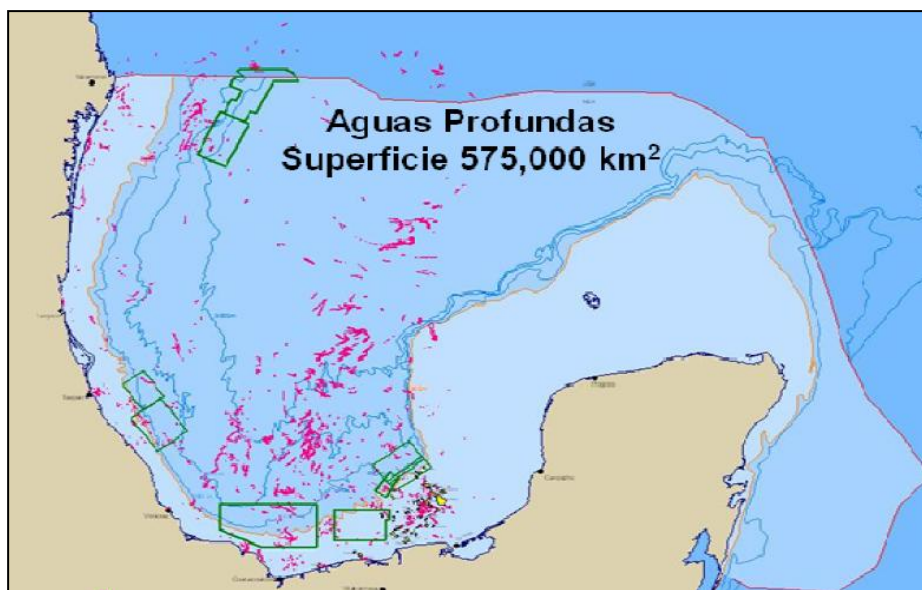


Figura 1.1. Área del Golfo de México comprendida por aguas profundas.<sup>9</sup>

A partir de información geológica y geofísica, así como de información de la actividad y reservas encontradas en el Golfo de México (Estados Unidos), y de las emanaciones de aceite ubicadas por satélite, se han identificado cuencas petroleras en la zona profunda del Golfo de México. Estas cuencas, a diferencia de otras en el país, se encuentran sub-exploradas y, por tanto, presentan mejores perspectivas para el descubrimiento de nuevas reservas. Se estima que del total de los recursos prospectivos del país, es decir, del orden de 54 mil barriles de petróleo crudo equivalente, más del 50%, esto es, 29,500 [MMbbls], se localizan en la cuenca del Golfo de México profundo, en una extensión de más de 575,000 kilómetros cuadrados.

### **1.3. Sistema integral de producción y principales accesorios instalados en pozos terrestres y costa afuera.**

Para poder extraer las reservas de hidrocarburos de los yacimientos, es necesaria la instalación de infraestructura que sirva a este fin, que cumpla con todas las condiciones para obtener la producción óptima al menor costo posible, y de manera segura. Para lograrlo se necesitan llevar a cabo estudios exhaustivos, evaluando todas las variables de interés, como propiedades de los fluidos, características del yacimiento, aspectos económicos, por mencionar solo algunas. Como se sabe, este proceso de selección e instalación es muy extenso, y para fines de nuestro estudio abarcaremos solo algunos temas de interés, los cuales son: sistema integral de producción (SIP), principales componentes y accesorios.



### 1.3.1. Sistema integral de producción (SIP).

El SIP puede ser definido como un conjunto de elementos que transporta los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, para finalmente enviarlos a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización<sup>5</sup>. Un SIP puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes, pero entre sus componentes básicos se encuentran (figura 1.2):

1. Yacimiento.
2. Pozo.
3. Cabeza del pozo (Pth).
4. Estrangulador.
5. Tubería de descarga (gasoducto ó oleoducto).
6. Separador y equipo de procesamiento.
7. Tanque de almacenamiento.

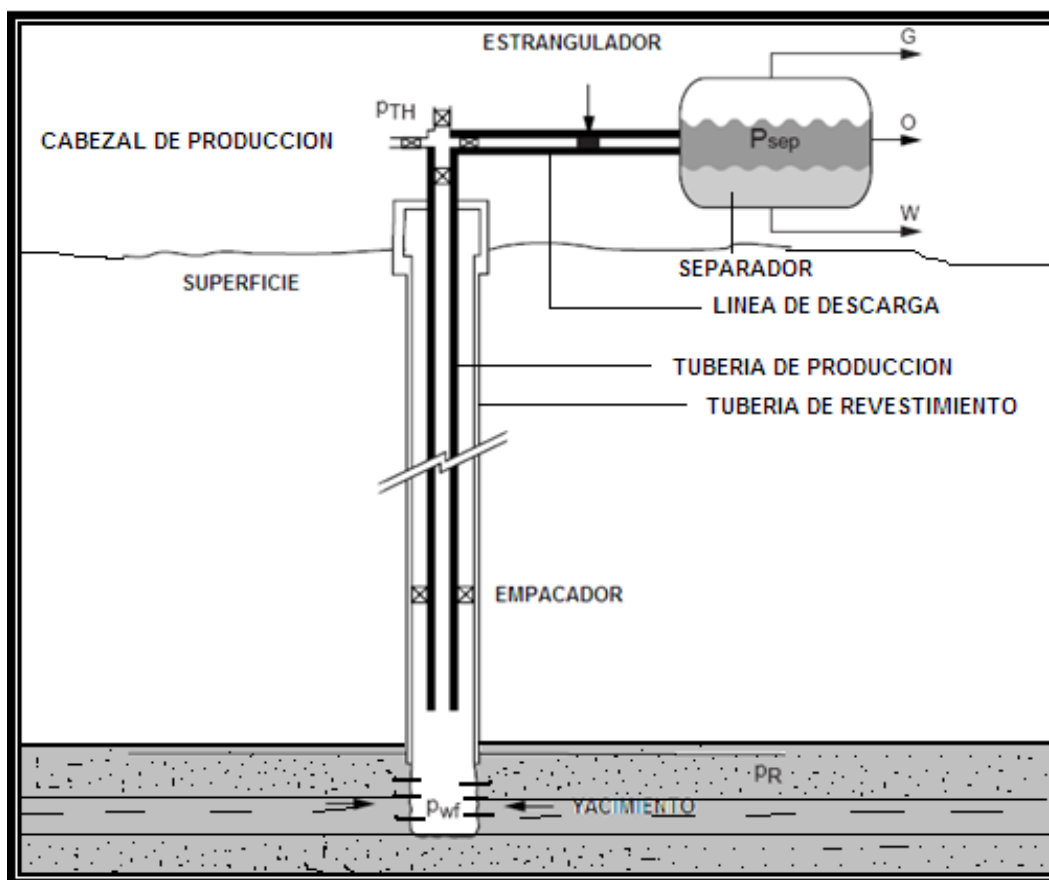


Figura 1.2. Diagrama esquemático de un sistema integral de producción.

### 1.3.1.1. Componentes básicos del SIP.

**Yacimiento.** Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora. Se puede decir que el yacimiento es la fuente de fluidos, y energía, así como el almacén de los mismos y el medio a través del cual los fluidos fluirán.

**Pozo.** Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie. Son perforados en forma telescópica, con el mayor diámetro en la parte superior del pozo, cada sección es revestida hasta la superficie, y un liner puede ser instalado en la parte inferior, donde todas las secciones son cementadas.

**Tubería de descarga.** Las tuberías son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar la mezcla de fluidos producidos desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento. Los costos específicos en el transporte tanto de aceite como de gas disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua se transportan en tuberías de diámetro óptimo, para una capacidad dada.

**Estrangulador.** Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

**Separadores.** Son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que proviene directamente de los pozos. Los separadores pueden clasificarse por su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, y por su finalidad, separar dos fases (gas y líquido) o tres (gas, aceite y agua).

**Tanques de almacenamiento.** Son recipientes de gran capacidad, en los que se recolecta la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque- tanques, usualmente utilizados en pozos localizados costa

afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta 500,000 barriles.

### 1.3.1.2. Principales accesorios utilizados en instalaciones terrestres y costa afuera.

Existen muchos equipos y dispositivos que se instalan a lo largo del SIP, tales como, niples, válvulas, empacadores, bombas, entre otros, los cuales pueden variar, ya que su instalación se define dependiendo de las condiciones presentes en cada pozo, como presión, temperatura, tipo de fluidos, si es terrestre o costa afuera, si es fluyente o no, etc. A continuación se mencionan algunos de estos equipos y dispositivos.

**Tubería de revestimiento.** Tuberías que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando, con lo que se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo. Sirven para proteger las zonas perforadas y zonas problemáticas además de proporcionar el medio para instalar conexiones superficiales de control, empacadores y TP (figura 1.3).

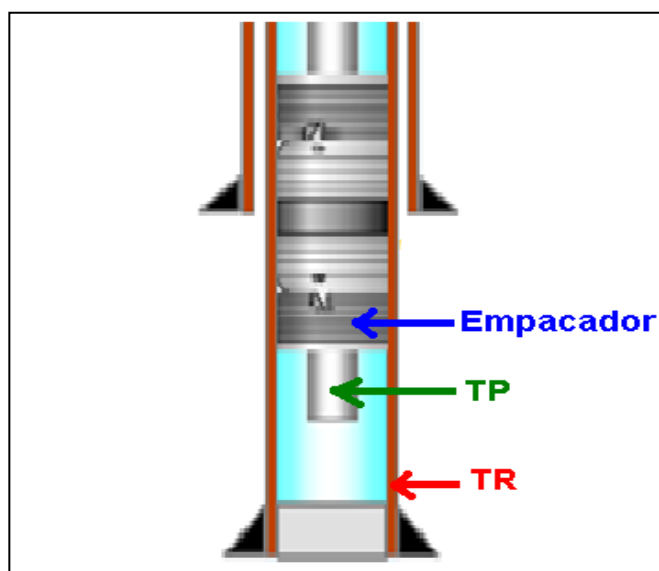


Figura 1.3. Imagen esquemática de la TP, TR y empacador<sup>13</sup>.

**Tuberías de producción (TP).** Conjunto de tuberías que son instaladas a lo largo del pozo, se instalan dentro de la tubería de revestimiento (TR), sirven para conducir los fluidos producidos de un pozo a la superficie, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento (figura 1.3).

**Empacadores.** Es un accesorio empleado para sellar la parte exterior de la TP y la parte interior de la tubería de revestimiento ó de explotación (espacio anular). El empaque es realizado por el elemento de sello que se expande contra el. Son instalados para eliminar presiones en la TR; aislar la TR de fluidos corrosivos; producir independientemente dos o más intervalos; aislar horizontes invadidos o fluidos indeseables; permitir dejar fluidos de control de alta densidad en el espacio anular, para reducir la presión diferencial a través de la TP en pozos de alta presión. Pueden ser permanentes, semipermanentes o recuperables (figura 1.3).

**Conductor marino (riser).** Componente de la TP, en pozos costa afuera, que se encarga de llevar los fluidos producidos del lecho marino hasta la superficie. Los conductores marinos se conectan a la línea de producción y suben a la plataforma o equipo flotante de producción. Estos componentes están contruidos para resistir los esfuerzos de las corrientes marinas, están constantemente sometidos a esfuerzos axiales y de presión-compresión, también su diseño debe de considerar el manejo de presiones internas y externas. Para minimizar los impactos de los movimientos de las instalaciones superficiales existen varios tipos de configuraciones que se pueden emplear para estos conductores, los cuales pueden ser rígidos, flexibles o híbridos (figura 1.4).

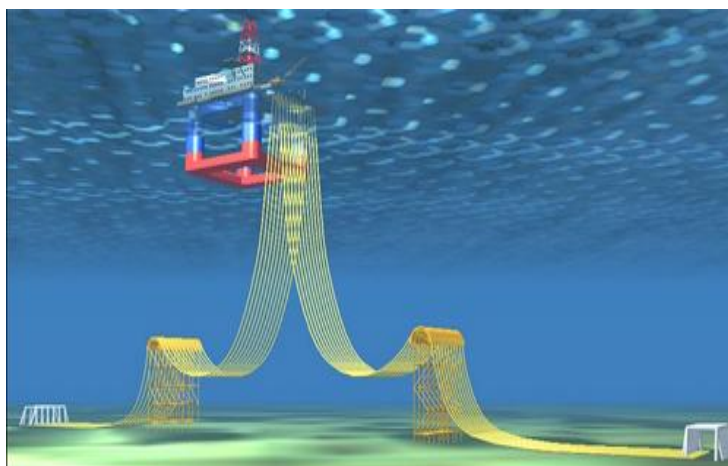


Figura 1.4. Conductores marinos o Risers<sup>14</sup>.

**Cabezal de producción.** Es un equipo compuesto, usado en la superficie para mantener el control del pozo, incluye el equipo del árbol de producción, válvulas, colgadores y demás equipo asociado. Proporciona un soporte a las TR, además de un sello entre las mismas.

**Árbol de válvulas.** El árbol de válvulas es un equipo conectado a las TR en la parte superior, que a la vez que las sostiene, proporciona un sello entre la TP y permite controlar la producción del pozo. Por lo general los arboles de válvulas se conectan a la cabeza del pozo, la cual es capaz de soportar la TR, resistiendo

cualquier presión que exista en el pozo (figura 1.5). Los árboles de válvulas utilizados en costa afuera, los cuales pueden ser secos o mojados, son sistemas submarinos que consisten en un arreglo de válvulas y sirven para tener un control de la producción. Su diseño fue pensado para aguas profundas, pero en la actualidad también tienen aplicación en aguas someras, con equipos sencillos y de bajo costo, pueden ser verticales, horizontales o Mudmat (figura 1.6).

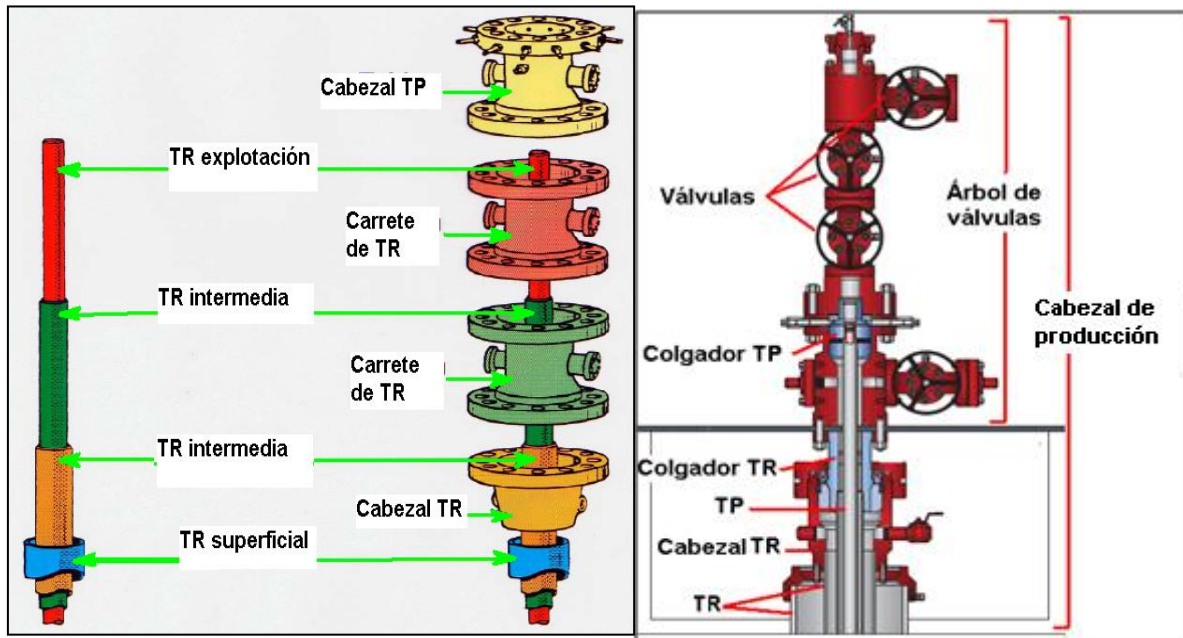


Figura 1.5. Cabezal de producción.<sup>15</sup>

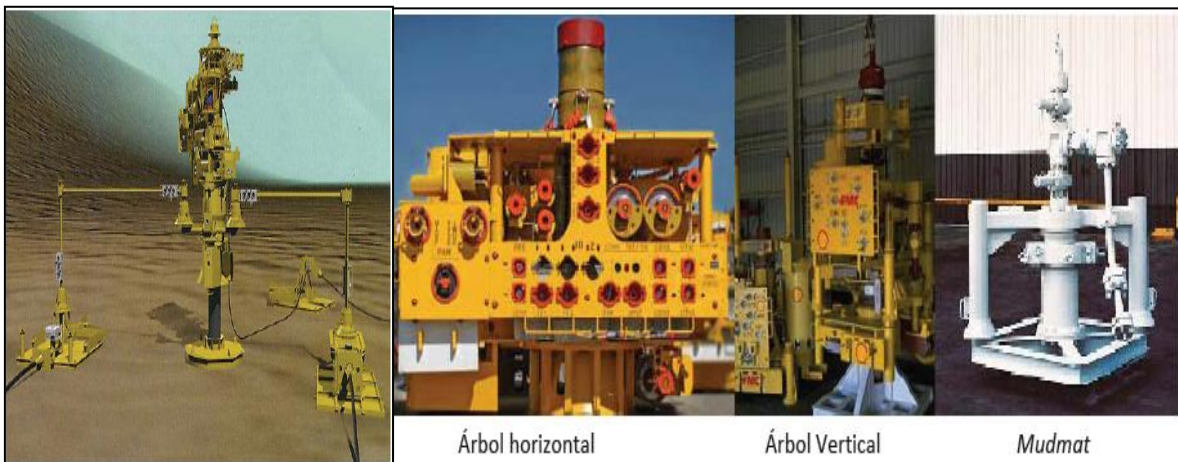


Figura 1.6. Árbol submarino.<sup>16</sup>

**Niples de Asiento.** Varían ampliamente en diseño y construcción, su función es la de alojar, asegurar y sellar dispositivos de control de flujo, tales como: tapones y estranguladores de fondo, o válvulas de contrapresión, de seguridad o de pie, que se instalan y recuperan por medio de una línea de acero. El niple de asiento tiene

un contorno y un área pulida interiores, que permiten empacar el mandril candado, de tal manera que selle. Este mandril permite asegurar al dispositivo de control de flujo que se desea utilizar.

**Niples selectivos.** Se llaman así debido a que varios de estos nipples se colocan en el aparejo de producción. Utilizando un espaciamiento apropiado entre los nipples, se tiene la opción usar cualquiera de ellos para alojar los dispositivos controladores de flujo. Se pueden utilizar para obturar el pozo y reparar las válvulas superficiales o aislar un intervalo productor (figura 1.7).

**Niples retenedores NO-GO.** Se localizan en la parte inferior (al final) del aparejo, ya que tienen una restricción o un diámetro más pequeño. Dicha restricción está en la parte inferior del nipple o a través de todo el nipple. Las funciones específicas de los nipples retenedores son: obturar la TP para anclar empacadores durante la terminación, obturar el aparejo para probar a presión la TP, aislar el intervalo inferior cuando se tiene una invasión de agua en una terminación sencilla selectiva (figura 1.7).

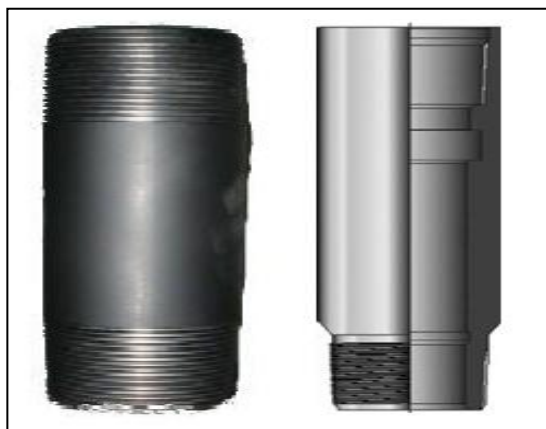


Figura 1.7. Ejemplos de un nipple de asiento y un nipple selectivo.<sup>17</sup>

**Nipple para válvula de seguridad controlada superficialmente.** Se coloca en el aparejo, generalmente cerca de la superficie. Se utiliza normalmente en terminaciones marinas para alojar la válvula de seguridad llamada de tormenta. La línea de control, (tubería de diámetro pequeño), se conecta entre el empaque del mandril de candado y el nipple. El empaque soporta la presión hidráulica en el área anular. Esta presión actúa sobre la válvula de seguridad empuja hacia abajo un pistón y la mantiene así abierta. Al dejar de aplicar la presión de control sobre el pistón la válvula se cierra.

**Válvula de Seguridad.** Están diseñadas para cerrar un pozo. Se clasifican en dos tipos: auto controladas, las cuales se accionan cuando se tienen cambios en la

presión o en la velocidad, en el sistema de flujo; y controladas desde la superficie, las cuales reciben el nombre de válvulas de tormenta y se utilizan generalmente en pozos marinos, cuyo control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente (figura 1.8).

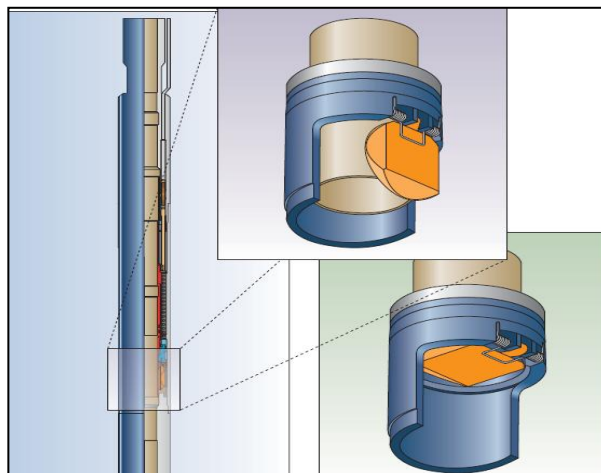


Figura 1.8. Válvula de seguridad <sup>18</sup>.

**Estranguladores de fondo.** Se colocan con línea de acero en la parte inferior del aparejo, sus funciones principales son: estabilizar la RGA producida, bajo ciertas condiciones, controlar ritmos de producción y liberar más gas en solución, en función del pozo, aligerando la columna de aceite e incrementando la velocidad de flujo.

**Válvulas de circulación.** Permiten después de anclado el empacador, comunicar el interior de la TP con el espacio anular de la TR. El tipo de válvula de circulación más utilizado es la de camisa interior deslizable, la cual esta empacada con dos juegos de empaques que aíslan fluidos y presiones anulares cuando está cerrada. La comunicación se establece por medio de una herramienta, bajada con línea de acero, que mueve o desliza la camisa a una posición en la que alinea los orificios de esta con las del cuerpo exterior de la válvula. En otras variantes este tipo de válvula la camisa se separa completamente de los orificios exteriores y el flujo es a través de ellos.

**Junta de expansión.** La función es la de absorber las contracciones y elongaciones de la TP debido a tratamientos al pozo y a ritmos altos de producción. Esto evita que se tengan esfuerzos extremos sobre el empacador y la misma TP. La junta de expansión se coloca arriba del empacador, junto con un dispositivo de anclaje que impide el movimiento de la unidad de sellos (multi V). Su longitud es función de las elongaciones y contracciones esperadas de la TP.

**Unidad de sellos Multi-V.** Permite movimiento de la tubería de producción en el momento que se tengan elongaciones y contracciones las cuales determinan su longitud. Además forma un sello entre la TP y el mandril de flujo del empacador.

**Junta de seguridad.** Se utiliza en terminaciones sencillas selectivas o bien en terminaciones dobles. Su función principal es la de desconectar la tubería de producción en los empacadores

**Coples de flujo.** Su función es evitar erosión por turbulencia en la TP arriba del niple de asiento. Un cople de flujo tiene un diámetro interior regulado y un espesor de pared de cerca del doble de la TP.

**Juntas de abrasión.** Son juntas protectoras que colocan enfrente del intervalo productor, para oponer resistencia a la acción de chorro del flujo de la formación sobre el aparejo. Se utilizan cuando se anticipa abrasión extrema por la aportación de partículas de arena con los fluidos producidos.

**Múltiple (manifold).** Es un accesorio de tubería, el cual es conectado a un sistema de tubería principal, u otro conductor, que sirve para dividir el un flujo en varias partes, o para combinar varios flujos a cualquiera de varios destinos posibles (tubos múltiples). Los manifold en costa afuera son sistemas de tuberías, válvulas, e instrumentos de monitoreo ensamblados en una estructura metálica, que interconecta el flujo de diferentes pozos a la unidad de producción, con lo que se reduce el número de líneas de flujo necesarias (figura 1.9).

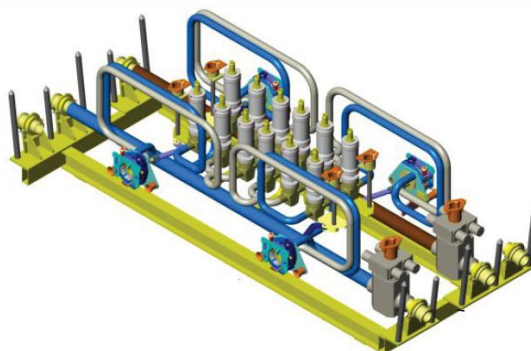


Figura 1.9. Esquema de un manifold submarino.<sup>19</sup>

**Cables umbilicales.** Los umbilicales son tuberías multifunción que se encargan de establecer una conexión entre los equipos superficiales para el control de la producción y los equipos submarinos. Dentro de sus principales funciones están: transmitir la potencia hidráulica para los sistemas de control submarinos; transmisión de corriente eléctrica para potencia y señales de los sistemas de control submarinos; conducción de químicos para inyección en el árbol submarino



o en el pozo; transmisión a superficie de los sistemas de monitoreo; transmisión de señales para el control de válvulas y equipos submarinos; y suministro de gas para bombeo neumático (tabla 1.4).

				
Potencia eléctrica y cables de fibra óptica	Umbilical de servicios integrados	Umbilical para equipo de bombeo eléctrico sumergible	Umbilical de acero	Umbilical termoplástico
Transmisión de datos y corriente eléctrica.	Transmisión de datos, potencia hidráulica, corriente eléctrica e inyección de fluidos	Transmisión de corriente eléctrica y control de equipo.	Inyección de fluido en condiciones de alta presión.	Aplicación para condiciones de alta presión y temperatura.

Tabla 1.4. Tipos de umbilicales.<sup>20</sup>

**Deslizables (sled).** Son estructuras que sirven como puente de conexión entre los equipos submarinos y las líneas de flujo que no tienen flexibilidad. Pueden ser secciones para el final de una línea de flujo, o para la sección final de un múltiple, conocidos comúnmente como PLET y PLEM respectivamente, Los PLEM son equipos de recolección/distribución, que están caracterizados por la entrada/salida de más de dos tuberías. Los PLET hacen posible conectar, sin buzos, una tubería rígida y un equipo a otra tubería (figura 1.10).

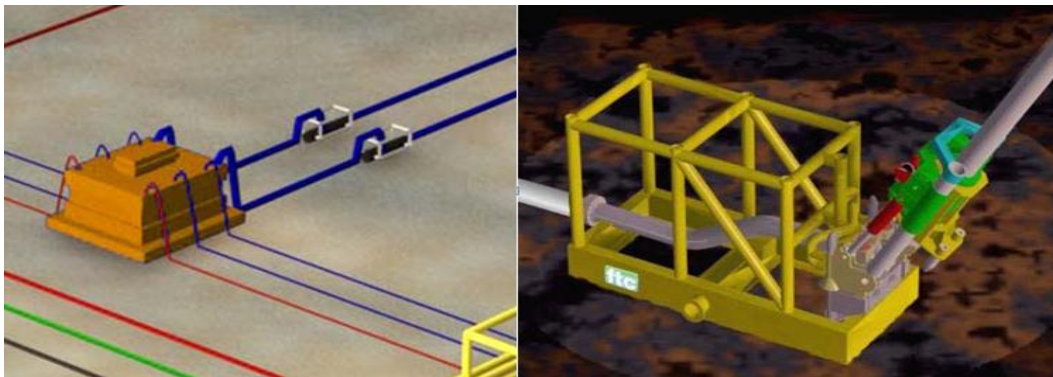


Figura 1.10. Esquemas de los deslizables PLEM (izq.), y PLET (der.).<sup>20</sup>

**Puentes (Jumpers).** Son tuberías de producción que sirven para conectar los pozos con los cabezales de recolección submarinos, o bien, para conectar los cabezales de recolección submarinos con las terminaciones de línea submarina, su función principal es la de llevar el fluido de producción de un equipo a otro (figura 1.11).

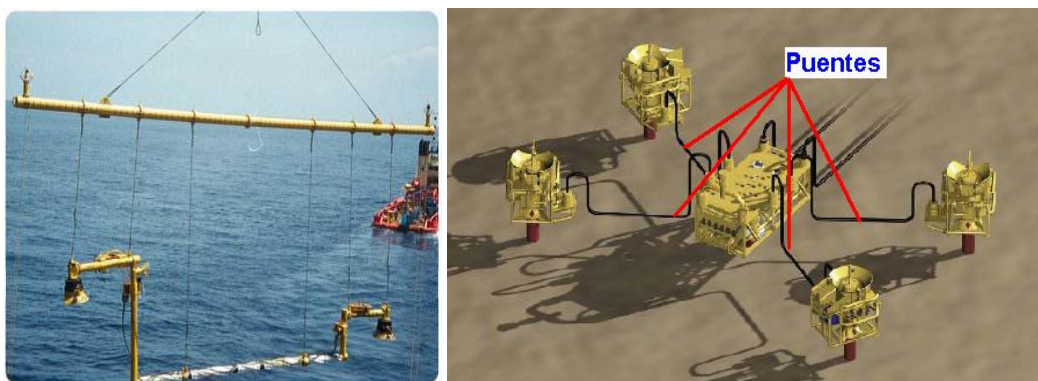


Figura 1.11. Puentes<sup>20</sup>.

**Templete.** Son estructuras que soportan y protegen un determinado número de pozos submarinos que se encuentran juntos sobre el fondo del mar. En las áreas de alta intensidad de pesca, los templete son ideales para deslizar las redes de arrastre evitando que se atoren y se dañen los equipos submarinos (figura 1.12).

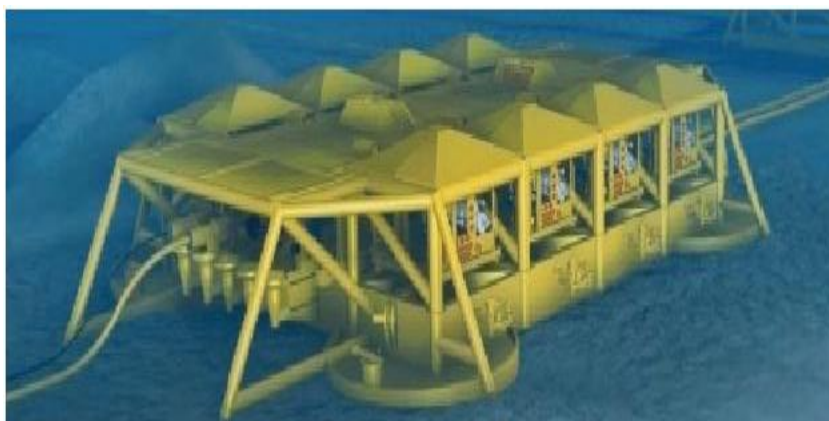


Figura 1.12. Templete<sup>20</sup>.

**Sistemas submarinos de separación agua-aceite (DOWS).** Son sistemas utilizados en la separación de fluidos en instalaciones submarinas, incluidos los sistemas de gas/líquido, líquido/sólido y líquido/líquido. Existen dos grandes tipos de DOWS los que su principio de funcionamiento se basa en la segregación gravitacional, los cuales son grandes y ocupan mucho espacio en el lecho marino, además de que no pueden manejar con mucha eficiencia la presencia de sólidos; y los basados en ciclones, los cuales tienen un tamaño reducido, pueden operar con altas presiones, y existen configuraciones para separar sólido/gas, líquido/líquido y gas/líquido (figura 1.13).

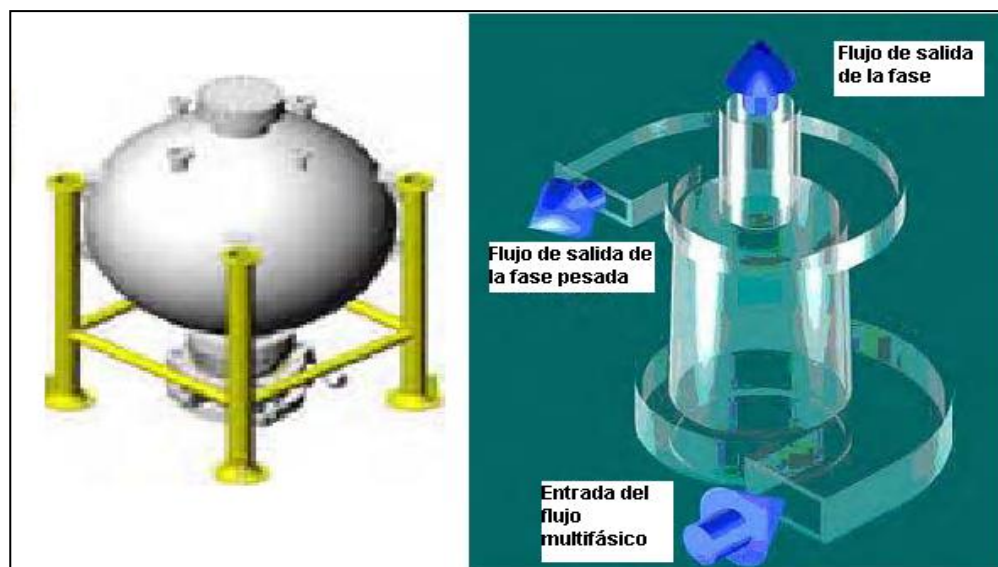


Figura 1.13. Sistemas de separación, por segregación (izq.), por ciclón (der.).<sup>21</sup>

**Coalescentes Electrostáticos.** Son equipos que se usan para mejorar la separación de aceite y agua, mediante la coalescencia de las gotas de agua que son arrastradas por la corriente de aceite, en gotas más grandes las cuales son más fáciles de separar en un separador corriente abajo. Las gotitas más grandes masivas de agua, pueden asentarse más rápidamente en los separadores de gravedad y se pueden separar con mayor eficiencia en los separadores ciclónicos compactos. No sólo se separa el agua en el flujo de aceite, sino también otras impurezas como la sal disuelta en la fase agua (figura 1.14).



Figura 1.14. Coalescente electrostático.<sup>21</sup>

**Sistema de Separación Vertical Anular y de Bombeo (VASPS).** Es un sistema de separación submarina donde el fluido producido (petróleo y gas) del pozo submarino entra tangencialmente en un pozo falso de 26 [pg] de diámetro y 60 [m] de profundidad, situado lo más cerca posible del pozo productor. El fluido multifásico se obliga a seguir un flujo helicoidal descendente, en la que las fuerzas centrífugas provocar una separación efectiva de gas y líquido. Los flujos de gas se separan a través de la presión diferencial a una plataforma, el aceite se acumula

en la parte inferior del pozo falso y es bombeado por un BEC. Algunas de las ventajas de un sistema VASPS es que reduce la contrapresión en la boca del pozo mediante la separación del gas y de las corrientes de líquido, mejorando la producción (figura 1.15).

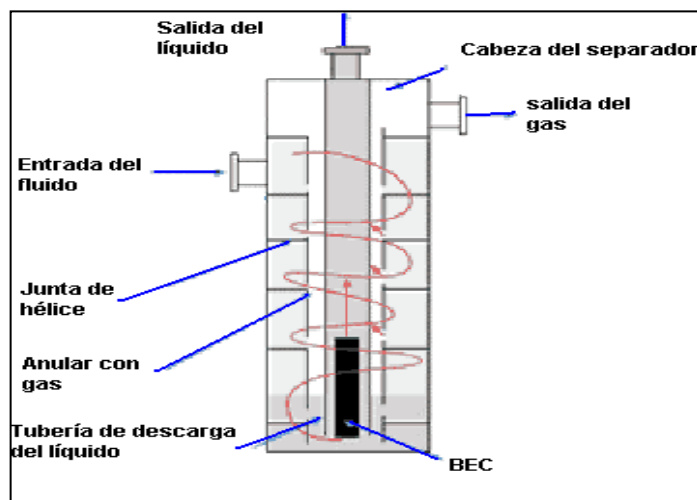


Figura 1.15. Sistema de separación VASPS.<sup>21</sup>

**Compresores submarinos de gas húmedo (WGC).** Son equipos diseñados para el transporte de gas a plantas de proceso terrestres o marinas, o para las mismas aplicaciones que una bomba multifásica, pero con mezclas con mayor fracción volumen de gas. Estos compresores se adaptan bien en aplicaciones para manejar grandes volúmenes, y presiones de medias a altas (figura 1.16).

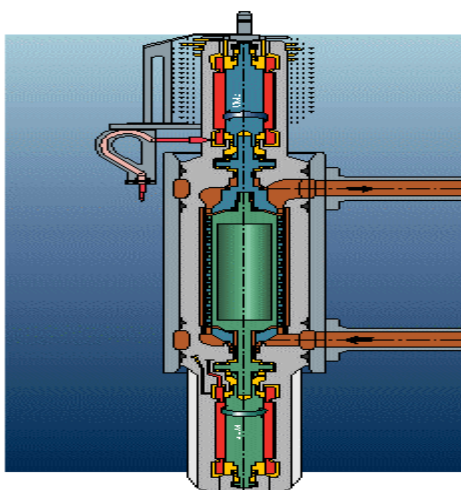


Figura 1.16. Compresor submarino WGC.<sup>21</sup>

**Impulsor submarino de líquido.** Son equipos submarinos que son utilizados en las aplicaciones de inyección de agua producida o de mar, y exportación de crudo y condensado (figura 1.17).

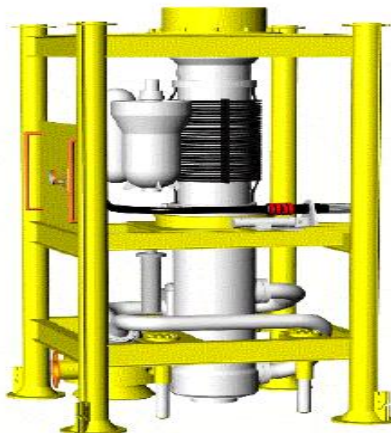


Figura 1.17. Impulsor submarino de líquido.<sup>21</sup>

**Estación maestra de control (MCS).** Es un equipo superficial utilizado en pozos con terminaciones inteligentes, que sirve para operar diferentes equipos en las instalaciones submarinas, tales como módulos de control, unidades de potencia hidráulica y tapas eléctricas. La comunicación se logra a través de umbilicales electrohidráulicos que van conectados en cada equipo a operar.

**Modulo de control submarino (Pod).** Es un equipo submarino que sirve para el control de pozos, y son utilizados cuando los pozos están muy lejos unos de otros, o cuando los cabezales de los pozos productores están lejos de las plataformas. Este equipo permite que el pozo sea controlado desde la superficie, a través del sistema de control principal desde una plataforma.

**Unidad de poder hidráulica (UPH).** Es un equipo que supe de potencia hidráulica desde la superficie, al árbol submarino. La energía hidráulica debe ser integral y operada por la MCS o por válvulas operadas en conjunto con la MCS. El sistema hidráulico puede vincularse directamente a la MCS de tal manera que la MCS controle la UPH para todos los sistemas la superficie, incluyendo el sistema del pozo. Con la MCS integrada al funcionamiento, el sistema puede ser automatizado desde la superficie. Un sistema pod submarino requiere una UPH para su funcionamiento, la cual puede ser implementada de forma directa al umbilical.

#### 1.4. Productividad de pozos.

En las operaciones de producción, el ingeniero debe tomar en cuenta lo que el yacimiento le aporta a los pozos productores, este factor es de suma importancia para la optimización del pozo, sistemas artificiales, selección de equipos superficiales y para la selección de los diferentes métodos de explotación del campo.<sup>22</sup>

La productividad de un yacimiento se define como el gasto de aceite o gas que puede entregar él mismo, a una presión de fondo del pozo dada, lo cual es el factor que afecta mayormente a la productividad de un pozo. La productividad de un yacimiento determina el tipo de terminación, además de los sistemas artificiales de producción a utilizar. Entre los factores de los que depende la productividad de los yacimientos se encuentran los siguientes:

- Presión del yacimiento.
- Espesor y permeabilidad de la zona de interés.
- Tipo de límites y distancia.
- Radio del pozo.
- Propiedades de los fluidos del yacimiento.
- Condiciones de la vecindad del pozo.
- Permeabilidades relativas del yacimiento.

La productividad de un yacimiento puede ser modelada matemáticamente con base en los regímenes de flujo, los cuales son: flujo transitorio, flujo en estado estacionario, y flujo en estado pseudo-estacionario. Una relación analítica entre la presión de fondo del pozo y el gasto de producción puede ser elaborada para un régimen de flujo dado, esta relación es llamada comportamiento de afluencia, o IPR (Inflow Performance Relationship).<sup>23</sup>

#### 1.4.1. Regímenes de flujo.

Cuando un pozo vertical es abierto a producir aceite a un gasto dado, se crea una conificación o embudo, de radio  $r$  alrededor del pozo, como se muestra en la figura 1.18a con la línea punteada. En este modelo de yacimiento, la  $h$  es el espesor del yacimiento,  $k$  es la permeabilidad horizontal efectiva al aceite del yacimiento,  $\mu_o$  es la viscosidad del aceite,  $B_o$  es el factor de volumen del aceite,  $r_w$  es el radio del pozo,  $p_{wf}$  presión de fondo fluyendo del pozo, y  $p$  es la presión del yacimiento a una distancia  $r$  de la línea central del pozo. Las líneas de flujo de la corriente en la región cilíndrica forman un patrón de flujo horizontal radial como se muestra en la figura 1.18b.

**Flujo transitorio.** Es un régimen de flujo en el que el radio de la propagación de la onda de presión no ha alcanzado ningún límite del yacimiento, es decir, para este régimen de flujo el cono formado por el abatimiento de la presión es muy pequeño, en relación a las dimensiones del yacimiento. Lo anterior nos da a entender que la variación de la presión se propaga gradualmente alejándose del pozo, incrementando el área drenada por este, y conforme esta variación se propaga

hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente en función del tiempo. Así, el flujo transitorio se puede definir como las condiciones de flujo en las cuales el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento es diferente a cero y no es constante ( $[\partial p/\partial t] = f(x,t) \neq 0$ ).<sup>23</sup>

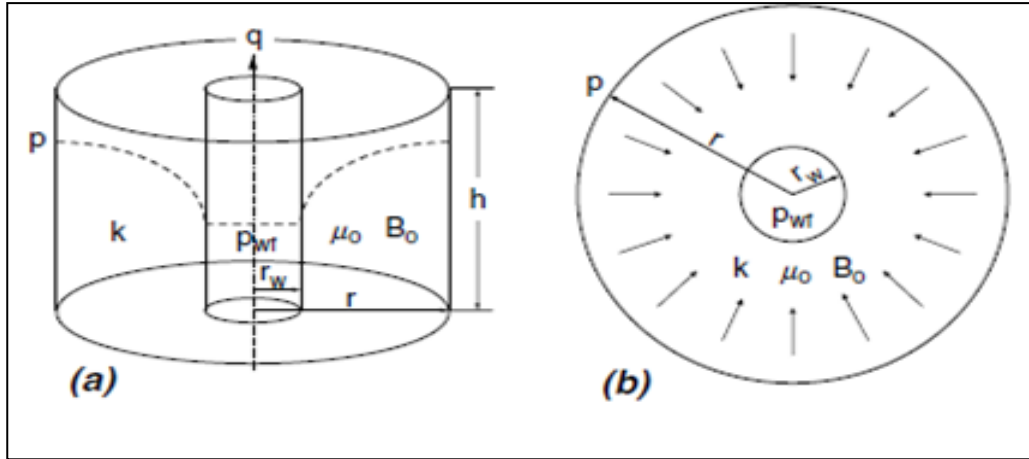


Figura 1.18. Esquema del flujo radial en un yacimiento, (a) vista lateral, (b) vista superior.<sup>23</sup>

Suponiendo un flujo de aceite en una sola fase en el yacimiento, muchas soluciones analíticas han sido desarrolladas para describir el comportamiento del flujo transitorio, mismas que están disponibles en los libros de texto clásicos como el de Dake (1978). Frecuentemente se utiliza en ingeniería de producción una solución a gasto constante, como se muestra en la ecuación 1.2.

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6 q B_o \mu_o}{kh} \left( \log(t) + \log \frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 S \right) \quad 1.2$$

Donde:

$p_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo, [psia]

$p_i$  = Presión inicial del yacimiento, [psia]

$q$  = Gasto de producción de aceite, [stb / día]

$\mu_o$  = viscosidad del aceite, [cp]

$k$  = Permeabilidad horizontal efectiva al aceite. [mD]

$h$  = Espesor del yacimiento, [ft]

$t$  = Tiempo de flujo, [horas]

$\phi$  = Porosidad, fracción

$c_t$  = Compresibilidad total, [psi<sup>-1</sup>]

$r_w$  = Radio del pozo, [ft]

$S$  = Factor de daño

log = logaritmo base diez

**Flujo en estado estacionario.** Es definido como el régimen en el cual la presión, para cualquier punto del yacimiento, se mantiene constante en el transcurso del tiempo. Esta condición de flujo prevalece cuando la conificación mostrada en la figura 1.18 llega a una frontera con presión constante, la cual se puede definir como aquella en la que actúa fuertemente un acuífero o un pozo inyector, esto quiere decir que la presión no cambia con el tiempo ( $[\partial p/\partial t] = 0$ ). Un esquema del yacimiento es mostrado en la figura 1.19, donde  $p_e$  representa la presión de la frontera. Suponiendo flujo monofásico, la siguiente relación teórica puede ser derivada de la ley de Darcy, para un yacimiento en condiciones de flujo en estado estacionario, debido a la presión radial constante a una distancia  $r_e$  del pozo:

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad 1.3$$

**Flujo en estado pseudoestacionario.** En este periodo el inicio del abatimiento de presión está determinado por el tiempo, en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas donde no hay flujo. De ahí en adelante, como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser depresionada y de este modo, el cambio de presión con respecto al tiempo a lo largo del área total de drene es constante. El flujo pseudoestacionario puede definirse como el periodo de flujo donde la presión en diferentes posiciones en el yacimiento declina linealmente en función del tiempo ( $[\partial p/\partial t] = \text{cte.}$ ).

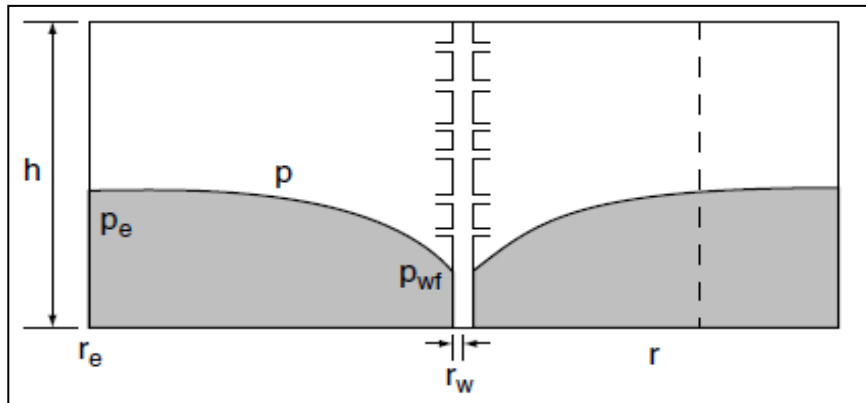


Figura 1.19. Esquema de un yacimiento con una frontera con presión constante.<sup>23</sup>

Un yacimiento esquemático es mostrado en la figura 1.20, donde  $p_e$  representa la presión en la frontera cerrada, o sin flujo, del yacimiento la cual puede ser una falla, una discordancia, o el área de drene de los pozos. Suponiendo flujo monofásico, la relación teórica derivada de la ley de Darcy para un yacimiento en condiciones de flujo en estado pseudoestacionario, debido a la frontera sin flujo a una distancia  $r_e$  del pozo es la siguiente:

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right)} \quad 1.4$$



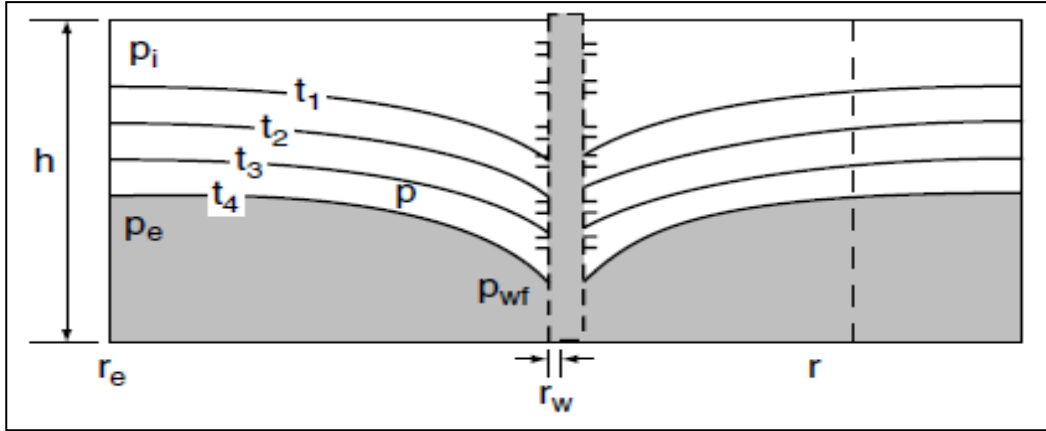


Figura 1.20. Esquema de un yacimiento con fronteras cerradas, o sin flujo.<sup>23</sup>

**Pozos horizontales.** Los regímenes de flujo también pueden existir en yacimientos penetrados por pozos horizontales, pero para estos casos diferentes modelos matemáticos están disponibles en la literatura. Joshi (1988) presentó la siguiente relación, considerando flujo estacionario de aceite en un plano horizontal y estado de flujo pseudoestacionario en un plano vertical:

$$q = \frac{k_H h (p_e - p_{wf})}{141.2 B \mu \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left[ \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] \right\}} \quad 1.5$$

Donde:

$$a = (L/2) \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{r_{eH}}{L/2}\right)^4}} \quad 1.6$$

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad 1.7$$

y

$k_H$  = Permeabilidad horizontal promedio, [mD].

$k_V$  = Permeabilidad vertical promedio, [mD].

$r_{eH}$  = Radio del área de drene, [ft].

$L$  = longitud del pozo horizontal ( $L/2 < 0.9 r_{eH}$ ), [ft].

#### 1.4.2. Comportamiento de afluencia.

Han sido muchos los trabajos elaborados para obtener modelos matemáticos capaces de describir el comportamiento de afluencia, entre los cuales se encuentra el de Vogel (1968), quien usó un modelo matemático para generar las

curvas de comportamiento de afluencia de un yacimiento saturado hipotético, para varias condiciones en pozos verticales. Vogel estandarizó el cálculo de IPR, este modelo fue adoptado en la industria porque era simple y mostraba buenos resultados. En 1973, Fetkovich analizó datos experimentales de 40 pozos productores en 6 campos diferentes, este estudio fue de gran provecho para predecir el IPR para 3 tipos de producción. También llegó a la conclusión de que el comportamiento de la presión en pozos de gas puede ser usado para pozos de aceite con una saturación de gas mayor a la crítica.

Wiggins et al. en 1992, usó cuatro casos para diferentes permeabilidades relativas y datos de propiedades de los fluidos para el modelo de pozos verticales, este estudio se hizo para predecir la curva de IPR para 3 fases, aceite, gas y agua. La ecuación desarrollada por Wiggins es similar a la desarrollada por Vogel, la cual tiene un coeficiente parabólico. La ecuación se generó para yacimientos saturados, y no se analizan los efectos por viscosidad.

Klins y Clark en 1993, propusieron un IPR similar a la estructura de la ecuación de Vogel, pero en esta nueva ecuación se introduce un nuevo factor “d”, asumiendo constante el exponente parabólico, mismo que depende de la presión de burbuja y de la presión de yacimiento. El coeficiente parabólico solo varía poco en comparación con el modelo de Vogel.

Algunos autores como Mutalik et al. (1988); Babu y Odeh (1988); y Kuchuk et al. (1988), desarrollaron cálculos para flujo en pozos horizontales en una sola fase para estado estacionario. Plahn et al. realizó en 1987, un primer estudio para flujo multifásico en pozos horizontales, para yacimientos de gas, y generó un conjunto de curvas tipo para estimar la homogeneidad e isotropía del yacimiento. Ellos usaron un simulador de yacimientos, con el cual desarrollaron las curvas para un amplio rango de propiedades de fluidos y roca, así como de dimensiones de pozos. Sin embargo usaron demasiadas suposiciones, con lo que dificultaron la generalización de la aplicación de este modelo.

Wiggins y Wang (2005), investigaron el comportamiento de la presión para pozos horizontales de aceite, con una penetración total al fondo del pozo, y produciendo con varios patrones de flujo. Basados en el análisis de una regresión lineal de simulaciones de yacimientos, dos IPR empíricas fueron desarrolladas para estimar el comportamiento del pozo, además de una IPR futura para estimar el comportamiento de la presión.

El IPR es usado para evaluar la capacidad de entrega del yacimiento, y su curva es la representación de la relación entre la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) y el

gasto de producción de líquido. La magnitud de la pendiente en una curva de IPR es llamada “índice de productividad” (IP o J)<sup>19</sup>, esto es:

$$J = \frac{q}{p_e - p_{wf}} \quad 1.7$$

Donde:

J= Índice de productividad.

q= gasto de producción de líquido.

P<sub>e</sub>= Presión estática del yacimiento.

P<sub>wf</sub>= Presión de fondo fluyendo.

Las curvas de IPR de los pozos, son usualmente construidas usando modelos de afluencia del yacimiento, los cuales pueden tener bases teóricas o empíricas, pero es muy importante la validación de estos modelos con datos medidos en campo. Los modelos de afluencia mostrados en las ecuaciones 1.2, 1.3, 1.4, y 1.5, son resultado de asumir un flujo de una sola fase líquida, lo cual es válido para yacimientos bajosaturados, o porciones de yacimientos con una presión por encima de la presión de burbuja. Para estas ecuaciones se define el índice de productividad (J), como sigue:

$$J = \frac{q}{(p_i - p_{wf})} = \frac{kh}{162.6 q B_o \mu_o \left( \log(t) + \log \frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 S \right)} \quad 1.8$$

para flujo radial en estado transitorio alrededor de un pozo vertical,

$$J = \frac{q}{(p_e - p_{wf})} = \frac{kh}{141.2 B_o \mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad 1.9$$

para flujo radial en estado estacionario alrededor de un pozo vertical,

$$J = \frac{q}{(p_e - p_{wf})} = \frac{kh}{141.2 B_o \mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right)} \quad 1.10$$

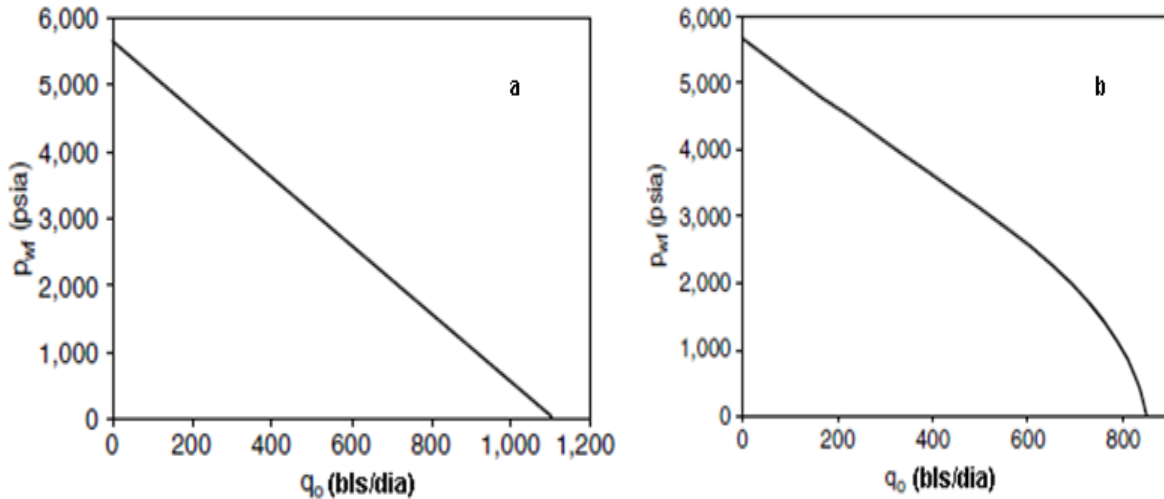
para flujo radial en estado pseudoestacionario alrededor de un pozo vertical, y,

$$J = \frac{q}{(p_e - p_{wf})} = \frac{k_H h}{141.2 B \mu \left\{ \ln \left[ \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right] + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left[ \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right] \right\}} \quad 1.11$$

para flujo en estado estacionario alrededor de un pozo horizontal.

Como el índice de productividad  $J$ , para presiones por encima de la presión de burbuja es independiente del gasto de producción, la curva de IPR para un yacimiento de una sola fase líquida es una línea recta, misma que es elaborada con presiones que van desde la presión del yacimiento hasta la presión de burbuja (gráfica 1.4a).

Por debajo de la presión de burbuja el gas en solución es liberado, y empieza a ocupar porciones del espacio poroso, lo que reduce el flujo de aceite. Este efecto es cuantificado por la reducción de la permeabilidad relativa, e incluso la viscosidad del aceite se ve incrementada con las caídas de contenido de gas. La combinación de estos dos efectos da como resultado una baja producción de aceite, para una dada presión de fondo. Esto provoca que la curva de IPR se desvíe de su tendencia lineal (gráfica 1.4b), y entre más baja sea la presión, más grande será la desviación presentada. Si inicialmente un yacimiento presenta una presión menor a la de burbuja, un flujo de dos fases existirá (gas y aceite), y dominará, en todo el yacimiento, por lo que normalmente estos yacimientos son conocidos comúnmente como “yacimientos de dos fases”.



Gráfica 1.4. Curva de IPR típica de un yacimiento con  $p_y > p_b$  (a), y con  $p_y < p_b$  (b).<sup>22</sup>

Para el modelado del IPR de yacimientos de dos fases, solo existen disponibles ecuaciones empíricas, incluyendo la ecuación de Vogel (1968) extendida por Standing (1971), la ecuación de Fetkovitch (1973), la ecuación de Bandakhlia y Aziz (1989), la ecuación de Zhang (1992), y la ecuación de Retnanto y Economides (1998). La ecuación de Vogel es la más ampliamente usada en la industria y se representa como sigue:

$$q = q_{m\acute{a}x} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right) - 0.8 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right] \quad 1.12$$

o

$$p_{wf} = 0.125 \bar{p} \left[ \sqrt{81 - 80 \left( \frac{q}{q_{m\acute{a}x}} \right)} - 1 \right] \quad 1.13$$

donde  $q_{m\acute{a}x}$  es una constante empírica y su valor representa el máximo valor posible para la productividad del yacimiento.  $q_{m\acute{a}x}$  puede ser estimado teóricamente con base en la presión del yacimiento y el índice de productividad por encima de la  $p_b$ , para flujo en estado pseudoestacionario, la ecuación es la siguiente:

$$q_{m\acute{a}x} = \frac{J\bar{p}}{1.8} \quad 1.14$$

La ecuación de Fetkovich esta expresada como sigue:

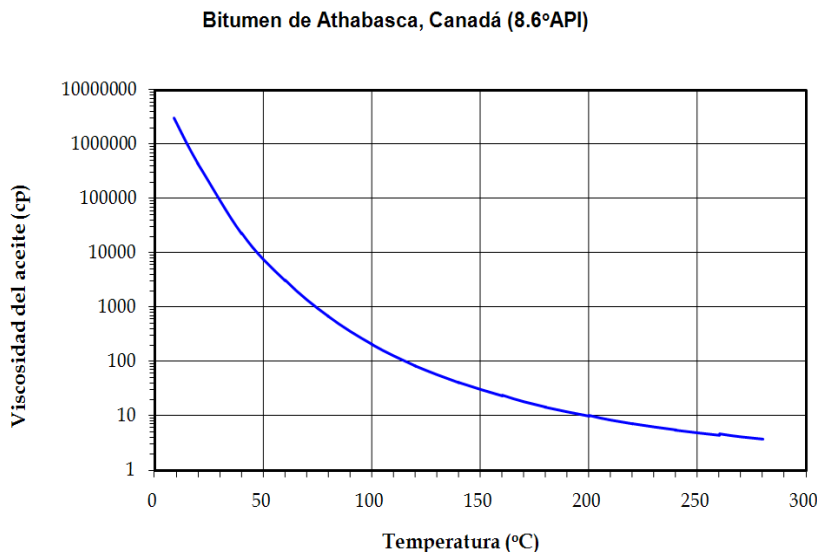
$$q = q_{m\acute{a}x} \left[ 1 - \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}} \right)^2 \right]^n \quad 1.15$$

Nuevamente estas ecuaciones son válidas para una presión promedio del yacimiento, y una presión por debajo de la presión de burbuja. Por último, cabe estacar que los ingenieros de producción deben hacer la selección de los modelos basándose en la mejor estimación de las condiciones de su yacimiento, esto es, régimen de flujo y nivel de presión. Los modelos seleccionados deben ser validados con datos actuales de gasto de producción y presiones del fondo del pozo.

### 1.5. Predicción de la viscosidad en aceites pesados.

Los crudos pesados presentan serios problemas en el flujo multifásico vertical, en general, si la viscosidad del líquido es mayor a 10 [cp] (aproximadamente equivalente a 30 [°API] a 100 [°F]), las caídas de presión por unidad de longitud de tubería, para el flujo multifásico, aumentan conforme aumenta la viscosidad del líquido.<sup>19</sup>

La viscosidad de un líquido varía dependiendo de la temperatura, presión, densidad, gas en solución, entre otras variables, incluyendo la composición, aunque la temperatura juega un papel importante en dicha variación, como se muestra en la gráfica 1.5.



Gráfica 1.5. Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.<sup>25</sup>

Como se puede ver, la viscosidad es una de las propiedades claves en el transporte, diseño de instalaciones superficiales, subsuperficiales, y de la simulación del flujo de aceites pesados. Las correlaciones para determinar la viscosidad de aceites pesados se puede dividir en tres categorías: viscosidad del aceite muerto ( $\mu_{OD}$ ), viscosidad en el punto de burbuja ( $\mu_{OB}$ ) y viscosidad del aceite bajosaturado ( $\mu_O$ ).

**Correlaciones de viscosidad para aceite muerto.** Esta viscosidad del aceite, es la que representa el fluido cuando se encuentra en la cabeza del pozo, es decir, el aceite que se encuentra a condiciones estándar y ya no liberará gas en solución.

Correlación para aceites pesados de Egbogah-Jacks.

$$\mu_{OD} = 10^{(1.90296 - 0.012619 * ^\circ API - 0.61748 * \log T)} \quad 1.16$$

Correlación para aceites extra.pesados de Egbogah-Jacks.

$$\mu_{OD} = 10^{(2.06492 - 0.0179 * ^\circ API - 0.70226 * \log T)} \quad 1.17$$

**Correlaciones de viscosidad en el punto de burbuja.** La viscosidad que se calcula con estas correlaciones, es cuando la presión a la que se encuentra el aceite es igual a la presión de burbuja del fluido. Es decir cuando el aceite libera la primera burbuja de gas.

Correlación para aceites pesados de Kartoatmodjo.

$$\mu_{oB} = -0.6311 + 1.078 * F - 0.003652 * F^2 \quad 1.18$$

Donde:

$$F = (0.2478 + 0.6114x10^{-0.000845 * Rs}) * \mu_{OB}^{(0.4731 + 0.5158x10^{-0.00081 * Rs})} \quad 1.19$$

Correlación para aceites extra pesados de Kartoatmodjo.

$$\mu_{oB} = 2.3945 + 0.8927 * F - 0.001567 * F^2 \quad 1.20$$

Donde:

$$F = (0.0335 + 1.0785x10^{-0.000845 * Rs}) * \mu_{OB}^{(-0.000845 * Rs)} \quad 1.21$$

**Correlaciones de viscosidad para aceite bajosaturado.** Es cuando la presión a la que se encuentra el aceite es menor a la presión de burbuja del fluido. Es decir cuando el aceite se encuentra en dos fases.

Correlación de aceites pesados de Kartoatmodjo.

$$\mu_o = 0.9886 * \mu_{OB} + 0.002763 * (P - Pb) * (-0.1153 * \mu_{OB}^{1.7933} + 0.0316 * \mu_{OB}^{1.7931.59393}) \quad 1.22$$

Correlación de aceites extra pesados de Labedi.

$$\mu_o = \mu_{ol} - \left[ \left( 1 - \frac{P}{Pb} \right) \left( \frac{10^{-2.29} * \mu_{od}^{1.055} * Pb^{0.3132}}{10^{0.0099 * API}} \right) \right] \quad 1.23$$

Donde:

$\mu_{ol}$ : es la viscosidad del fluido saturado.

P: presión a la que se encuentra el fluido.

$P_b$ : presión de burbuja.

Estas correlaciones son muy útiles, debido a que el comportamiento de la viscosidad para aceites pesados es muy diferente a la de los aceites ligeros, por lo que los modelos anteriores tienen la ventaja de presentar un mejor modelado para las viscosidades de los crudos pesados, con lo que se obtiene una mejor predicción del comportamiento de dicha propiedad para diferentes condiciones.

## REFERENCIAS:

1. “Tipos”, México, IMP, diciembre 2008.
2. Felipe Maciel, “Siri ganhará plataformas”, Brasil, Energia hoje 2009.
3. “Composición”, México, IMP, diciembre 2008.
4. Rosas José, Rodríguez Nicolás, “Nuestros productos”, Octanaje, No. 11. México, PEMEX, 1997.
5. Ramírez Jetzabeth, Lozano Gerardo, Pérez Rodolfo, “Productividad de pozos petroleros”, México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
6. “La importancia del petróleo pesado”, Oilfield review. Schlumberger, 2006.
7. Clark Brian, “Heavy oil”, NPC Global Oil & Gas Study, No 22, 2007.
8. “Índice”, México, PEMEX, 2009.
9. “Diagnóstico: Situación de PEMEX”, México, SENER, 2008.
10. “Resultados financieros de PEMEX al 30 de septiembre de 2009”, México, PEMEX, Conference call. octubre 2009.
11. “Definiciones básicas”, México, PEMEX, 2007.
12. Dirección Corporativa de Finanzas, “Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010”, México, PEMEX, Marzo 2010.
13. “Guía de empacadores de producción”, México, PEMEX, 2007.
14. “SeaFlex Riser Technologies”, Kongsberg Gruppen, 2010.
15. “Transformer Wellhead System, Build efficiency”, USA. Weaterford, 2009.
16. “Marine Riser Systems: Chevron Texaco-BP Training Alliance”, Vetco Gray, 2004.
17. “Niples y taponos”, Argentina. Texproil 2010.
18. “Subsurface Safety Valves”, Schlumberger, 2010.
19. “Subsea Systems”, Aker Kvaerner, 2006.
20. Segen F. Estefen, “Subsea production system for gas field offshore Brazil”, Brazil, FURJ.
21. Stuart L. Scott, Deepak Devegowda, Martin M. Ana, “Assessment of subsea production and Well Systems”, USA, Texas A&M University, 2004.
22. S. Gasbarry, V. Martínez, J.A. García, R. Pinto, L. García, C.J. Gil, “Inflow performance relationships for heavy oil”, SPE, 2009.
23. Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor, “Petroleum production engineering: A computer-assisted approach”, Elsevier Science & Technology Books, 2007.
24. Kermit E. Brown, Dale Beggs, “The technology of artificial lift methods”, Pennwell Books. Vol. 1. Oklahoma.
25. “Heavy oil info”, schlumberger, 2010.



## **CAPÍTULO II**

# **PROBLEMÁTICA EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS PESADOS**

La creciente demanda de hidrocarburos requiere la explotación de crudos pesados y extrapesados, de los cuales su explotación es reducida debido a su alta viscosidad y alto contenido de metales pesados, así como de heteroátomos (es decir cualquier átomo que no sea carbono o hidrogeno, en la industria comúnmente S, O, N). Estas propiedades dificultan la producción, transporte y refinación de los mismos.

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, lo cual lleva al diseño de métodos de análisis y procesamiento acordes con la complejidad del crudo y considerando los productos que se desean obtener. En general, es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro grupos orgánicos bien definidos: a) Saturados, b) Aromáticos, c) Resinas y d) Asfaltenos; este conjunto es conocido como SARA. El estudio de la fracción pesada del crudo (asfaltenos) se ha incrementado en los últimos años debido a los problemas que estos representan en los procesos de producción y transporte.

Los hidrocarburos, tanto ligeros como pesados presentan, además, una serie de fenómenos complejos de fase y transporte derivados de la presencia tanto de hidrocarburos ligeros (disueltos en el aceite a condiciones de yacimiento), y fracciones pesadas (generalmente inestables una vez que el aceite es producido). Este delicado balance composicional se rompe una vez que el pozo es puesto a producir, debido a las grandes caídas de presión del flujo, lo que genera la expansión súbita y consecuentemente segregación de condensados intermedios y hasta la precipitación de parafinas, asfaltenos e hidratos de metano, mismos que pueden obturar los poros de la formación productora, o la sección transversal del pozo o ducto de transporte, restringiendo el flujo del aceite producido. Por lo cual es de vital importancia conocer la naturaleza de estos compuestos, para determinar estrategias que ayuden al mejoramiento del flujo de los hidrocarburos, mismas que deben ser económicamente rentables.

La descripción de de la estructura de los componentes con mayor masa molecular y más polares, parafinas y asfaltenos, puede ayudar a desarrollar métodos para el transporte de los hidrocarburos, debido a que los asfaltenos son responsables de

---

la alta viscosidad del crudo pesado, y las resinas tienen influencia en la reología, altamente ligada al papel de los asfaltenos.

La remoción de parafinas y asfaltenos de un pozo o líneas de flujo, deben ser considerados seriamente debido a los altos costos de operación que ellos generan, y se deben conocer dos aspectos muy importantes, que son: a) Las condiciones de operación bajo las cuales se presenta la precipitación de parafinas en el pozo, y b) Los porcentajes de depósito estimados; para determinar los costos asociados con la remoción de estos.

Es importante tener un control adecuado de la explotación de hidrocarburos, por lo que el ingeniero petrolero se apoya en un conjunto de actividades orientadas a la aportación de soluciones integrales a la problemática de formación de obstrucciones al flujo en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones, así como la adecuación de los sistemas de producción (pozo y redes de recolección) de forma tal que se garantice el flujo de los hidrocarburos desde el yacimiento hasta las instalaciones de producción, lo cual es definido como aseguramiento de flujo.

El aseguramiento de flujo se puede dividir en:

1. Caracterización de yacimientos.
2. Simulación de yacimientos.
3. Perforación, terminación y reparación de pozos.
4. Productividad de pozos.
5. Sistemas e instalaciones de producción.
6. Prevención y control de la corrosión.

Los riesgos operacionales más severos en instalaciones costa afuera son los asociados con la transportación multifásica de fluidos. Cuando agua, aceite y gas están fluyendo simultáneamente dentro de las tuberías, existe una gran posibilidad de que se presenten problemas tales como:

- El agua y los hidrocarburos pueden formar hidratos y bloquear la línea de flujo;
- Las parafinas y asfaltenos pueden depositarse en las paredes de la tubería y eventualmente bloquearla;
- Con un alto corte de agua puede haber corrosión;
- Con los cambios de temperatura y presión a lo largo de la tubería y/o con mezclas de agua incompatible, se pueden formar escamas o incrustaciones, depositarse dentro de la tubería y restringir el flujo;

- Severo bacheo puede formarse dentro de la tubería y provocar problemas operacionales para las instalaciones corriente abajo.

De esta manera, los retos a los que los ingenieros deben hacer frente son: como diseñar los sistemas submarinos y tubería para asegurar que los fluidos sean transportados de manera segura y económica desde el fondo de los pozos hasta las plantas de procesamiento. La práctica de identificación, cuantificación, y mitigación de todos los riesgos de flujo asociados con las tuberías y sistemas submarinos, es llamada aseguramiento de flujo. Este tipo de prácticas son críticas para los sistemas y tuberías en aguas profundas.

Cuando la tubería está sumergida en un tirante grande de agua, si no está protegida con un aislante térmico alrededor de su pared, el fluido que está siendo transportado perderá rápidamente su temperatura, perdiéndola hacia el agua, lo cual es especialmente verdadero cuando la corriente de agua alrededor de la tubería es fuerte. Con una tubería sin aislante térmico el coeficiente de transferencia de calor hacia fuera de la pared de la tubería puede ser significativo, debido a la convección forzada por el movimiento del mar (corriente). Si la temperatura del fluido dentro de la tubería es muy baja debido a la pérdida calor, el agua y los hidrocarburos (aceite y gas) pueden formar hidratos y bloquear el flujo. Además, si la temperatura del fluido es lo suficientemente baja, las parafinas pueden empezar a precipitar y depositarse en la pared de la tubería. Por lo que una efectiva preservación de la temperatura del fluido es uno de los más importantes parámetros de diseño para las tuberías instaladas costafuera.

En aguas profundas la tubería de la línea de flujo es normalmente seguida por un riser de producción, que va desde el fondo del mar hasta las instalaciones de procesamiento en la superficie, por lo que el largo del riser estará dado en función del tirante de agua, lo que tendrá repercusión en la presión de operación de la tubería. Para una misma temperatura de fluido, con mayor presión de operación es más fácil que los fluidos formen hidratos. Con un sistema de producción con tubería y riser, si las condiciones de flujo son tales que permitan la existencia de bacheo severo, este será proporcional a la longitud del riser.

La forma de optimizar el diseño del sistema integral de producción para mitigar los problemas presentes es un reto. Los riesgos presentes en la producción de hidrocarburos pueden ser manejados a través de robustos sistemas de diseño, tales como el aislamiento térmico robusto, materiales de alto grado de resistencia y sofisticados sistemas de mitigación.

## **2.1. Muestreo y caracterización de los fluidos.**

Uno de los pasos más importantes en la identificación y cuantificación de los posibles riesgos presentes a lo largo del sistema integral de producción, es el muestreo de los fluidos. Del muestreo del fluido se debe determinar: la composición, si existe la posibilidad de depósito de parafinas, que tan alto es el potencial de depósito de asfaltenos (alto, medio o bajo), si el fluido se volverá gel después de un cierre en el sistema con una temperatura suficientemente baja, y cuanta energía será necesaria para romper el gel y re-movilizar el fluido. Todos estos campos solo pueden ser determinados en el laboratorio mediante pruebas de circulación del fluido muestreado, por lo que es de suma importancia obtener una muestra representativa del fluido que estará siendo transportado en la tubería. No importa que tan exactas sean las mediciones e interpretaciones hechas en el laboratorio, si el fluido no es representativo de nada servirán, y se llegará a conclusiones erróneas. Cualquier estrategia de mitigación basada en conclusiones erróneas no trabajará efectivamente y se tendrán severos problemas operativos en los sistemas submarinos y tubería.

Las muestras de agua son sumamente críticas para establecer los posibles riesgos, tales como formación de escamas, tendencias a formar hidratos, corrosión, compatibilidad con agua de otros intervalos productores o agua a inyectar a la formación, metalurgia de los materiales, y diseño de los equipos para el manejo del agua producida. Este es uno de los especiales retos asociados con la evaluación de riesgos presentes en el aseguramiento de flujo, ya que no se cuenta con muestreo del agua de la formación, debido a que los pozos exploratorios nunca alcanzan los acuíferos. Sin muestras de agua de formación es muy difícil hacer evaluaciones exactas de los riesgos en el aseguramiento de flujo. En muchas ocasiones son usadas las muestras de agua de campos cercanos, las cuales dan como resultado grandes niveles de incertidumbre en el desarrollo de las estrategias de mitigación.

### **2.1.1. Muestreo de los fluidos.**

Existen muchas discusiones en la literatura concernientes con el muestreo y manejo de fluidos (API RP 44, RP 45, Ostrof, 1979, Chancey, 1987). Las muestras de fluido pueden ser obtenidas del fondo del pozo y/o del separador en superficie. Las muestras tomadas del fondo del pozo son las muestras primarias para las mediciones PVT, y las muestras obtenidas del separador usualmente son tratadas o recombinadas para ser utilizadas como muestras bulk (en bruto), para el diseño

del procesamiento o del yacimiento. El recolectar dos muestras del fondo del pozo y una que sirva como respaldo, además de tres muestras de un galón tomadas del separador, es una buena práctica.

Para el planeamiento del muestreo de los fluidos, es importante saber los pros y contras de las herramientas de muestreo disponibles, si se tomará la muestra con equipo bajado con sarta de perforación o con cable de acero; si es con cable de acero, se debe saber si se utilizará un instrumento de caracterización del yacimiento o un probador dinámico modular de la formación. La clave es saber de qué manera tendremos una muestra representativa del fluido a condiciones de la formación, como transportarla a la superficie sin que sufra alteraciones y de esta manera poder realizar las mediciones y análisis en el laboratorio. Para lograr esto es importante obtener las muestras de fluido de la principal zona productora.

Se deben determinar las zonas en las que se pueden tomar las muestras, debido a que estas no deben contener agua. Si no existen zonas libres de corte de agua, el pozo debe cerrarse para que se asiente el agua, y de esta forma poder tomar las muestras de aceite. Cuando se han determinado dichas zonas, el siguiente paso es asegurarse que la muestra se tomará con la mínima contaminación de lodo de perforación, ya que como se sabe, durante la perforación, los fluidos de perforación penetran en la formación generando un daño, por lo que se debe contar con una herramienta que sea capaz de tomar muestras de la zona virgen, es decir de la zona en la que el filtrado del lodo de perforación no llegó. Como esto es muy difícil de conseguir, la herramienta para el muestreo debe ser capaz de determinar el nivel de contaminación encontrado, para saber si las muestras son aceptables. Cuando los fluidos están fluyendo hacia la herramienta, las caídas de presión entre la presión de la formación y la cámara de muestreo deben ser mínimas, para evitar el cambio de fases de los fluidos durante el muestreo, debido a que el gas que se encuentra en solución dentro del aceite puede ser liberado si se tiene una presión por debajo de la presión de burbuja, o el gas puede salir de la herramienta durante la transportación. Además también es importante asegurarse de que no haya depósito de sólidos, como asfaltenos, ya que estos pueden adherirse a la pared de la cámara de muestreo y no ser completamente recuperados. De otra manera los fluidos recuperados no representaran con precisión a los encontrados en la formación.

Cuando las muestras de los fluidos son transportadas de la formación a la superficie, la presión de los fluidos puede caer debido a la caída de su

temperatura, con lo que se puede alcanzar la presión de burbuja, si esto ocurrió o no, debe ser determinado en superficie.

### **2.1.2. Mediciones PVT.**

Cuando las muestras de los fluidos están en el laboratorio, numerosas pruebas son hechas para determinar las propiedades de los fluidos. Análisis composicionales de las muestras del fondo del pozo son realizadas por lo menos hasta C36+, incluyendo densidad y peso molecular de los heptanos plus. Las relaciones presión-volumen son determinadas a la presión del yacimiento con una expansión a masa constante. Estas mediciones proveen la compresibilidad del aceite, presión de saturación, densidad del aceite en una fase, y volúmenes de cada fase.

Los siguientes parámetros son determinados normalmente para un aceite negro:

- Densidad del aceite en el tanque de almacenamiento (densidad API).
- Presión de burbuja.
- Relación gas-aceite.
- Compresibilidad del aceite con gas disuelto.
- Densidad del fluido en el punto de burbuja.
- Densidad del aceite en el yacimiento.
- Composición del gas.
- Densidad específica del gas.
- Composición del fluido en el yacimiento.

### **2.1.3. Análisis especiales para el aseguramiento de flujo.**

Otras mediciones distintas a la PVT son realizadas específicamente para el análisis del aseguramiento de flujo, para la deposición de parafinas se realiza un análisis composicional hasta el C70+. Normalmente se realizan mediciones de la temperatura de aparición de las parafinas (WAT) para los aceites muertos, gasto de rompimiento, punto de escurrimiento, peso molecular, y número de acidez total. Para el análisis de los asfaltenos, su titulación se lleva a cabo con el fin de determinar su estabilidad. La titulación del aceite en el tanque de almacenamiento se hace normalmente con n-heptano o n-pentano mientras se monitorea el porcentaje de asfaltenos precipitados para determinar la estabilidad. Si aceite ligero y pesado son mezclados durante la transportación, se requieren pruebas

que determinen la tendencia de precipitación de asfaltenos debido a dicha mezcla de aceites.

Incluso deben realizarse pruebas para determinar la tendencia a formar espumas y emulsiones. Lo anterior es importante para evaluar la estabilidad de la emulsión agua-aceite ante el efecto de cizalleo provocado por el bombeo y mecanismos de levantamiento artificial, además es deseable medir la viscosidad de la emulsión a condiciones de operación y a condiciones del fondo del mar, utilizando un corte de agua entre 0 y 100%. Los modelos existentes para la viscosidad de las emulsiones no son universales, y diferentes tipos de aceites tienen un comportamiento reológico muy diferente, por tanto, es importante medir la viscosidad de la emulsión en el laboratorio. Las mediciones hechas a emulsiones de agua-aceite vivo son muy caras, y solo pocos laboratorios están capacitados para hacer estas pruebas. Existen incluso pruebas para determinar con las muestras de agua, si existirá corrosión, o formación de escamas.

#### **2.1.4. Caracterización del fluido.**

La aplicación de ecuaciones de estado y caracterización de los fluidos han sido ampliamente discutidas en las últimas décadas, y excelentes artículos están disponibles en la literatura (Katz y Firoozabadi, 1998; Pedersen *et al.*, 1985, 1989, 1992, 2001; Riazi y Daubert, 1980; Huron y Vidal, 1979; Mathias y Copeman, 1983; Peneloux *et al.*, 1982; Peng y Robinson, 1976, 1978; Reid *et al.*, 1977; Soabe, 1972; Sorensen *et al.*, 2002; y Tsonopoulos *et al.*, 1986).

No importa cuántas pruebas hagamos, los parámetros medidos no podrán cubrir los rangos de aplicación que se necesitan, debido a eso, el modelado de los fluidos (con ecuaciones de estado) puede predecir el comportamiento PVT de los fluidos para diferentes condiciones de temperatura y presión, lo cual es necesario para el diseño de la tubería. Normalmente son utilizadas las ecuaciones cúbicas de estado, como la SRK (Soave-Redlich-Kwong) (Soave, 1972), PR (Peng-Robinson) (Peng y Robinson, 1976), y PR modificado (Peng y Robinson, 1978). Estos modelos pueden predecir con precisión el comportamiento de los fluidos, con presiones que cubren el rango desde las condiciones del yacimiento hasta las condiciones de procesamiento en la superficie, y de las temperaturas comprendidas desde el pozo hasta las presentes en el lecho marino.

Para desarrollar un modelo con el cual se pueda predecir el comportamiento PVT de una mezcla de condensado de gas y aceite, usando una ecuación cúbica de

estado, es necesario conocer la temperatura crítica, la presión crítica, y el factor acéntrico para cada componente de la mezcla, pero, desafortunadamente este tipo de mezcla contiene miles de diferentes componentes, por lo que no es práctico desarrollar un modelo que cubra individualmente a todos los componentes. Algunos de los componentes pueden ser agrupados y representados como pseudocomponentes. Una aproximación común es caracterizar los fluidos usando el C7+, con lo que se representa a los hidrocarburos que tienen siete o más átomos de carbono, obteniendo un número razonable de pseudocomponentes. Para cada pseudocomponente, los parámetros presión crítica, temperatura crítica y factor acéntrico están determinados (Pedersen *et al.*, 1992). Los modelos caracterizados son entonces cuidadosamente afinados, o ajustados, usando los parámetros PVT obtenidos de las mediciones de laboratorio.

## **2.2. Impactos provocados por el agua producida.**

En las tuberías productoras en costa afuera, normalmente existe una mezcla de agua, aceite y gas, ya que en los yacimientos siempre existirá agua, misma que contiene disueltos varios compuestos químicos y gases de la formación, e incluso puede contener impurezas y sólidos en suspensión.

Dentro del yacimiento, el agua y los compuestos químicos se encuentran usualmente en equilibrio, pero al ser producida, el equilibrio es destruido debido a los cambios de presión y temperatura existentes en la tubería, por lo que algunos compuestos se vuelven insolubles, comienzan a precipitarse y forman todo tipo de escamas.

Cuando el agua libre tiene contacto con la pared de la tubería, comienza a disolver el metal provocando problemas de corrosión en la tubería, además si el agua esta fluyendo junto gas, a ciertas condiciones de presión y temperatura, pueden formar hidratos, los cuales son potenciales bloqueadores de flujo en la tubería.

Un apropiado muestreo, manejo y análisis del agua es crítico para una buena evaluación de riesgos en el aseguramiento de flujo. Muchas propiedades del agua como la disolución de gases, sólidos en suspensión, y PH, varían con respecto al tiempo, temperatura y presión, por tanto, es necesario realizar análisis en el pozo y en el laboratorio para tener un análisis más preciso (API RP 45, 1968, Ostroff, 1979). Los principales iones en el agua son listados a continuación:



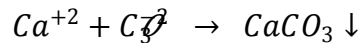
a) Iones con carga negativa (aniones):

- Cloruro  $Cl^-$
- Sulfuro  $HS^-$
- Sulfato  $SO_4^{-2}$
- Bromuro  $Br^-$
- Bicarbonato  $HCO_3^-$
- Carbonato  $CO_3^{-2}$

b) Iones con carga positiva (cationes):

- Sodio  $Na^+$
- Potasio  $K^+$
- Calcio  $Ca^{+2}$
- Magnesio  $Mg^{+2}$
- Estroncio  $Sr^{+2}$
- Bario  $Ba^{+2}$
- Hierro  $Fe^{+2}$  y  $Fe^{+3}$
- Aluminio  $Al^{+3}$

Los cationes y aniones pueden combinarse y formar diferentes sustancias, además, cuando la presión y la temperatura cambian, la solubilidad para cada ion también cambia. El exceso de iones precipita, formando sólidos, como escamas, por ejemplo el calcio y el carbonato formarán una incrustación de carbonato de calcio.



El agua con sales disueltas es un excelente electrolito que es requerido para que la corrosión no ocurra, pero si el nivel de agua libre dentro de la tubería es lo suficientemente elevado como para mojar la pared de la tubería, habrá corrosión, y entre más sales o iones existan en el agua, más conductiva va a ser, y la corrosión será mayor.

Cuando el agua está mezclada con gas a cierta presión y temperatura, los hidratos se pueden formar, los cuales son sólidos, con una apariencia similar al hielo, normalmente las condiciones son una baja temperatura del fluido y una alta presión en la tubería. Si los hidratos se forman dentro de la tubería, el flujo dentro de la misma se verá bloqueado por los hidratos, y cuando esto ocurre pueden pasar semanas o hasta meses para que los hidratos sean disociados.

### **2.2.1. Hidratos de gas.**

Los hidratos de gas son compuestos cristalinos que se forman cuando pequeñas moléculas de gas entran en contacto con agua a ciertas temperaturas y presiones. Las propiedades físicas de los hidratos son similares a las del hielo (Sloan, 1998), pero los hidratos pueden formarse a temperaturas alrededor de 32 [°F] en sistemas presurizados. Comúnmente los hidratos encontrados están compuestos por agua y moléculas ligeras de gas, como metano, etano, propano, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno.

Existen tres estructuras cristalinas identificadas (Sloan, 1998), las cuales son llamadas estructura I, II, y H, de las cuales las estructuras I y II tienen sus propiedades bien definidas, pero la estructura H es relativamente nueva, por lo cual sus propiedades están poco definidas. Todos los hidratos contienen mucho gas, por lo que muchas investigaciones están siendo conducidas para estudiar los hidratos como un potencial recurso energético (Makogon, 1997).

Para ciertas condiciones de presión y temperatura, cuando las moléculas de agua forman estructuras que consisten en cavidades, pequeñas moléculas de gas entran en las cavidades para formar los hidratos, pero la forma en la que las moléculas de gas entran en las cavidades, y como son formados los hidratos no ha sido entendido completamente (Sloan, 1998). Sin embargo se cree que la formación de los núcleos de los hidratos usualmente ocurre en la interface gas-agua, y los cristales después crecen por la adsorción de moléculas de agua y gas en la superficie (Makogon, 1997). La rapidez en la que los hidratos pueden formarse y crecer va a depender sobre todo del flujo difusivo de las moléculas de gas y agua. Si el hidrato se forma en la interface gas-agua, y las moléculas de gas y agua son abundantes, los hidratos tendrán el más alto crecimiento (Makogo, 1997). Esto es el porqué del bloqueo por hidratos cuando se reinicia el flujo en la tubería, para lo cual se requiere flujo turbulento y agitación para mejorar el flujo de moléculas de gas y agua.

Los hidratos son como sólidos, y sus propiedades físicas son similares a las del hielo. Cuando los hidratos se forman dentro de la tubería, el flujo puede ser bloqueado por tapones de hidratos, una vez que el tapón está formado, puede tomar semanas o meses disociar dicho tapón, por lo cual es muy importante diseñar y operar un sistema libre de riesgos asociados a los hidratos. Los hidratos pueden formarse fácilmente corriente abajo del estrangulador, donde la

temperatura del fluido puede caer dentro de la región de formación de hidratos, debido al enfriamiento por el efecto Joule-Thompson.

### **2.2.2. Curva de formación de los hidratos de gas.**

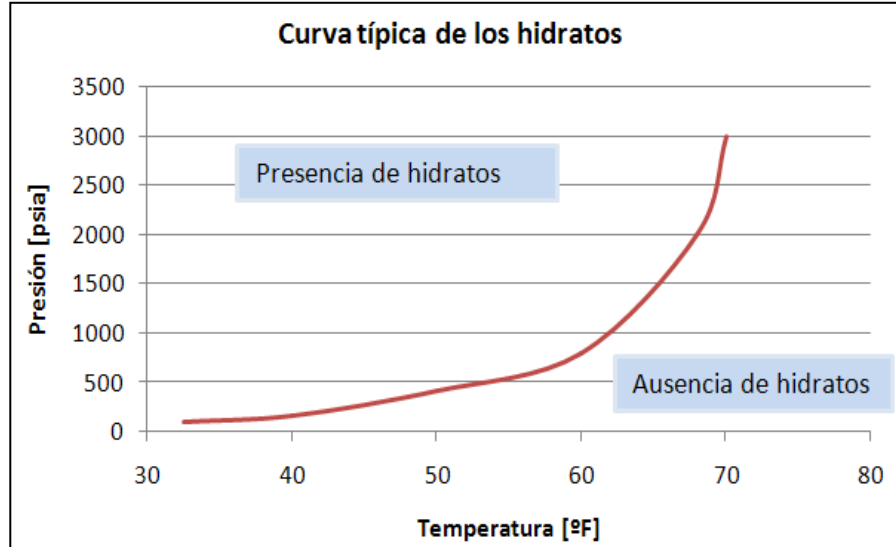
La gráfica 2.1 muestra una curva típica de hidratos de gas, en la que en el lado izquierdo se encuentra la región de formación de hidratos, cuando la presión y temperatura se encuentran dentro de esta región el agua y gas comenzaran a formar hidratos; En el lado derecho se encuentra la región libre de presencia de hidratos, es decir, cuando la presión y temperatura se encuentran en esta región no se formaran hidratos. Son pocos los factores que tienen un impacto sobre la curva de los hidratos, en especial la composición de los fluidos, la composición del agua y la salinidad del agua. Si se incrementa la salinidad del agua la curva cambia, reduciendo la región de formación de hidratos.

Se puede observar en la gráfica 2.1, que con un sistema que se encuentre inicialmente en la región con ausencia de hidratos, si se va incrementando la presión isotérmicamente, se entrará a la región con presencia de hidratos, es decir los hidratos se formarían, y ocurre lo mismo si se reduce la temperatura isobáricamente. La curva de los hidratos, la cual se puede obtener por medio de software PVT, es muy útil para el diseño de tuberías y operaciones submarinas, ya que provee las condiciones de presión y temperatura que se deben mantener para evitar la formación de los hidratos. La clave para obtener una curva de los hidratos es contar con una precisa composición del agua de la formación y de los hidrocarburos, por lo tanto, nuevamente se tiene que un muestreo y análisis de los fluidos producidos es de vital importancia, ya que si la temperatura de formación de los hidratos es conservadoramente sobreestimada, por unos pocos grados, millones de dólares pueden ser desperdiciados en el diseño del aislamiento térmico.

### **2.2.3. Inhibidores de hidratos.**

**Inhibidores termodinámicos.** Como se muestra en la gráfica 2.1, ningún hidrato podrá formarse en condiciones de operación que se encuentren en la región de lado derecho de la curva, por lo tanto, sería de gran ayuda disminuir el área de la región izquierda, para incrementar el área de la región derecha, con lo que se tendría una disminución en el riesgo de aparición de hidratos. Pero, para un diseño de tubería dado, la composición de los fluidos producidos esta especificada, y la curva de los hidratos queda fijada. Para poder mover la curva de

los hidratos a la izquierda se pueden utilizar inhibidores termodinámicos, los cuales no afectan la nucleación de los cristales de hidratos, ni el crecimiento de los mismos, estos inhibidores simplemente cambian las condiciones de presión y temperatura de la formación de hidratos. Con el inhibidor, la temperatura de formación de los hidratos será menor, o la presión de formación de los hidratos será mayor, por lo tanto, con un inhibidor termodinámico las condiciones de operación pueden ser desplazadas de la región de hidratos estables.



Gráfica 2.1. Curva típica con la región de formación de hidratos.<sup>1</sup>

Comúnmente son usados dos tipos de inhibidores termodinámicos, el metanol y el monoetilenoglicol (MEG), pero para sistemas de aceite es más usado el metanol. La gráfica 2.2 muestra la curva de formación de los hidratos para distintas cantidades de metanol. Para un sistema con una presión de 1000 [psia], la temperatura de formación de hidratos para agua fresca es alrededor de los 62 [°F], adicionando 10 wt% de metanol en el agua fresca, la temperatura es reducida a 54 [°F], y con un 20 wt% de metanol, la temperatura de formación de hidratos es fuertemente reducida alrededor de 44 [°F]. Lo que demuestra que es obvio que el metanol es muy efectivo para inhibir la formación de hidratos.

Como se sabe, los inhibidores termodinámicos pueden ser utilizados para reducir la temperatura de formación de los hidratos, pero para saber qué cantidad de inhibidor es necesario utilizar, para ciertas condiciones dadas, es necesario saber cuánto se desea reducir la temperatura, y la cantidad de inhibidor necesario en el agua libre puede ser estimada usando la siguiente ecuación (Hammerschmidt).

$$W_i = \frac{100M_i\Delta T_h}{C_i + M_i\Delta T_h} \quad 2.1$$

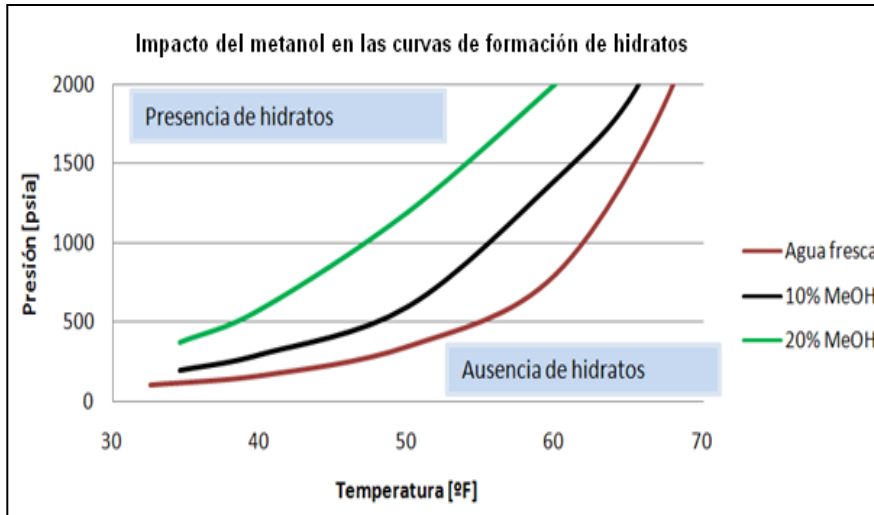
Donde:

$W_i$  = Por ciento peso de inhibidor en el liquido

$C_i$  = constante, 2335 para el metanol y 2000 para el MEG

$M_i$  = Peso molecular del metanol o el MEG

$\Delta T_h$  = Temperatura que se necesita reducir con el inhibidor



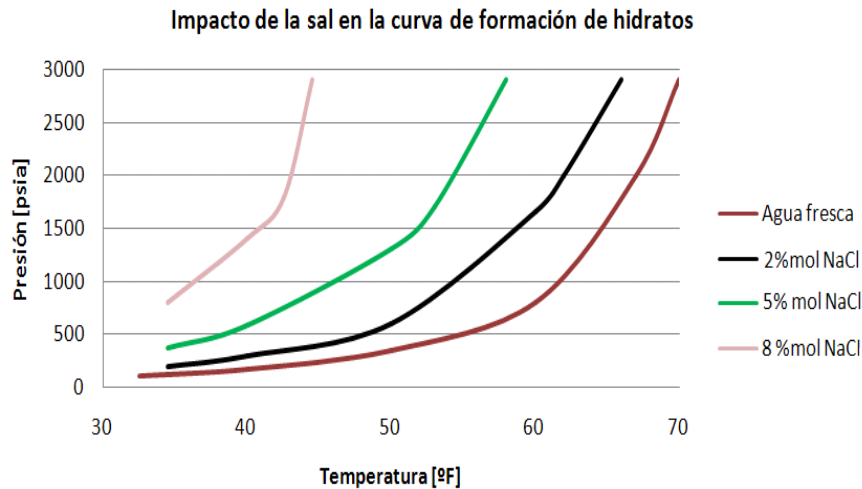
Gráfica 2.2. Curva de los hidratos de gas con diferentes cantidades de metanol.<sup>1</sup>

Por ejemplo, para una presión dada, si la temperatura de formación de los hidratos es 65 [°F] y la temperatura de operación del sistema es 50 [°F],  $\Delta T_h$  es la diferencia entre la temperatura de formación de los hidratos y la temperatura de operación, que en este caso es 15 [°F]. La ecuación dada es para calcular solo la cantidad requerida de metanol y MEG en la fase de agua libre. Cierta cantidad de metanol o MEG se pierde en la fase gas y en la fase de hidrocarburos líquidos, por lo que la cantidad de metanol o MEG inyectada deberá ser mayor que la calculada por la ecuación 3.1. Mas detalles de cómo estimar la cantidad de metanol o MEG perdido en vapor y condensado pueden ser encontrados en la literatura (Sloan, 1998).

Por la adición de metanol en la fase líquida, la concentración de agua en la fase líquida es reducida, en consecuencia la temperatura de formación de los hidratos es reducida, y entre mayor sea la cantidad de metanol adicionada al sistema mayor será la disminución en la temperatura de formación de los hidratos. La necesidad de mayores cantidades de metanol puede causar problemas en el manejo y almacenamiento, debido a la inflamabilidad del metanol, y su alta

toxicidad. Comparado con el metanol, el MEG es menos inflamable, pero se expande más y esta menos disponible.

La salinidad también puede afectar las condiciones de formación de hidratos, adicionando más sal en el agua, la curva de formación de hidratos se desplaza a la izquierda, como se muestra en la gráfica 2.3. El impacto de la sal en la curva de formación de hidratos de gas es significativo, si se le adiciona 2 %mol NaCl en agua fresca, la temperatura de formación de hidratos será 4-5 [°F] menor. Si la concentración de de sal se incrementa a 8 %mol NaCl, la temperatura se reducirá hasta 25 [°F]. Sin embargo, mucha sal puede causar depósitos de sal y escamas en los equipos de procesamiento, además la solución de sal es corrosiva, por lo que se pueden generar problemas de corrosión en el equipo.



Gráfica 2.3. Curvas de hidratos de gas con diferentes concentraciones de sal. <sup>1</sup>

**Inhibidores de hidratos a bajas concentraciones (LDHI).** Como se ha mencionado anteriormente, un alto flujo de agua hará necesario el uso de una mayor concentración de metanol o MEG, para inhibir la formación de hidratos, dando como resultado problemas operativos. Para mitigar los problemas de altas concentraciones de metanol o MEG son necesarios inhibidores más efectivos para los altos cortes de agua. Los mecanismos de inhibición de los nuevos químicos deben ser diferentes a los tradicionales inhibidores termodinámicos, para tener mayor eficiencia con una menor cantidad de inhibidor. Los químicos que inhiben de manera efectiva la formación de hidratos con bajas concentraciones son llamados inhibidores de hidratos a bajas concentraciones (LDHI, por sus siglas en ingles). Los dos tipos de LDHI más conocidos en la industria petrolera son: el

inhibidor cinético de hidratos y el antiaglomerante (Fu, 2002; Metha et al., 2003; Kelland et al., 1995).

Los inhibidores cinéticos tienden a disminuir el proceso de nucleación, y retrasar la formación y crecimiento de cristales para un periodo extendido de tiempo (Fu, 2002), pero estos inhibidores solo retrasan la cinética y no pueden prevenir completamente el proceso de nucleación. Por lo tanto, los inhibidores cinéticos pueden prevenir la formación de hidratos por un periodo finito de tiempo, una vez que este tiempo haya pasado, hay una conversión rápida del resto de agua en hidratos, entonces el bloqueo puede ocurrir (Mehta et al., 2003). En el diseño de las estrategias de mitigación para sistemas submarinos, es crítico asegurarse de cuanto será el tiempo de residencia del fluido en la tubería durante flujo continuo, el cual debe ser menor al “tiempo de espera”, el cual es el tiempo antes de que los hidratos comiencen a formarse rápidamente, este tiempo para algunos inhibidores cinéticos puede llegar a ser alrededor de 24-48 [horas].

Otro parámetro importante en los inhibidores cinéticos es  $\Delta T_h$ , el cual se ha reportado que puede ser solo de 15 a 23 [°F] (Fu, 2002). Para aplicaciones en aguas profundas,  $\Delta T_h$  es normalmente mayor a 25 [°F], por lo que la aplicación de los inhibidores cinéticos se ve muy limitada.

Los antiaglomerantes (AA) son polímeros y surfactantes que ayudan a prevenir la formación y acumulación de grandes cristales de hidratos, previniendo el bloqueo, por lo que el transporte del fluido puede ser mantenido. Esto no retrasa la nucleación de cristales de hidratos, pero puede mantenerlos dentro de la fase de hidrocarburos, reduciendo su rango de crecimiento. Los cristales de hidratos pueden ser transportados junto con los hidrocarburos como un flujo de lodo. Los antiaglomerantes no tienen limitación de  $\Delta T_h$ , como los inhibidores cinéticos, y pueden ser efectivos para  $\Delta T_h$  mayores a 40 [°F] (Mehta et al., 2003).

#### **2.2.4. Estrategias de mitigación de hidratos.**

Como se ha mencionado, la forma más efectiva para mitigar la formación de hidratos, es deshacerse del agua, si no hay agua en la línea de flujo, no existirán problemas con la formación de hidratos, pero, en el mundo real, el deshacerse del agua no es la forma más práctica o económica, por lo que otros métodos deben ser utilizados.

**Aislamiento térmico:** Basados en la curva de formación de hidratos, entre mayor sea la temperatura del fluido, que la temperatura de formación de hidratos, entonces estos no se formaran, por lo tanto, un buen método de mitigación de la aparición de hidratos es mantener la temperatura del fluido dentro de la tubería, por encima de la temperatura de formación de hidratos. Sin embargo, para las tuberías en aguas profundas, la temperatura es muy baja, dependiendo del tirante de agua, además la tubería de acero no es un buen aislante térmico, por lo que es necesario poner un aislante térmico alrededor de la tubería para prevenir la pérdida de calor a los alrededores.

Existen pocos métodos de aislamiento diferentes disponibles en la industria, uno es directamente revestir con materiales aislantes la superficie externa de la tubería (cast-in-place), donde los materiales para esta aplicación pueden ser una capa de un material homogéneo, el cual es el más usado cuando el grosor del aislante no es excesivo, o puede consistir de múltiples capas, donde cada capa es de un material diferente, este caso se usa cuando la capa de aislante es demasiada, y por cuestiones mecánicas y de instalación se determina usar múltiples capas.

Otro método popular de aislamiento es el tubería-en-tubería, donde la tubería de transporte de hidrocarburos es puesta dentro de otra tubería concéntrica, donde el anular entre ambas tuberías es completamente o parcialmente llenado con material aislante. El aislamiento tubería en tubería normalmente provee un mejor aislado que los métodos de revestimiento externo de la tubería, pero es más caro que dichos métodos.

Los paquetes también son utilizados para el aislamiento térmico, en el cual, las tuberías que transportan los hidrocarburos son empaquetadas con otras tuberías por las cuales fluye agua caliente, el calor es transferido del agua caliente a los hidrocarburos, y de esta manera se mantiene la temperatura de los hidrocarburos por encima de la temperatura de formación de hidratos.

El aislamiento térmico es una muy buena estrategia de mitigación de hidratos para tuberías que transportan aceite, especialmente, cuando la tubería esta en operación. Con el aislamiento térmico es fácil mantener la temperatura del fluido, en cualquier lugar a lo largo de la tubería, por encima de la temperatura de formación de hidratos, pero no importa que tanto aislante se ponga en la tubería, después de largos periodos de cierre, la temperatura de los fluidos transportados caerá por debajo de la temperatura de formación de hidratos, y eventualmente se enfriará a la temperatura de agua marina, por lo que el aislamiento por sí mismo



no es suficiente para mitigar la formación de hidratos para largos periodos de cierre, y se necesita de otras estrategias de mitigación, como la despresurización, o el desplazamiento de aceite muerto. Aunque el aislamiento térmico provee de un tiempo de enfriamiento, en el cual no necesita de otra operación de mitigación. El tiempo de enfriamiento puede ser definido como el tiempo, después de un cierre, antes de que la temperatura del fluido caiga hasta la temperatura de formación de hidratos, para una presión de cierre dada.

Existe otro parámetro muy importante llamado “sin contacto” (no-touch) o “manos libres” (hand-free), el cual es definido como el tiempo en el cual no es necesario tomar medidas de control después de un cierre, esto es el porqué se le llama “hand-free time”. Este tiempo siempre es más corto que el tiempo de enfriamiento. Este tiempo (hand-free), provee de un lapso muy valioso de tiempo para que el operador determine los problemas que podrá causar el cierre. Si los problemas que fueron encontrados están ubicados dentro del tiempo “sin contacto”, el flujo se podrá reanudar sin necesidad de realizar más operaciones de mitigación.

**Inhibidores químicos.** Los inhibidores, como el metanol, MEG, LDHI's, inhibidores cinéticos, y anti-aglomerantes, son a menudo usados para mitigar la formación de hidratos, pero estos inhibidores químicos, normalmente no son usados continuamente para sistemas de aceite, en vez de eso, son usados después de un cierre o durante el re-inicio.

Después del tiempo “sin contacto”, metanol o MEG son usados como fluidos inhibidores en sistemas submarinos, como arboles, saltadores de pozo, y manifolds, pero es difícil estimar la cantidad de agua en el sistema después del cierre, por lo que siempre es difícil conocer qué cantidad de metanol es necesaria. En la práctica una cierta cantidad de metanol es inyectada en el pozo (usualmente por medio de una válvula subsuperficial controlada desde la superficie), para proteger la cabeza del pozo de la formación de hidratos. Los fluidos en las tuberías normalmente no son desplazados con metanol debido a que usualmente son muy largas, y se requeriría de una gran cantidad de metanol.

**Calentamiento eléctrico.** Recientemente, se han llevado a cabo más investigaciones para mitigar la formación de hidratos mediante el uso de calentamiento eléctrico (Lervick et al., 1997). El calentamiento eléctrico puede ser dividido en categorías: Calentamiento eléctrico directo e indirecto. Con el calentamiento eléctrico directo, la corriente eléctrica fluye axialmente a través de la pared de la tubería y calienta directamente la línea de flujo; mientras que con el

calentamiento eléctrico indirecto, la corriente eléctrica fluye a través de un elemento de calentamiento, ubicado en la superficie de la tubería y la línea de flujo es calentada a través de la conducción térmica.

El calentamiento eléctrico puede ser usado como método de mitigación para tuberías con problemas de formación de hidratos. Después del cierre, el calentamiento eléctrico puede ser usado para mantener la temperatura del fluido por encima de la temperatura de formación de hidratos, e incluso puede ser usado como una estrategia de intervención/remedio de problemas de bloqueo por hidratos, ya que una vez que el tapón de hidratos se formó, el calentamiento eléctrico puede ser usado para ablandar/disolver los hidratos, de esta forma, los hidratos pueden ser disueltos mucho más rápido que despresurizando la tubería. El proyecto de Shell en el campo Na Kika en el Golfo de México usa calentamiento eléctrico como un método de remediación a la formación de hidratos (March et al., 2003).

**Circulación de aceite caliente.** La circulación de aceite caliente es una estrategia para la mitigación de hidratos durante el re-inicio de la circulación del sistema. Después de un cierre prolongado, el fluido en la tubería se enfría, y si el flujo se re-inicia con el fluido dentro de la tubería frío, el riesgo de formación de hidratos es muy grande, y para reducir dicho riesgo, aceite caliente es circulado a través de las tuberías para desplazar el fluido frío e incluso calentar las tuberías. El tiempo requerido para calentar las líneas de flujo depende de la temperatura de descarga del aceite caliente, el gasto, y la longitud de la tubería. Usualmente toma de 5-10 horas calentar una línea de flujo en instalaciones submarinas.

**Despresurización del sistema.** La despresurización de la tubería es usada para mitigar el bloqueo al flujo por hidratos después de un periodo largo de cierre. Para la curva de formación de hidratos, para una dada temperatura, la región con ausencia de hidratos puede ser alcanzada reduciendo la presión. Una vez que se tiene la presión de la tubería por debajo de la presión de formación de hidratos, estos no se formaran, y el sistema puede continuar sin flujo.

El sistema de despresurización también es usado para disolver tapones de hidratos formados en la tubería, cuando la presión en el sistema está por debajo de la presión de formación de hidratos, estos comienzan a disociarse, pero el proceso es muy lento, puede tomar semanas o incluso meses completos para disolver un tapón grande de hidratos. Esto es el porqué es tan importante hacer un buen diseño y operación de las tuberías submarinas, y que estas estén fuera de la

región de formación de hidratos. Por razones de seguridad, es mejor contar con la capacidad de despresurizar ambos lados de la tubería donde se encuentra el tapón.

### **2.3. Precipitación de ceras.**

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos que consiste en aromáticos, parafinas, nafténicos, asfaltenos, etc. Cuando la temperatura del crudo es reducida, los componentes pesados del aceite, como parafinas ( $C_{18}$ - $C_{60}$ ), comienzan a precipitarse y depositarse en la pared de la tubería, por lo que el diámetro interno de la tubería se verá reducido con dichos depósitos, resultando en grandes caídas de presión. Los problemas por depósitos de ceras pueden ser muy grandes si se llega a tener un completo bloqueo de la tubería, que puede costar millones de dólares para remediarlo si es en tuberías costa fuera. Las parafinas comprenden aquella fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se adsorbe en un material activo superficialmente. Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado.

Conocer y entender los fenómenos que intervienen en la cristalización de parafinas y su consecuente depósito da como resultado la generación de alternativas de tratamiento que dependan más de condiciones fluido dinámicas, (caudales, velocidades de bombeo, sistemas de agitación y homogenización), evitando y/o minimizando así el uso de aditivos inhibidores y dispersantes de parafinas, modificadores o depresores de punto de fluidez, tratamientos térmicos, electromagnéticos, etc.,

En un yacimiento especialmente de un campo en desarrollo, la caída de presión puede provocar la expansión y liberación de burbujas de gas, las cuales generan un centro para la nucleación y aglutinación de cristales de cera. El depósito de parafinas en pozos de bajo gasto es particularmente especial ya que el tiempo de residencia del aceite en el pozo aumenta, esto permite una mayor pérdida de calor, permitiendo con ello la precipitación de parafinas.

Al analizar los procesos de cristalización de los diferentes crudos es fundamental tener en cuenta su historial termodinámico desde el yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento excede la temperatura crítica de los livianos metano, etano, etc. y los gases inorgánicos ( $N_2$ ,  $CO_2$ , etc.,) (Brown T.S., et al., 1995) Sin embargo, debido a la presión del yacimiento, estos livianos finales se mantienen

en solución. Una vez que el pozo fluye se establece un gradiente de presión entre el yacimiento y la cabeza de pozo. Es entonces cuando se rompe el equilibrio termodinámico y en razón a la disminución de la presión, la solubilidad de las parafinas disminuye al liberarse gran parte de los livianos. De esta manera se inicia la cristalización de las parafinas presentes. La cristalización es el comienzo del fenómeno de generación de redes cristalinas o geles, por un simultáneo descenso en la temperatura del crudo (expansión adiabática). La solubilidad de la parafina en el crudo decrece con el incremento de la fracción pesada y asfaltenos (Denis J., et al., 1991). Sin embargo, ha sido observado que el depósito de parafinas decrece con el aumento de la fracción pesada y los asfaltenos, ya que éstos ejercen un papel de depresores y modificadores naturales de los cristales de parafina. (Sanjay M., et al.,1995). En estado coloidal, los asfaltenos previenen la cristalización intensiva de parafinas de la solución de petróleo (crecimiento pobre del cristal y poca afinidad para adherirse unos a otros) con lo que se disminuyen las características del depósito. Crudos con alto contenido de parafinas y alto contenido de asfaltenos generalmente no presentan problemas de depósito de parafinas (Lira C., et al.,1996).

**Punto nube o temperatura de aparición de cera.** La solubilidad de la cera en aromáticos y nafténicos es baja, y disminuye drásticamente con la disminución de la temperatura, por lo que es fácil que la cera se deposite a bajas temperaturas. La mayor temperatura por debajo de la cual las parafinas comienzan a precipitar en cristales de cera es definida como punto nube o temperatura de aparición de cera. El punto nube del aceite vivo con presión por debajo del punto de burbuja, es usualmente menor que el punto nube del aceite muerto o el aceite en el tanque de almacenamiento, aunque el punto nube del aceite con gas disuelto es más difícil de medir que el punto nube del aceite muerto, por lo que el punto nube de muestras de aceite muerto son a menudo usadas en el diseño de tuberías costa fuera, este enfoque es conservador y puede resultar en millones de dólares de costos extra en aislamiento térmico.

Cuando se está midiendo el punto nube, la clave es precalentar la muestra de aceite a una alta temperatura para solubilizar los cristales pre-existentes de cera. Existen pocas técnicas disponibles para la medición del punto nube: viscosimetría, escaneo diferencial de la calorimetría, microscopia de polarización cruzada, etc. Los punto nube medidos usando diferentes técnicas pueden diferir en no más de 10 grados (Monger-McClure et al., 1999; Hammami y Raines, 1997).

**Punto de fluidez.** Cuando un crudo con mucho contenido de parafinas es enfriado, las parafinas o ceras empezaran a precipitarse, cuando la temperatura está por debajo del punto nube, estas ceras que han precipitado pueden formar depósitos en la pared de la tubería en forma de gel de cera-aceite (Venkatesan et al., 2002). El depósito de gel consiste en cristales de cera que quedan atrapados en una cierta cantidad de aceite. En cuanto la temperatura comienza a descender más, más cera se depositará y el grosor del gel de cera se incrementará, provocando una solidificación gradual del crudo, provocando que este pierda su movilidad, hasta perderla completamente. La temperatura a la cual la muestra de aceite para de moverse es definida como punto de fluidez del crudo. Cuando el crudo esta tan frio que detiene su movimiento dentro de la tubería después de un cierre, va a depender de las características del gel si el crudo será capaz de re-movilizarse cuando se vuelva a poner en producción el pozo. Debido a que la temperatura del agua en el mar puede estar por debajo del punto de fluidez del crudo, el gel de cera puede formarse después de largos tiempos de cierre, por lo que es crítico asegurarse que la tubería será capaz de re-iniciar el flujo después de un largo cierre.

### **2.3.1. Fenómenos de cristalización de parafinas.**

Las parafinas son esencialmente mezclas de largas cadenas lineales hidrocarbonadas (n-parafinas), algunas de ellas caracterizadas por poseer adicionalmente un conjunto de cadenas ramificadas y presencia de alicíclicos, aromáticos y anillos condensados que modifican sus propiedades de flujo. Durante la cristalización, las estructuras sólidas ordenadas son producidas a partir de una fase desordenada o solución diluida mediante tres procesos conocidos como nucleación, crecimiento y aglomeración, los cuales deben ser considerados separadamente (Srivastava S.P., et al.1992; Sanjay M., et al., 1995). Cuando la temperatura de la solución líquida disminuye hasta el punto nube, la energía de movimiento molecular se incrementa generándose aproximaciones entre los cristales que han iniciado su formación y consecuente agregación de cadenas adyacentemente alineadas. Las moléculas de parafina continúan adhiriéndose hasta formar cristales ordenados. Estos cristales forman núcleos que alcanzan un tamaño crítico y llegan a ser estables dando inicio la fase de nucleación (Majeed A., et al., 1990).

Una vez que los núcleos son formados y la temperatura es mantenida cercana al punto de nube, moléculas adicionales precipitan sucesivamente sobre los sitios nucleados y llegan a ser parte de las estructuras laminares crecientes. Este

mecanismo es llamado proceso de crecimiento. Aunque el punto de nube y punto de fluidez son propiedades específicamente termodinámicas, la relación y cantidad de parafina depositada y acumulada son dependientes de un número de factores entre los que se incluye la composición química del crudo, la velocidad de enfriamiento, presión, y contenido de parafina. (Majeed A., et al., 1990; Svedensen, J.A.1993).

La caracterización química de los crudos tiene como propósito determinar los componentes que potencian la precipitación de parafinas. La relación, contenido de parafina y gas disuelto en el crudo tienen marcado efecto en la cristalización y velocidad de deposición de parafinas (Walton A.G., 1995; Warth A.H., 1956). La pérdida de livianos o gases en el crudo acelera el proceso de cristalización, modificando los procesos de nucleación, crecimiento y aglomeración, por consiguiente, aumenta el punto de nube, el punto de fluidez y modifica el comportamiento reológico. Como consecuencia de este último se tiene un aumento en el esfuerzo de cedencia, mayor viscosidad y tendencia a la precipitación y cristalización de parafinas sobre superficies de oleoductos, reduciendo su capacidad efectiva (Ruíz M., et al., 1999). Los cristales generados pueden ser depositados como placas, agujas, esférulas o mezcla de éstas, determinando fuerzas de absorción y propiedades de adhesión que mantienen el depósito de parafina fijo sobre una superficie.

### **2.3.2. Mecanismos de depósito de las ceras.**

Muchas investigaciones han sido dirigidas para intentar entender y modelar el proceso en que las ceras se depositan, el cual es un problema muy complejo que involucra dinámica de fluidos, masa y transferencia de calor, además de termodinámica (Burger et al., 1981; Brown et al., 1993; Creeck et al., 1999; Hsu et al., 1999; Singh et al., 1999). Es ampliamente aceptado que la difusión molecular de las parafinas es uno de los mecanismos más dominantes, y se sigue investigando que tanto influyen aspectos como el movimiento Browniano, sedimentación por gravedad, y la dispersión en cizalla, si tienen un papel importante o no.

**Difusión molecular.** Cuando un crudo con alto contenido de parafinas esta fluyendo en una tubería costa fuera, la temperatura del centro de la tubería es más elevada que la temperatura cerca de las paredes de la tubería, lo que da como resultado un perfil radial de temperatura. Debido a que la solubilidad de la cera en el aceite es función de la temperatura, cuando la temperatura es menor que el

punto nube, los cristales de cera salen de solución. Por lo tanto, el gradiente radial de temperatura produce un gradiente de concentración de cera en el aceite, con la menor concentración de cera cerca de las paredes de la tubería. El gradiente de concentración da como resultado una transferencia de masa de cera del centro de la tubería a la pared de la misma, por difusión molecular. La transferencia de masa de cera puede describirse con la ley de Fick como sigue:

$$\frac{dm_w}{dt_w} = \rho_w D_w A_d \frac{dC_w}{dr} \quad 2.2$$

Donde:

$m_w$  = Masa de la cera depositada en la pared de la tubería

$t_w$  = Tiempo

$\rho_w$  = Densidad de la cera sólida

$D_w$  = Coeficiente de difusión de la cera líquida

$A_d$  = Área de depósito

$C_w$  = Concentración fracción volumen de la cera en el aceite

$r$  = Coordenada radial

El coeficiente de difusión es expresado por Burguer et al. (1981) como una función de la viscosidad del aceite:

$$D_w = \frac{k_w}{\nu} \quad 2.3$$

Donde:

$k_w$  = Constante, obtenida de un modelado con ajuste de los rangos de depósito con experimentación.

$\nu$  = Viscosidad dinámica del aceite.

El depósito puede presentarse en el yacimiento, en la tubería de producción, en la línea de descarga, en las instalaciones superficiales de separación y en los tanques de almacenamiento. Además causan problemas en pozos con algún sistema artificial de producción.

- En el yacimiento: Los problemas que se presentan por los depósitos de parafinas es la reducción de la permeabilidad en la cara la formación y por lo tanto su capacidad productora.

- En la TP: Debido a los constantes cambios en las condiciones de flujo, se favorece el depósito de parafinas. Problemas asociados: reducción del área efectiva del flujo, aumento en la caída de presión por efectos de fricción y contrapresión excesiva hacia la formación, provocando una disminución de la producción y disminución de la presión de los fluidos en la cabeza del pozo.
- En la línea de descarga: Los problemas ocasionados por los depósitos de parafina, son similares a los que se presentan en la tubería de producción, adicionalmente si el medio ambiente es frío, es necesario instalar estaciones de bombeo a corta distancia una de otra. Esto se debe a que los crudos que presentan ceras tienden a desarrollar geles cuando no están en movimiento y además la viscosidad se incrementa por la baja temperatura. Cuando el depósito es severo la línea queda totalmente obstruida haciendo necesario reemplazar el tramo bloqueado.
- En las baterías de separación: La parafina se deposita, obstruyendo válvulas, tuberías de entrada y salida a los separadores y deshidratadores.
- En el tanque de almacenamiento: El depósito de parafina reduce el volumen destinado al aceite, tapona las tuberías de descarga y llenado, y en ocasiones la cantidad es tanta que resulta necesario dar mantenimiento al tanque interrumpiendo su operación.
- En pozos con SAP el depósito de parafinas se favorece por la disminución de la temperatura, por ejemplo, en un pozo con bombeo neumático la temperatura del gas de inyección es menor a la de la tubería de producción enfriándola y propiciando el depósito.
- En pozos con BM el área de contacto es mayor, ya que la superficie interior de la tubería de producción se suma al área exterior de las varillas de succión

La remoción de parafinas de un pozo o líneas de flujo, deben ser considerados seriamente debido a los altos costos de operación que ellos generan. Se deben conocer dos aspectos muy importantes que son:

- Las condiciones de operación bajo las cuales se presenta la precipitación de parafinas en el pozo.
- Los porcentajes de depósito estimados para determinar los costos asociados con la remoción de estos.



### 2.3.3. Estrategias de mitigación de las ceras.

**Aislamiento térmico.** Para una tubería de producción submarina, el método más aceptado para mitigar las ceras es incluir un aislante térmico para mantener la temperatura del fluido, a lo largo de la tubería, por encima de la temperatura de aparición de la cera, durante las operaciones normales, o en estado estacionario. Para operaciones, como el cierre del pozo, la temperatura del fluido dentro de la tubería, va a ir disminuyendo conforme pasa el tiempo y eventualmente alcanzará la temperatura del agua de mar, dentro de un tiempo que puede variar de 12 a 36 horas dependiendo del tipo de diseño de aislante que se tenga.

Para ser conservadores en el diseño del aislamiento térmico, es usada la temperatura de aparición de ceras del aceite muerto, pero para tuberías submarinas, los puntos más importantes a cuidar son: la mitigación de hidratos y el tiempo de enfriamiento; y si el diseño de las tuberías submarinas cubre estos dos puntos, normalmente también estará cubierto que la temperatura este por encima de la temperatura de aparición de ceras.

**Raspado mecánico (pigging).** Es otro método popular para la mitigación de las ceras, que consiste en darle limpieza regular a la tubería para remover la cera depositada de las paredes de la tubería. Para algunas tuberías donde la formación de hidratos no es la preocupación, especialmente las líneas de exportación, el pigging es el método más usado para manejar los problemas asociados con las ceras. El “pig” (también conocido como diablo), es mandado dentro de la tubería desde un “lanzador”, es empujado por el crudo producido y demás fluidos producidos. El diablo raspa mecánicamente la cera de la pared de la tubería regresándola al crudo que está enfrente del propio dispositivo. Si el diablo no es corrido con frecuencia, se acumula demasiada cera en la pared de la tubería, y durante la operación de raspado el diablo puede quedar pegado dentro de la tubería por el exceso de cera enfrente de él. El programa de pigging debe ser desarrollado basándose en el modelado del depósito de ceras y debe ser ajustado al rango de depósito comprendido en las operaciones de campo.

**Inhibidores/remediadores químicos.** Los inhibidores de cera químicos pueden ser divididos en dos tipos diferentes: uno es el preventor/retardador de la formación de cristales de cera y por lo tanto reduce la temperatura de aparición de la cera e incluso previene el depósito de la cera en la pared de la tubería; el otro es para disminuir el punto nube de la cera, con lo que retarda la solidificación de un crudo con alto contenido de ceras cuando la temperatura cae.

Los mecanismos por los cuales los químicos inhiben la formación y depósito de la cera no han sido bien entendidos, pero ha sido aceptado que con la absorción de polímeros y aditivos en la superficie de los cristales de cera, es posible mantenerlos sin aglomerar, y evitar su dispersión, con lo que se reduce el rango de depósito. Groffe et al. (2001) realizó pruebas de laboratorio y estudios de campo de inhibición química de cera, desarrollando nuevos químicos con la capacidad de interferir con el mecanismo de crecimiento de los cristales de cera, y capaces de mantener o hacer los cristales más pequeños, con lo que se causa que el proceso de sedimentación sea mucho más lento. El químico, si es posible, puede ser capaz de absorberse en las superficies de metal para hacerlas oleofobicas. Ellos afirmaron, basados en su trabajo de laboratorio, que los químicos que desarrollaron son capaces de disminuir hasta en 10 [°C] la temperatura de aparición de ceras de un crudo con alto contenido de las mismas.

#### **2.4. Precipitación de asfaltenos.**

Los asfaltenos son materiales sólidos de apariencia fina como polvo, su color va desde el negro hasta el café oscuro, y se obtienen a partir del petróleo crudo, residuos del petróleo o materiales bituminosos, empleando disolventes parafínicos de bajo peso molecular como el *n*-pentano y el *n*-heptano; son solubles en tolueno y otros solventes aromáticos, como disulfuro de carbono y cloroformo (u otros solventes de hidrocarburos clorados), no tienen un punto de fusión definido y usualmente espuman y expanden cuando se calientan para dejar residuos carbonaceos. Los asfaltenos comúnmente tienen un peso molecular aparente alto, que va desde 1000 hasta 20000 y un punto de ebullición por arriba de 540°C. Esta variación en el peso molecular pone de manifiesto la existencia del fenómeno de asociación intermolecular en los asfaltenos, puesto que se sabe que dicha asociación da como resultado valores altos en el peso molecular.

La definición clásica de los asfaltenos se basa en su solubilidad, a pesar de la diversidad de criterios que se adoptan al definir los asfaltenos, se ha llegado a un consenso al catalogarlos como la fracción de crudo soluble en tolueno (ó benceno) e insoluble en un exceso de *n*-alcano (pentano o heptano). Los asfaltenos están constituidos principalmente por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además de compuestos heterocíclicos que poseen N, S y O. Ferworn definió el término asfalteno como aquellos sólidos depositados de un crudo debido a la adición de un exceso de *n*-pentano. Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poli aromáticas y poli cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y

están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli dispersos.

La saturación de asfaltenos en el aceite es el parámetro clave para determinar si estos causaran algún problema. Si los asfaltenos están siempre bajosaturados en el crudo, esto es, que los asfaltenos están estables por lo tanto no ocurrirá la precipitación, y por otra parte si los asfaltenos se encuentran supersaturados la precipitación se dará. La saturación de asfaltenos en el aceite puede cambiar de saturados a supersaturados si la presión, temperatura y composición cambian. Durante la producción de los hidrocarburos la temperatura y presión cambian en el yacimiento y las tuberías de producción de una manera muy significativa, al igual que la composición de los fluidos: el gas puede separarse del aceite cuando la presión del aceite cae hasta la presión de burbuja; por lo que durante la producción y transporte de los hidrocarburos la precipitación de asfaltenos dentro del sistema de producción es un riesgo potencial.

Un parámetro que está estrechamente relacionado con la estabilidad de los asfaltenos en el aceite es la solubilidad. Los parámetros de solubilidad del aceite y asfaltenos son datos clave de entrada para muchos de los modelos termodinámicos para el comportamiento de fase de los asfaltenos. El parámetro de solubilidad está definido como:

$$\delta_s^2 = \frac{\Delta u^v}{V_m} \quad 2.4$$

Donde:

$\delta_s$  = *parametro de solubilidad*

$\Delta u$  = *Energía cohesiva por mol (cambio de energía en la vaporización isotérmica de un mol de líquido al estado de gas ideal)*

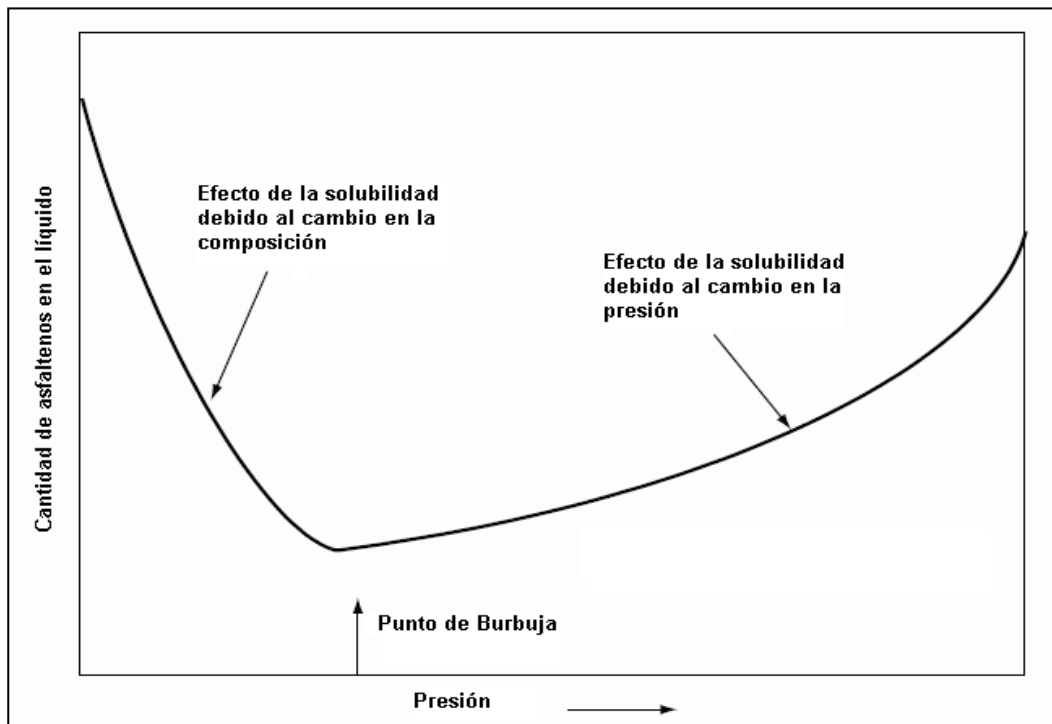
$v_m$  = *Volumen molar*

El parámetro de solubilidad es una medida de la densidad de la energía de cohesión, o de la presión interna que es ejercida por las moléculas dentro de una solución. Cuando dos líquidos con mucha variedad de moléculas son mezclados, el líquido con el parámetro de solubilidad mayor tenderá a “presionar” a las moléculas del líquido con el parámetro de solubilidad menor hacia fuera de la solución matriz, resultando en dos fases inmiscibles. Por otra parte, si dos líquidos

con un parámetro de solubilidad similar son mezclados, es más probable que se comporten como dos líquidos miscibles uno al otro (Burke et al., 1990).

Los parámetros de solubilidad de los asfaltenos y del aceite afectan en gran medida que tan soluble serán los asfaltenos en el aceite, si el parámetro de solubilidad del aceite es similar al de los asfaltenos, más asfaltenos serán solubles en el crudo. El parámetro de solubilidad está en función de la temperatura (Barton, 1991), si se incrementa la temperatura el parámetro de solubilidad de los asfaltenos tiende a disminuir (Hirschberg et al., 1984; Buckley et al., 1998).

El efecto de la presión en el parámetro de solubilidad depende de si se encuentra por encima o por debajo de la presión de burbuja, de Boer et al. (1992) y Hirschberg et al. (1984) estudiaron la de la solubilidad de los asfaltenos a la presión, y presentaron graficas similares para asfaltenos solubles en aceite en función de la presión, como se muestra en la gráfica 2.4.



Gráfica 2.4. Dependencia a la presión de la solubilidad de los asfaltenos en el aceite.<sup>1</sup>

Cuando la presión esta alrededor del punto de burbuja, la composición del fluido es constante, pero cuando disminuye la presión la densidad del crudo disminuye debido a la expansión del aceite, y también lo hace la solubilidad de los asfaltenos como se muestra en la gráfica 2.4. La solubilidad de los asfaltenos reduce al

mínimo cuando la presión se aproxima al punto de burbuja. Por debajo del punto de burbuja los gases comienzan a liberarse del aceite y la densidad del aceite se incrementa. La solubilidad de los asfaltenos también incrementa cuando la presión disminuye, además la pérdida de ligeros contribuye a la estabilidad del aceite.

El parámetro de solubilidad para un sistema mixto, como el aceite que está constituido de muchos componentes, puede ser calculado basándose en el parámetro de solubilidad para un componente (de Boer et al., 1992):

$$\delta_m \sum_{i=1}^{nc} f_i \delta_i \quad 2.5$$

Donde:

$\delta_m$  = *Parámetro de solubilidad para sistemas mixtos*

$f_i$  = *Facción volumen de i – esimo componente*

$\delta_i$  = *Parametro de solubilidad del i – esimo componente*

$n_c$  = *Número total de componentes en el sistema*

Durante la producción, la composición del fluido cambia en función a la presión y temperatura, especialmente cuando la presión está por debajo del punto de burbuja, el gas comienza a salir de la solución; similarmente los gases, como el CO<sub>2</sub> pueden ser adicionados al crudo para recuperación mejorada, y los gases pueden incluso ser adicionados en el aceite a través de operaciones de levantamiento artificial, y en todos estos procesos el crudo puede cambiar su composición y parámetros de solubilidad, con lo que se tiene una potencial inducción a la precipitación de los asfaltenos. Suponiendo que los asfaltenos y el aceite crudo están en equilibrio, es decir que no existe precipitación de asfaltenos, la máxima fracción volumen de asfaltenos solubles en el crudo está dada por la teoría de Flory-Huggins (Hirschberg et al., 1984; Burke et al., 1990) como sigue:

$$(\varphi_a)_{\max} = \exp \left\{ \frac{V_a}{V_L} \left[ 1 - \frac{V_L}{V_a} - \frac{V_L}{RT} (\delta_a - \delta_L)^2 \right] \right\} \quad 2.6$$

Donde:

$\varphi_a$  = *Fracción volumen de los asfaltenos en el aceite*

$V_a, V_L$  = *Volúmen molar de los asfaltenos y la fase líquida del aceite respectivamente*

$\delta_a, \delta_L$  = *Parámetro de solubilidad de los asfaltenos y la fase líquida del aceite respectivamente*

$R$  = *Constante del gas ideal*

$T = \text{Temperatura}$

Las propiedades del aceite líquido (volumen molar y parámetro de solubilidad), pueden ser calculadas de las ecuaciones de estado, mientras que las propiedades de los asfaltenos deben ser estimadas de datos experimentales.

#### **2.4.1. Factores que afectan la precipitación de asfaltenos.**

La precipitación de asfaltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos. Para un crudo en particular, la cantidad de material precipitado generalmente es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante. Por ejemplo, la cantidad de precipitado usando n-pentano puede ser dos y hasta tres veces mayor que la cantidad precipitada cuando se utiliza n-heptano.

Con base en la numerosa información experimental se ha propuesto que el fenómeno de precipitación de asfaltenos puede ser descrito como un proceso en varias etapas que van desde la asociación de asfaltenos para formar pequeños agregados o pseudo-micelas, pasando por el crecimiento de éstos para conducir a agregados más grandes, los cuales, en condiciones favorables, crecen lo suficiente como para precipitar. En la literatura existen reportados varios métodos para la precipitación de los asfaltenos, en los cuales se manejan valores diferentes de las variables anteriores. En la Tabla 2.1 se resumen estos métodos y se mencionan de manera general los procedimientos experimentales utilizados.

Los principales parámetros que controlan la difusión de los asfaltenos son el tipo de disolvente, tiempo de contacto, la presión, temperatura y la composición del crudo. Por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que altere dichos parámetros, tiende a comprometer la difusión, ocasionando la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo. De esta manera, este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores:

##### **a. Factores termodinámicos.**

La difusión molecular está particularmente influenciada por cambios graduales en las variables operacionales más importantes dentro del proceso de producción: la

presión y la temperatura, los cuales son generalmente causados por la interacción del crudo con obstrucciones, tales como: válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías, y reductores, etc., que controlan la velocidad del flujo y, en consecuencia, la ocurrencia o no del fenómeno de precipitación.

- Efecto de la Temperatura: Cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilización de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfaltenos, también disminuye. Entonces algunas micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos.
- Efecto de la Presión: Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas de resina-asfalteno es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina-asfalteno se agregan formando grandes cúmulos que pueden llegar a precipitar.

#### b. Factores Químicos.

Desde el punto de vista químico, existen diferentes vías a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo, y por consiguiente, la floculación de los asfaltenos. Estas se encuentran asociadas a los casos de contacto íntimo del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción. Estos factores exógenos que más influencia tienen en la estabilidad de los asfaltenos son:

- Inyección de gas natural y mezcla con diluentes tales como condensados y livianos.
- Inyección de CO<sub>2</sub> y el uso de gases ricos en procesos de levantamiento artificial.
- Tratamientos de estimulación con ácidos, solventes, surfactantes y álcalis.
- Mezcla de crudos de diferente origen.

#### c. Factores Eléctricos.

Distintas investigaciones han estudiado el fenómeno de precipitación de asfaltenos a nivel de medio poroso, y determinaron que la causa principal era la

desestabilización de los asfaltenos por la presencia de un campo eléctrico que se generaba debido al flujo de los fluidos dentro del medio poroso. Asimismo, demostraron que los asfaltenos poseen una carga eléctrica intrínseca. Esta carga ha sido considerada, parcialmente, como responsable de la estabilidad de la micela asfaleno-resinas, según el modelo coloidal.

De esta manera las micelas se mantienen estabilizadas, entre otras cosas, debido a la repulsión entre cargas del mismo signo ubicadas sobre los núcleos de las micelas.

La generación de un potencial de corriente producido por el flujo de fluidos a través del medio poroso o la aplicación de un potencial externo suficientemente grande, puede neutralizar las cargas eléctricas y perturbar el balance de fuerzas entre las micelas causando la floculación.

d. Factores Mecánicos.

Entre estos factores se encuentran los efectos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo, fuerzas de fricción, fuerzas de impacto entre partículas, etc.

e. Tipo de disolvente.

La separación de los asfaltenos puede realizarse convenientemente por medio de hidrocarburos parafínicos de bajo peso molecular. La variación en el tipo de disolvente puede causar cambios significativos en la precipitación y caracterización de asfaltenos. La capacidad del disolvente para precipitar asfaltenos se incrementa en el siguiente orden:

olefina terminal < *n*-parafina < iso-parafina

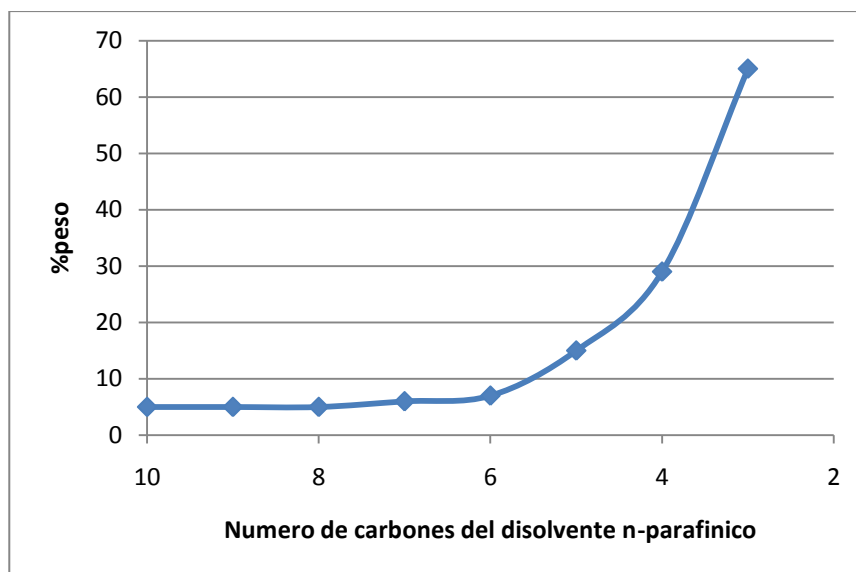
Para explicar esta diferencia es necesario considerar el poder solvatante del disolvente, que para el caso de los disolventes parafínicos éstos tienden a autoasociarse disminuyendo así su poder de solvatación; lo contrario sucede con los disolventes aromáticos que no se asocian. Otro punto importante es que la concentración de los asfaltenos se ve afectada por el número de carbonos del disolvente. De acuerdo con esto, conforme el número de carbonos se incrementa en la *n*-parafina, la concentración de asfaltenos que se obtiene tiende a ser menor.



Método	Agente precipitante	Calentamiento	Vol. Precip./ [g] de muestra	Metodología
<b>ASTM D_893</b>	<i>n</i> -pentano grado comercial	65±5 [°C]. Filtrar los sólidos suspendidos usando 150 [ml] de pentano a temperatura ambiente	10	Centrifugar a 600-700 [rpm] durante 20 [min]. Decantar hasta que queden solo 3 [ml] de solución en el tubo de centrifugado. Volver a centrifugar en las mismas condiciones. Secar a 105 [°C] durante 30 [min]
<b>ASTM D-2006</b>	<i>n</i> -pentano grado comercial	No requiere de calentamiento	50	Dejar en reposo durante 15 [h]. Filtrar. Enjuagar 3 veces con 10 [ml].
<b>Syncrude</b>	<i>n</i> -pentano grado analítico, benceno grado comercial	Calentar para disolver si es necesario	1 [mL] Benceno, 40 [mL] nC5	Disolver en benceno. Calentar si es necesario. Adicionar <i>n</i> -pentano y agitar 5 [min]. Reposar por 2 [h]. Filtrar a vacío. Enjuagar el matraz donde se hizo la prueba. Secar a 105[°C].
<b>ASTM D-2007</b>	<i>n</i> -pentano grado comercial	Calentar para disolver	10	Adicionar <i>n</i> -pentano y agitar bien. Calentar unos pocos segundos hasta disolución. Reposar 30 [min]. Enjuagar con 10-20 [ml] de <i>n</i> -pentano.
<b>IP 143-77</b>	<i>n</i> -heptano, tolueno	Requiere reflujo	100	Adicionar <i>n</i> -heptano y circular durante 1 h. Enfría durante 1.5-2.5 h. en la oscuridad. Filtrar sobre papel Whatman no. 42. Enjuagar el papel filtro con <i>n</i> -heptano caliente durante 1 h. circular con 30-60 ml de tolueno hasta que los sólidos obtenidos sean disueltos completamente. Evaporar el tolueno en un baño de agua. Secar a 100-110°C durante 30 min.
<b>ASTM D-3297</b>	<i>n</i> -heptano con pureza mayor al 99%	Requiere reflujo	100	Adicionar <i>n</i> -heptano y circular durante 15-20 min. Enfría durante 1 h. Filtrar a vacío. Enjuagar 3 veces con 10 ml cada una. Secar a 107°C durante 15 min.

Tabla 2.1. Métodos estándar de laboratorio para la precipitación de asfaltenos.<sup>2</sup>

En la gráfica 2.5 se puede observar una comparación entre el %peso de insolubles obtenido con diferentes disolventes. Se puede apreciar que la cantidad de asfaltenos precipitados con *n*-C5 es más del doble que la obtenida con *n*-C7. La forma de la curva se debe al incremento del poder solvatante de los *n*-alcanos con el aumento del número de carbonos.

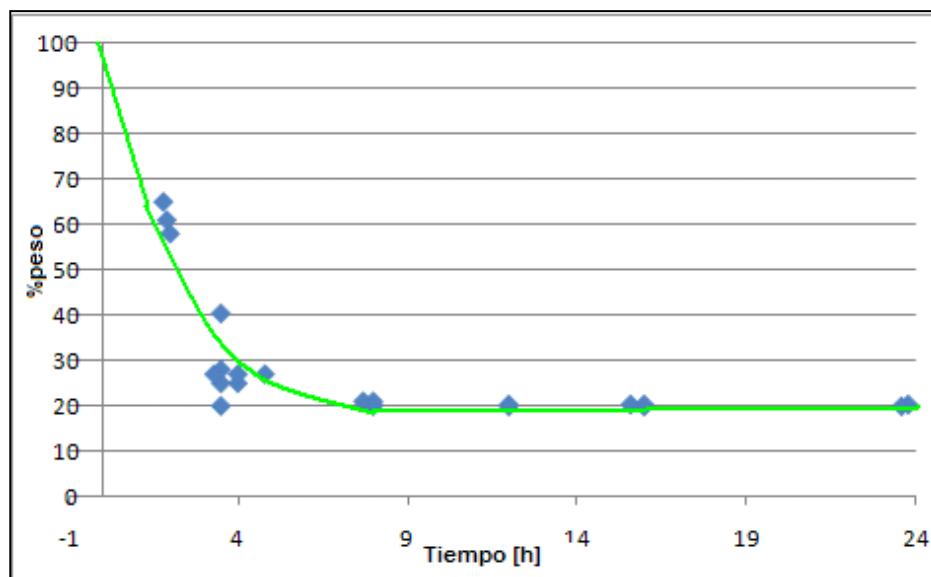


Gráfica 2.5. Efecto del número de carbonos del disolvente sobre los insolubles para el residuo atmosférico del aceite crudo Árabe Ligero.<sup>2</sup>

Pero no sólo se ve afectada la concentración, sino también las propiedades de los asfaltenos. Si se usa *n*-heptano los asfaltenos son de alto peso molecular y mayor polaridad, en tanto que con *n*-pentano son menos polares y de peso molecular más bajo, aunque con *n*-pentano se precipita una mayor cantidad que con *n*-heptano. Con respecto al disolvente usado se ha optado por usar *n*-heptano debido a que la precipitación es fácil de lograr y la repetibilidad experimental es mejor.

f. Tiempo de contacto.

Algunos autores reportan tiempos de contacto de 8 horas para obtener rendimientos estables de asfaltenos, sin embargo se sabe que para asegurar resultados reproducibles los tiempos de contacto deben ser mayores (gráfica 2.6).



Grafica 2.6. Contenido de asfaltenos en función del tiempo de contacto.<sup>2</sup>

#### g. Temperatura

Estudios realizados por Lhioreau *et al*, quienes trabajaron con *n*-pentano, *n*-hexano y *n*-heptano, demostraron que con el incremento de temperatura la cantidad de asfaltenos precipitada aumentaba, para los casos de *n*-hexano y *n*-pentano, en tanto que usando *n*-heptano había una disminución en el porcentaje de asfaltenos precipitados. La solubilidad de los asfaltenos del aceite ligero Kirkuk se incrementó con el aumento de la temperatura, y para los asfaltenos del aceite pesado Qaiyarah se observó un aumento de la solubilidad seguido por una reducción arriba de 23°C usando *n*-C5, *n*-C6 y *n*-C7. Rogacheva *et al* reportaron un incremento en la solubilidad seguido de una disminución a altas temperaturas para tres tipos de asfaltenos.

Adicionalmente, estudios realizados por Speight, demostraron que la solubilidad de los asfaltenos se reduce a altas temperaturas, ya que se logra que la tensión superficial del agente precipitante disminuya y con ello su poder de solvatación hacia las moléculas de asfalto, por lo cual éstas precipitan. Hotier y Robin también presentaron resultados similares.

Por otra parte, Andersen estudió el efecto de la temperatura sobre la precipitación de los asfaltenos de un residuo de Kuwait usando diferentes disolventes parafínicos, *n*-C5 a *n*-C8, a temperaturas desde 4 [°C] hasta la temperatura de reflujo del agente precipitante y encontró que para todos los solventes usados, la cantidad máxima precipitada de asfaltenos se obtenía aproximadamente a 25

[°C]. Cuando la temperatura sube de 4 a 25 [°C] la viscosidad del medio disminuye, lo que conduce a la asociación de moléculas de asfaltenos. Aumentando la temperatura por arriba de los 25 [°C] comienzan a romperse los enlaces que mantienen unidos a los agregados de asfaltenos y la solubilidad se incrementa. Andersen también obtuvo asfaltenos a partir de los aceites crudos Kuwait y Boscan usando *n*-heptano y trabajando en un intervalo de temperaturas de -2 a 80 [°C]. Los resultados mostraron una disminución en el contenido de asfaltenos con el incremento de la temperatura.

En este mismo campo Feng *et al*, realizaron estudios sobre el efecto de la temperatura en la precipitación de asfaltenos en un aceite crudo chino. Trabajaron en el intervalo de 20 a 65°C usando como disolventes pentano, hexano, heptano, octano, nonano, decano y dodecano. En todos los casos, se observó que el contenido de asfaltenos disminuyó ligeramente (de 6.12 a 4.12 % peso) con el aumento de temperatura. Para muchos sistemas y moléculas se espera un incremento de la solubilidad cuando se aumenta la temperatura si no existen en el sistema interacciones como enlaces por puente de hidrógeno.

#### h. Presión.

Con respecto al efecto de la presión, Pasadakis *et al* estudiaron el efecto de la presión en la concentración de los asfaltenos disueltos en un aceite pesado, encontrando que la cantidad de asfaltenos en el crudo disminuye a medida que la presión cae desde la presión de pozo a la presión de punto de burbuja, y posteriormente se incrementa conforme la presión disminuye aún más. Estos investigadores explican esta tendencia como un resultado del incremento del peso molecular del fluido con la disminución de la presión.

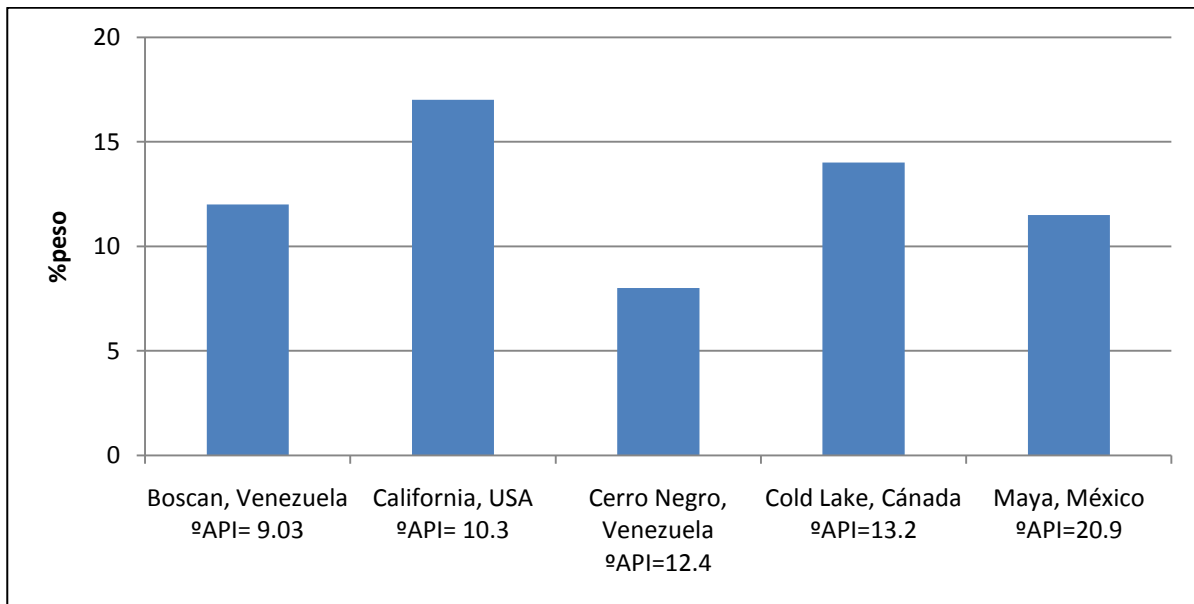
Por su parte, Hirschberg *et al* reportaron que la solubilidad de los asfaltenos de un crudo del Mar del Norte se incrementó con el aumento de la presión hasta el punto de burbuja y por arriba de este punto se observó una disminución en la solubilidad. Burke *et al* encontraron un máximo en la cantidad de asfaltenos precipitados para un crudo variando la presión, lo que muestra una tendencia opuesta a la obtenida por Pasadakis *et al*.

Adicionalmente a los trabajos anteriores, Bilheimer *et al* estudiaron el efecto de la presión y la temperatura sobre la precipitación de asfaltenos a partir de mezclas de tetralina con alcanos, y encontraron que tanto la solubilidad en pentano como en decano se incrementó con la presión, aunque la temperatura presentó un

cambio más notorio. Para pentano la solubilidad de los asfaltenos aumentó con la temperatura en las dos presiones investigadas, mientras que con decano las curvas mostraron pendientes opuestas.

i. Naturaleza del aceite crudo.

El origen del aceite crudo, la profundidad a la que se extrae y su gravedad API son factores que determinan la cantidad de asfaltenos obtenidos del mismo. En la gráfica 2.7 se presentan los contenidos de asfaltenos de diferentes crudos, en donde se puede apreciar lo anterior.



Gráfica 2.7. Contenido de asfaltenos en diferentes crudos.<sup>2</sup>

j. Otros factores.

Hay evidencias de que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava) a menudo favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos. Esas pequeñas partículas, suspendidas en el crudo, pueden servir de núcleos o “sitios de nucleación” que promueven la adhesión de los coloides de asfaltenos, formándose así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo. Este efecto ocurre, sobre todo, a nivel de las perforaciones y más marcado a nivel de las tuberías donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para estos compuestos.

### **2.4.2. Agregación y depósito de los asfaltenos**

Se presume que los asfaltenos, considerados como la fracción pesada del crudo, se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas, dispersas en una fase continua como es el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas en forma micelar. Tales asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano (Figura 2.1.1). Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos manteniendo al sistema en estabilidad, debido a que la fuerza de repulsión electrostática es mayor que la fuerza de atracción de Van der Waals.

Sin embargo, si a este sistema en estabilidad coloidal se le inyecta un solvente ionizador (como n-pentano, tolueno, etc.) o existe alguna perturbación físico-química ocasionada en el campo petrolífero (como las que suceden en la producción de pozos), se provoca que la concentración de moléculas de resina cambie, ya que algunas resinas abandonan la micela, alterando la estabilidad de las partículas asfálticas suspendidas en el aceite y causando la debilitación de las fuerzas repulsivas, provocando una interacción mutua entre asfaltenos.

Por lo tanto, cuando dos partículas de asfalto con movimiento Browniano presentan contacto en áreas libres de resina, quedan pegadas, formando un cúmulo asfáltico de dos partículas que se difundirá en el sistema, con la probabilidad de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable que se encuentren en el aceite (Figuras 2.1.2 y 2.1.3). A este fenómeno se le conoce como agregación. En otras palabras, la agregación es el proceso en el que las partículas individuales o cúmulos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o cúmulos, haciendo que los agregados crezcan. Conforme el proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y cúmulos asfálticos disminuye, debido a que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos externos, tales como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfálticos tiendan a precipitarse hacia al fondo y a pegarse a las paredes de las tuberías. A este fenómeno se le conoce como depósito orgánico (Figura 2.1.4).

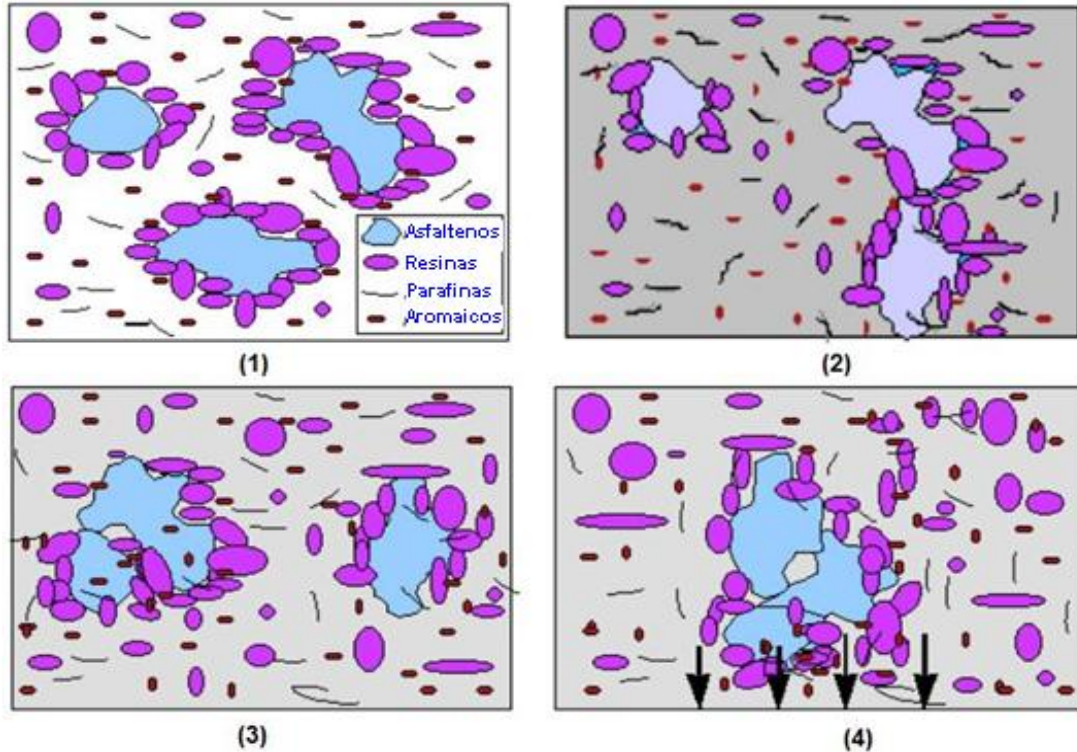


Figura 2.1. Fenómeno de Agregación de Asfaltenos. (1) Asfaltenos en estado coloidal, peptizados por resinas. (2) Después de inyectar un solvente ionizador (representado por el color gris), las resinas abandonan a los asfaltenos. (3) Si en su recorrido dos asfaltenos hacen contacto en áreas libres de resina, entonces quedan pegados formando cúmulos. (4) Cuando el tamaño de los cúmulos aumenta se vuelven menos difusivos y pesados, y tienden a depositarse en el fondo.<sup>3</sup>

Los parámetros que gobiernan la agregación de asfaltenos son la composición del petróleo, la temperatura y la presión en la que se encuentra el crudo. La alteración de alguno de estos parámetros provocará la inestabilidad del sistema, que se traducirá en agregación de asfaltenos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido. La composición del crudo se refiere a las características y concentración de asfaltenos y resinas, a la naturaleza de los componentes del petróleo excluyendo a los asfaltenos, y al tipo y proporción de solvente suministrado al crudo. La dilución del petróleo con un alcano ligero, tal como n-pentano, produce un crecimiento en la afinidad entre las resinas y los componentes del crudo sin incluir a los asfaltenos, lo que rompe el equilibrio del sistema. Entonces algunas resinas son removidas de la micela resina-asfalteno, dando lugar al fenómeno de agregación entre asfaltenos.

Cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilización de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfaltenos, también disminuye. Entonces algunas micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan entre

ellas formando grandes cúmulos. Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre las moléculas de la fase líquida y las micelas de resina-asfalteno es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. El efecto de energía libre de Gibbs es tal que algunas micelas de resina-asfalteno, que inicialmente se difunden en el espacio de manera independiente, debido a las altas densidades y presiones, se agregan formando grandes cúmulos al disminuir la presión y la densidad.

### Mecanismos de depósito.

El tipo y la cantidad de depósitos de compuestos orgánicos pesados del petróleo varían dependiendo de los hidrocarburos presentes, y de la cantidad relativa de cada familia orgánica involucrada. En general el depósito de asfaltenos se puede explicar detalladamente con base en cuatro efectos (mecanismos): 1) Efecto de la polidispersidad; 2) efecto estérico coloidal; 3) efecto de agregación y 4) efecto electrocinético. Uno o más de estos mecanismos puede describir la deposición de asfaltenos durante los procesos de producción, transporte ó procesamiento de crudo.

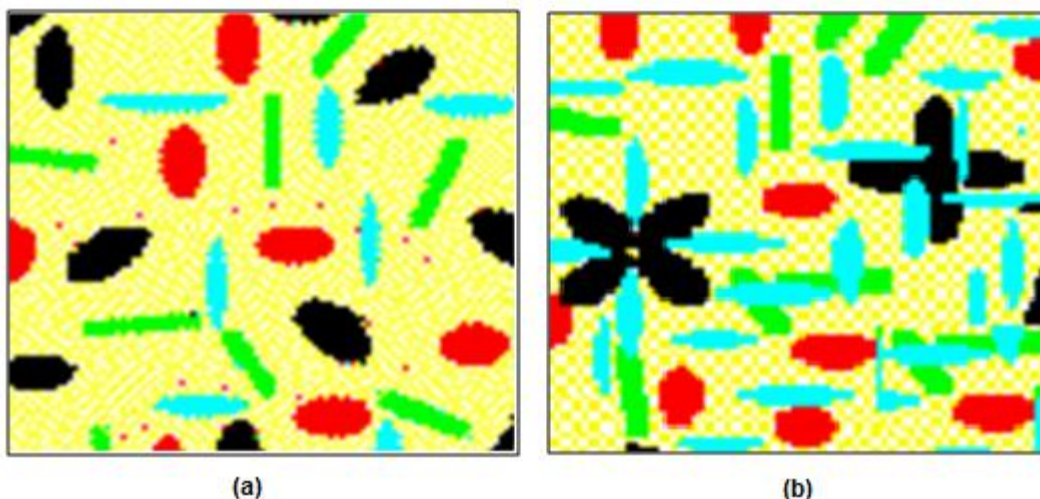


Figura 2.2. (a). Composición del petróleo a nivel microscópico. Las líneas verdes representan parafinas pesadas, las azules aromáticos, las elipses rojas representan resinas, las elipses negras las moléculas de asfaltenos, y la matriz amarilla los componentes ligeros. (b) Fenómeno de agregación coloidal debido al incremento en la concentración de un solvente polar miscible (aromático).<sup>3</sup>



**Efecto de la polidispersidad:** El grado de dispersión de las fracciones pesadas en el crudo depende de la composición química del petróleo. La relación moléculas polares/moléculas no polares y partículas presentes (Figura 2.2a) son los factores responsables de la estabilidad de la polidispersión presente en el seno del crudo; cualquier perturbación que altere el balance de los factores mencionados dará origen al depósito de fracciones pesadas. Un cambio en la temperatura, presión, composición, así como la adición de un solvente miscible en el crudo puede desestabilizar el sistema (Figuras 2.2b y 2.3a).

**Efecto estérico coloidal:** Es conocido que algunos de los constituyentes del petróleo, especialmente los asfaltenos tienen una fuerte tendencia a la autoasociación. Un incremento en el contenido de parafinas permite que una parte de los asfaltenos presentes en el crudo formen coloides, que se separan de la fase aceite en forma de agregados, en tanto que otra parte permanezca suspendida estabilizada por agentes peptizantes como resinas, que se adsorben en su superficie y evitan la agregación (Figura 2.3b).

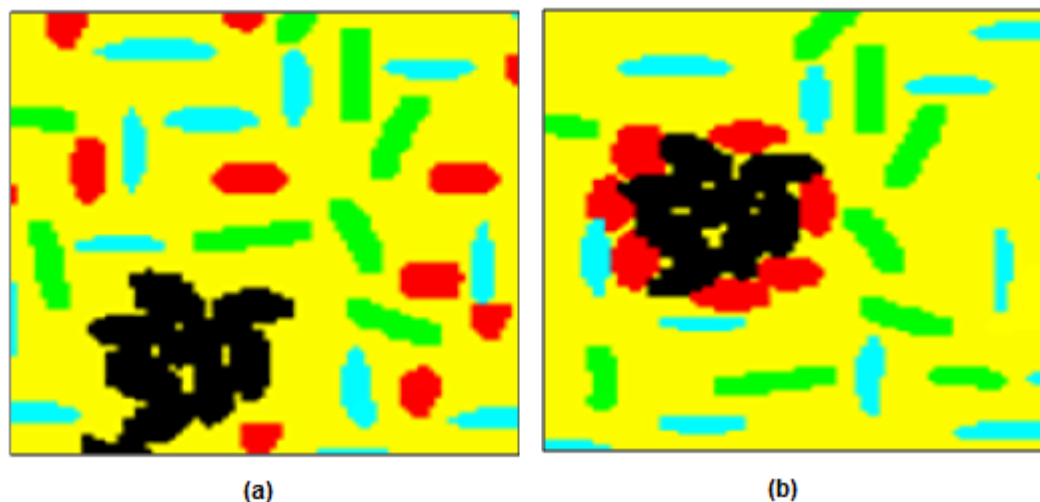


Figura 2.3. (a) Floculación y precipitación de asfaltenos debido a la adición de un solvente miscible no polar (parafina). (b) Fenómeno estérico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas.<sup>3</sup>

La estabilidad de los coloides estéricos se debe a la concentración de agente peptizante en solución, la fracción superficial de los agregados ocupada por el agente peptizante y las condiciones de equilibrio en solución entre éste y los agregados asfálticos.

**Efecto de agregación:** Una variación en la concentración de agente peptizante (como las resinas) origina también un cambio en la cantidad que se absorbe de

éste en la superficie de los asfaltenos. La concentración de las resinas puede caer a tal punto que la cantidad presente no sea suficiente para cubrir toda la superficie de los asfaltenos. Esto permite la agregación irreversible de partículas asfálticas y su posterior floculación (Figuras 2.4a y 2.4b).

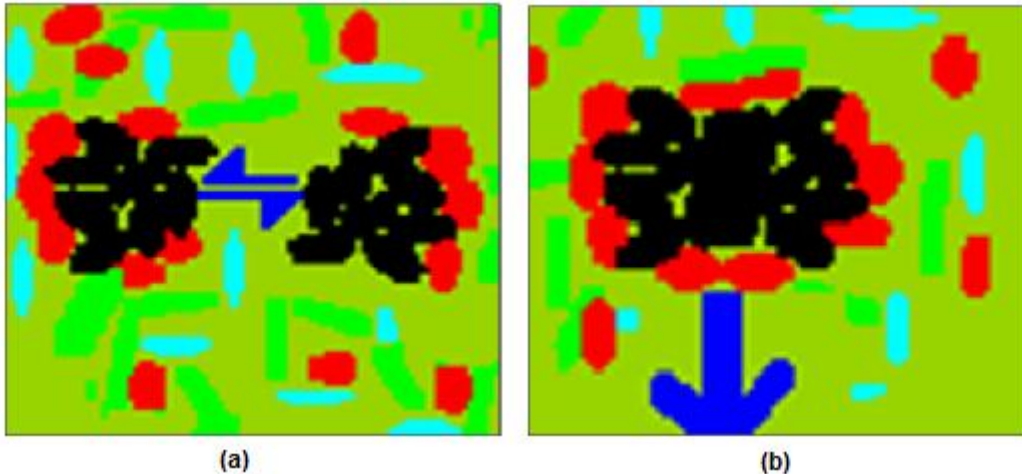


Figura 2.4. (a) Migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia del potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas. Esto origina un potencial de agregación entre los asfaltenos. (b) Floculación y precipitación de asfaltenos.<sup>3</sup>

**Efecto electrocinético:** Cuando el crudo circula por un determinado conducto (medio poroso, tuberías), se genera una diferencia de potencial eléctrico debido al movimiento de partículas coloidales cargadas (figura 2.5). Esto constituye un factor determinante en la deposición de asfaltenos. Los factores que influyen este efecto son: el eléctrico, térmico y las características de mojabilidad del conducto, régimen de flujo, temperatura, presión, propiedades de transporte del crudo y características de las partículas coloidales.

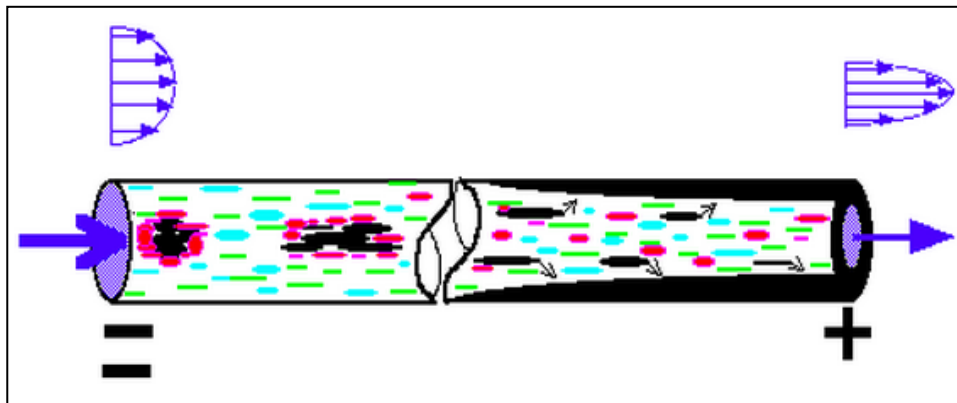


Figura 2.5. Deposición electrocinética.<sup>3</sup>

### **2.4.3. Dispersantes de asfaltenos**

Debido a los problemas asociados a la precipitación de asfaltenos en la industria petrolera, se han desarrollado productos que inhiben la floculación y precipitación de asfaltenos. Un dispersante de asfaltenos es una solución de uno o más surfactantes (aniónicos y/o no iónicos) disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Su función principal es mantener estabilizados a los coloides de asfaltenos, evitando la floculación y posterior precipitación. Y en el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, promover su redisolución, a través de mecanismos fisicoquímicos propios de agentes dispersantes.

Actualmente existen dispersantes de asfaltenos comerciales, que son clasificados según el surfactante que contengan, como son los aniónicos, no iónicos y poliméricos. Entre estos se pueden mencionar: ácidos sulfónicos de alquilbenceno, alquilfenoles etoxilados, ésteres alifáticos de ácido fosfórico, copolímeros de óxido de etileno y propileno, resinas alquifenolformaldehído, copolímeros vinílicos hidrofílicos-lipofílicos, alquilsuccinatos y derivados de ácido cresílico. En cuanto a la eficiencia de estos compuestos, González y Middea estudiaron la efectividad de ciertos anfífilos oleosolubles para asfaltenos en heptano, encontrando que:

- a) El nonifenol, es un buen agente peptizante, previene la precipitación de asfaltenos por heptano y reduce su adsorción en cuarzo.
- b) Los nonilfenol etoxilados con un alto número de unidades de óxido de etileno, también previenen el proceso de adsorción. Moléculas con bajo o medio EON son menos eficientes para este propósito.
- c) Las aminas alifáticas primarias también presentan cierta habilidad para dispersar los asfaltenos, pero los alcoholes de cadena alifática larga y los alquilbencenos son algo ineficientes.

### **2.4.4. Uso de parafinas como inhibidores de la precipitación de asfaltenos**

El papel de las parafinas en la solvatación de asfaltenos (Peptización) ha sido considerado por mucho tiempo. El mecanismo consiste en la solvatación del asfaltano mediante la resina mejorando su solubilidad por la interacción con los grupos aromáticos y polares, y de esta manera inhibiendo la precipitación de los mismos. Con respecto a la cantidad de resina necesaria para inhibir la floculación

de asfaltenos, se han desarrollado varias investigaciones en las cuales se determina una relación parafina asfalteno óptima, permitiendo de esta forma para cada crudo en particular cuantificar la cantidad de parafina a utilizar para inhibir la floculación. La idea que las parafinas en el crudo actúan como agentes estabilizantes de asfaltenos ha sido reportada en muchos artículos. El concepto que, en algunos casos, las parafinas pueden ser obtenidas de uno o varios crudos y luego ser usadas para estabilizar asfaltenos de otros crudos, no es universalmente aceptado.

Estudios realizados recientemente en laboratorio han demostrado que la adición de parafinas de crudos exógenos a otros crudos, pueden tanto retardar como acelerar el proceso de precipitación de los asfaltenos, estos resultados permiten aseverar que la compatibilidad entre las parafinas y asfaltenos es factor primordial en el proceso de precipitación de estos.

#### **2.4.5. Métodos de prevención del depósito de asfaltenos.**

Una solución es inyectar productos químicos de naftenos en la formación en intervalos regulares para incrementar la solubilidad de los asfaltenos en el aceite crudo. Si el depósito ocurre en la tubería de producción, el mismo producto químico puede agregarse al sistema de producción lentamente disolviendo las bolas o barras del químico en la corriente del flujo.

Otro método consiste en usar un bypass o desviador de flujo en la línea de escurrimiento como dispositivo alimentador del inhibidor en pequeñas cantidades que va del espacio anular a la tubería de producción. Este dispositivo también es efectivo en la reducción del depósito de parafinas de los aceites donde los asfaltenos son agentes nucleantes de cristales de parafinas. Se pueden utilizar productos o aditivos químicos que actúan sobre las micelas de asfaltenos para lograr que estos se mantengan estables y no se precipiten. Con el uso de tubería lisa o de fibra de vidrio se pretende no generar las condiciones favorables para la acumulación de material asfáltico.

Una técnica utilizada es la tecnología magnética, la cual es un método preventivo que consiste en modificar la orientación del polo magnético de una molécula, debilitando la fuerza de dispersión durante su proceso de cristalización, con lo que se inhibe su crecimiento y coagulación. Otra técnica utilizada es la técnica electromagnética, misma que se ha empleado con éxito en pozos que presentan depósito de parafinas. En esta técnica se emplea una planta de tratamiento y de

una fuente de poder electromagnética. El aceite crudo fluye a través de la cámara de tratamiento y junto con las conexiones se saturan con la energía del flujo electromagnético, generando una polarización masiva.

Además de los métodos anteriores también es usado el recubrimiento de la tubería con resina epóxica o fibra de vidrio. Cuando la tubería está recubierta de fibra de vidrio el agua reacciona con este, formando un grupo  $\text{OH}^-$  hidrofílico, con una polaridad relativamente fuerte, la cual evita que la parafina se adhiera a la superficie de las paredes del pozo inhibiendo su depósito. En el caso del recubrimiento con resina epóxica, esta actúa como una barrera física que impide el flujo de corriente eléctrica, y por lo tanto, el depósito del asfalteno. Por otra parte el depósito del material orgánico disminuye considerablemente debido a la baja rugosidad del recubrimiento.

## **2.5. Baja productividad en pozos de crudos pesados.**

El trabajo del ingeniero para mantener y/o mejorar los gastos de producción, inicia con la identificación de los problemas que causan que exista una baja producción de los pozos. En los pozos de aceites pesados estos problemas incluyen, desde la deposición de parafinas, asfaltenos e hidratos, hasta la presencia de bacheo severo. En particular, el flujo de fluidos al yacimiento puede estar restringido por problemas inherentes a la formación, tales como: baja permeabilidad específica, baja porosidad, baja presión del yacimiento, depósitos orgánicos e inorgánicos, residuos de materiales de estimulación, etc.

Uno de los métodos de análisis del SIP es el análisis nodal, el cual involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permitiendo determinar el efecto de su variación en la capacidad del transporte del sistema, y de esta manera tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo. El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectores o productores mediante un equipo artificial de producción. Por otra parte, del análisis del comportamiento de los elementos del sistema se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo. Asimismo, es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de estranguladores, válvulas de seguridad, etc.<sup>12</sup> En este caso nos centraremos en dos curvas utilizadas en el análisis nodal, la de IPR y la de aporte de la TP, debido a que, a grandes rasgos, existen tres grandes problemas asociados a la producción de crudos pesados, los cuales son, baja productividad debido a:

- Depósito de parafinas y asfaltenos en la vecindad del pozo.
- Disminución del diámetro de la TP debido a la deposición de parafinas y asfaltenos.
- Alta viscosidad del crudo aportado por el yacimiento.

Estos problemas pueden llegar a ser de tal magnitud, que impidan que la presión del yacimiento sea capaz de vencer las caídas de presión en el SIP, y debido a esto el pozo no sea productor, o también, en el caso de las parafinas, asfaltenos e hidratos, lleguen a obturar por completo las tuberías o equipos, impidiendo así el flujo de fluidos.

### 2.5.1. Resultado del depósito de parafinas y asfaltenos en el yacimiento.

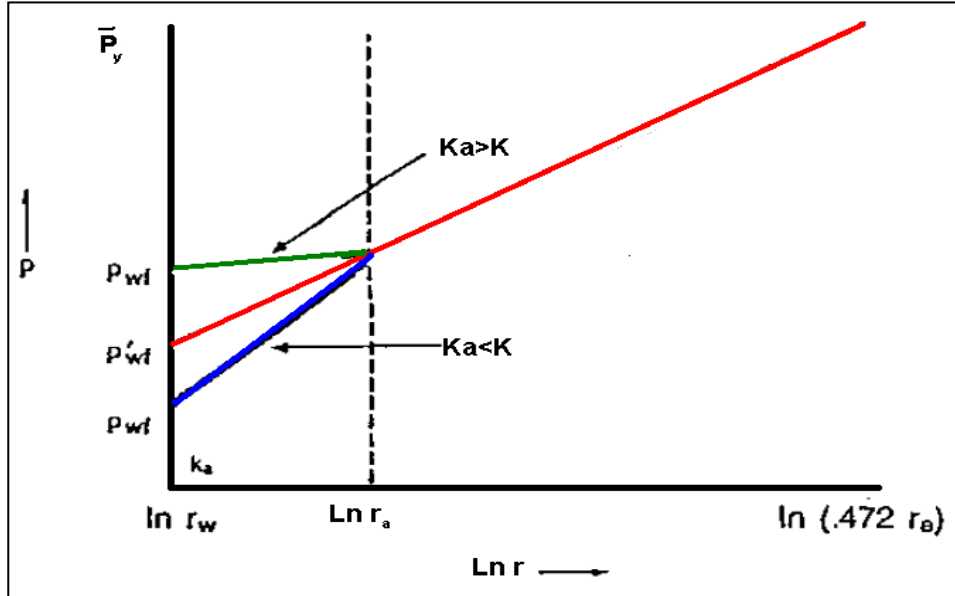
Cuando las parafinas y asfaltenos se depositan en la vecindad del pozo, provocan una obturación de los poros de la formación, disminuyendo la permeabilidad, lo que provoca que el aporte de fluidos de la formación sea menor. La permeabilidad es una medida de la facilidad con que un fluido pasa a través de una roca porosa, bajo condiciones de flujo turbulento. El efecto de una disminución en la permeabilidad al índice de productividad puede ser visto al analizar la ecuación 1.9:

$$J = \frac{q}{(p_e - p_{wf})} = \frac{kh}{141.2 B_o \mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad 2.7$$

Como se puede ver, la permeabilidad es directamente proporcional al índice de productividad, lo que implica que para una disminución en la permeabilidad, se obtendrá una disminución en el índice de productividad, lo cual es un efecto negativo para la producción. Por lo tanto, si es evitada la deposición de materiales como parafinas y asfaltenos, se tendrá un mayor aporte de fluidos de la formación, incrementando el gasto de producción.

La ley de Darcy está basada en la suposición de que la permeabilidad, para el flujo del fluido será constante en toda el área de drene del pozo, y que solo existirá flujo laminar. La permeabilidad efectiva al aceite es el producto de la permeabilidad relativa al aceite por la permeabilidad absoluta del yacimiento ( $k_o = k/k_{ro}$ ). La permeabilidad absoluta  $k$ , puede ser incrementada en la vecindad del pozo con una estimulación, o como es en este caso de deposición de sólidos, puede ser disminuida por daño a la formación.<sup>13</sup> Esto cambia la pendiente del perfil de presión presentado fuera del radio en que la permeabilidad fue alterada, como se

muestra en la gráfica 2.8, en la cual se ilustra que para un gasto constante, existe una menor caída de presión en un pozo que ha sido estimulado, y existe una mayor caída de presión en un pozo que presenta daño en la formación.

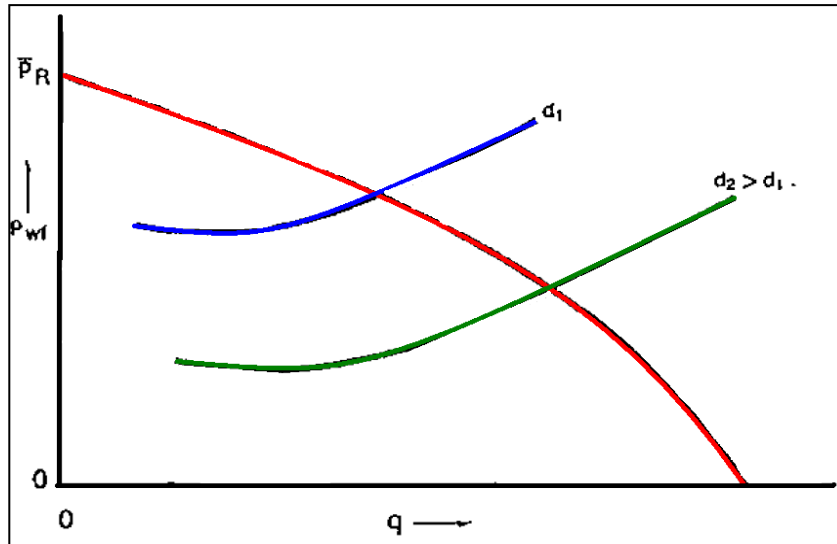


Gráfica 2.8. Efectos de la alteración a la permeabilidad, donde:  $k_a$  es la permeabilidad en la zona con daño,  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $r_w$  el radio del pozo,  $r_e$  radio de drenaje,  $r_a$  radio de la zona dañada, y  $P_{wf}$  es la presión de fondo fluendo.<sup>13</sup>

Una de las posibles soluciones al problema de deposición de parafinas y asfaltenos, es el calentamiento de la formación, para lo cual existen diferentes métodos, entre ellos, la inyección cíclica de vapor y el calentamiento eléctrico de pozos.

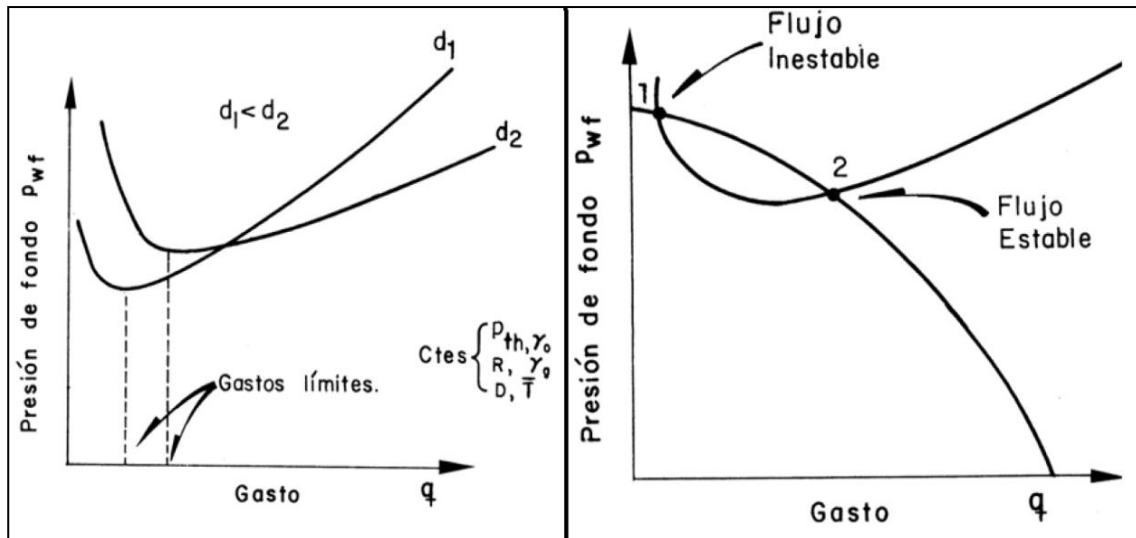
### 2.5.2. Resultado del depósito de parafinas y asfaltenos en la TP.

Cuando las parafinas y asfaltenos se depositan en la TP, provocan grandes caídas de presión, debido a que reducen el diámetro de la tubería, con lo que se tiene un menor aporte de fluidos. Este problema puede ser estudiado con las curvas típicas utilizadas en el análisis nodal, para el cambio de diámetro de la tubería, donde se puede ver como para un menor diámetro se tiene un menor gasto de producción. En la gráfica 2.9 se muestra la variación del gasto conforme disminuye el diámetro de la TP, y se puede observar que al incrementar el diámetro de la TP se reduce la caída de presión, provocando de esta forma que la curva de flujo de salida de la TP se desplace hacia abajo, causando que la intersección de las curvas de IPR y aporte de la TP, se desplace a la derecha obteniéndose así, un valor de gasto de producción mayor al que se tenía inicialmente con un diámetro de TP menor.



Gráfica 2.9. Efecto del aumento del diámetro de la TP en el gasto de producción.<sup>13</sup>

Conforme el diámetro de la tubería va incrementando, las pérdidas por fricción disminuyen, lo que resulta en una  $P_{wf}$  menor, y por lo tanto, una mayor afluencia. También es importante notar el gasto que limita el flujo estable, como se muestra en la gráfica 2.10, debido a que un pozo que produzca con un gasto menor, generalmente estará operando con “cabeceo”, o flujo inestable.<sup>12</sup> Este comportamiento se da, cuando la curva de IPR corta en dos puntos a la de aporte de la TP, lo cual no debe ocurrir.



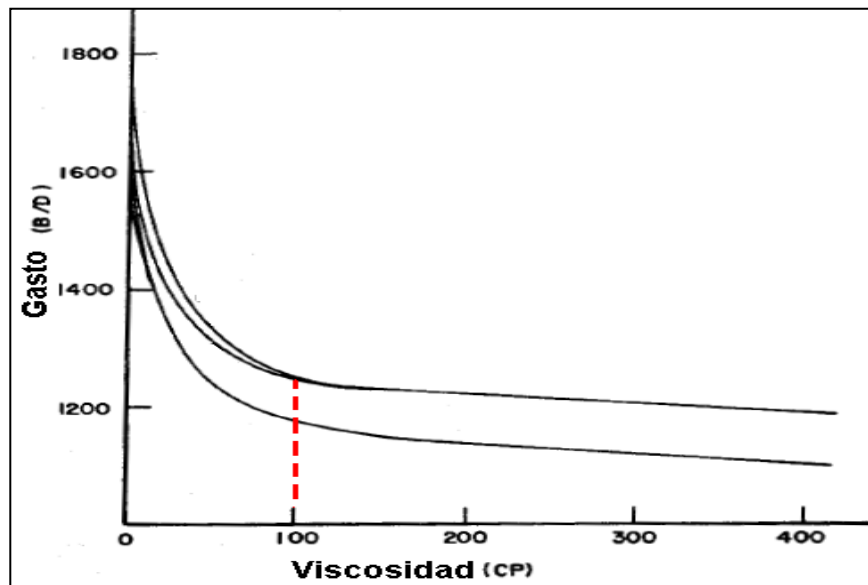
Gráfica 2.10. Condiciones de flujo inestable, y variación de gasto debido a una variación de diámetro de la TP.<sup>12</sup>



Existen diferentes métodos para evitar que las parafinas y asfaltenos se depositen en la tubería, y pueden ser desde aislamiento térmico, uso de inhibidores, hasta el calentamiento de la tubería, y la elección va a depender de un estudio tanto económico, como operacional, por mencionar algunos puntos.

### 2.5.3. Resultado de una alta viscosidad del crudo.

Una alta viscosidad provoca una disminución en la productividad de un pozo, entre mayor sea la viscosidad, menor será la productividad del pozo como se muestra en la gráfica 2.11. Es evidente que debido al incremento de la viscosidad, y consecuente disminución del gasto, se presentará flujo laminar, aunque esto ocurre para valores alrededor de 100 [cp], y para valores mayores, se tiene un efecto menor en el gasto de producción.



Gráfica 2.11. Efecto de la viscosidad en el gasto de producción.<sup>14</sup>

Este efecto puede ser explicado al analizar la ecuación 1.9:

$$J = \frac{q}{(p_e - p_{wf})} = \frac{kh}{141.2 B_o \mu_o \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad 2.8$$

Debido a que la viscosidad es inversamente proporcional al índice de productividad, y al gasto de producción, un aumento en su valor provocará una disminución en la productividad del pozo, lo cual es comprensible ya que la viscosidad es un parámetro que afecta las pérdidas por fricción. Como se puede

observar, la viscosidad juega un papel muy importante en la producción de hidrocarburos pesados, ya que debido a esta se tendrá una gran caída de presión dada su relación con las pérdidas por fricción.

Es importante destacar, que cuando existen fluidos muy viscosos, la única manera de producirlos es aumentando su temperatura, ya que la viscosidad se ve afectada en mayor parte por ésta, aunque en algunos casos, ha sido posible producir crudos muy viscosos sin necesidad de aumentar su temperatura, tal es el caso del método de producción en frío utilizado en Canadá, en el que aceite asociado a formaciones de areniscas es producido junto con arenas. Este método de producción en frío, no es aplicable para formaciones carbonatadas, debido a que estas están consolidadas.

## **2.6. Métodos de producción de hidrocarburos pesados.**

Actualmente los hidrocarburos pesados pueden producirse mediante dos métodos generales, los cuales son: métodos térmicos, y métodos convencionales o de producción en frío. Los métodos térmicos son aquellos con los cuales se aumenta la temperatura del fluido, para conseguir una disminución en la viscosidad, mejorando así la movilidad del fluido y consecuentemente la productividad, ya sea a nivel de pozo o yacimiento. Los sistemas de interés para este tipo de métodos son los de calentamiento eléctrico del fondo del pozo, tales como cable calentador, calentador de tubería, calentamiento con microondas, entre otros.

Por otra parte los métodos convencionales, o de producción en frío, contemplan otro tipo de aspectos para la optimización de la producción, como la disminución de la densidad con inyección de diluyentes, o el aumento del área de aporte de fluidos con pozos horizontales. Aunque para la producción en frío generalmente se usa algún tipo de sistema artificial de producción, y si bien la mayoría de los SAP son utilizados para la producción de pesados, los que actualmente están siendo más comunes son el bombeo de cavidades progresivas y el bombeo electrocentrífugo sumergido.

Los sistemas que se describirán con más detalle en capítulos posteriores, son sistemas que añaden energía solo a nivel de pozo, debido a que se consideró que si desea mejorar la productividad de un pozo, estos representarían un menor costo, ya que no contemplan, por ejemplo, la perforación de más pozos como es el caso de algunos métodos de recuperación mejorada.

## REFERENCIAS:

1. Guo Boyun, Song Shanhong, Chacko Jacob y Ghalambor Ali. "Offshore pipelines", 1ª ED., ed. Elsevier, USA, 2005.
2. Guillermo Centeno, Trejo Fernando, Ancheyta Jorge y Antonio Carlos, "Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión", 2004.
3. Delgado José, "Asfaltenos: composición, agregación, precipitación", #1, FIRP, Venezuela, 2006.
4. Alayon Mario, "Asfaltenos: Ocurrencia y floculación", FIRP, Venezuela, 2004.
5. C. Pierre, L. Barré, A. Pina y M. Moan, "Composition and heavy oil reology", Oil & Gas Science and Technology, Vol. 59, No. 5, pp. 489-501, Institut français du pétrole, 2004.
6. L. Rodríguez, M. Castañeda, "Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluidodinámico de crudos parafinicos-fase1", CT&F- Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol. 2, No. 2, Ecopetrol-Instituto Colombiano del Petróleo, 2001.
7. Congreso Internacional de crudos pesados, Cámara Petrolera de Venezuela Capitulo Monagas, "Uso de nueva generación de reductores de viscosidad en fase hidrocarburos, para mantener y/o incrementar la producción y transporte de crudos pesados y extrapesados", 2008.
8. IMP, "Programa de explotación de campos en aguas profundas", Centro de tecnología Costa-Afuera (CTC), México, 2009.
9. Cortez Fernando, Triviño Tomás, "Metodología para el control de parafinas", Petrobras Energía S.A.
10. J.G. Speight, "Petroleum asphaltenes Part 1, Asphaltenes, Resins and the structure of petroleum", Oil & Gas Science and Technology, Vol. 59, No. 5, pp. 467-477, Institut français du pétrole, 2004.
11. J.G. Speight, "Petroleum asphaltenes Part 2, The effect of asphaltenes and resin constituents on recovery and refining processes", Oil & Gas Science and Technology, Vol. 59, No. 5, pp. 479-488, Institut français du pétrole, 2004.
12. Garaicochea Francisco, Bernal César, López Oscar "Transporte de Hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, México, 1991.
13. Beggs Dale, "Production Optimization Using Nodal Analysis", OGCI and Petroskills Publications, USA, 2003.
14. Brown Kermit, Beggs Dale, "The technology of artificial lift methods", PennWell Books, Vol. 1, USA, 1977.

## CAPÍTULO III CALENTAMIENTO ELÉCTRICO DE POZOS

La temperatura juega un papel muy importante en la presencia de diferentes problemas asociados a la producción de hidrocarburos pesados, tales como la deposición de parafinas, asfaltenos e hidratos. Además la temperatura puede afectar en gran medida el comportamiento de la viscosidad, por lo que se han estudiado diferentes métodos para la producción de hidrocarburos pesados, entre ellos el calentamiento eléctrico, que actualmente tiene diferentes aplicaciones, como el calentamiento del fondo del pozo; tratamientos para el depósito de parafinas, asfaltenos e hidratos; tratamiento de calentamiento de la formación; calentamiento de líneas de flujo; entre otras.<sup>1</sup>

La producción inicial de los crudos pesados y viscosos, puede ser acelerada con el uso de calentadores de fondo, los cuales proveen energía a la vecindad del pozo, disminuyendo la viscosidad del aceite, aumentando su movilidad e incrementando el gasto de producción. El calentamiento eléctrico del pozo consiste en proveer corrientes eléctricas para generar calor e incrementar la temperatura en la vecindad del pozo. Existen dos tipos de calentadores de fondo en la industria petrolera: los calentadores inductivos, los cuales generan calor de acuerdo a la ley de Maxwell; y los calentadores resistivos, los cuales generan calor de acuerdo al efecto de Joule. En el segundo caso, la transferencia del calor es por conducción y requieren un tiempo extenso para calentar el yacimiento.<sup>2</sup>

El uso de la electricidad para la recuperación de aceite no es un tema nuevo, el calentamiento eléctrico del yacimiento fue empleado en 1969 para la recuperación mejorada de aceite (Pizarro y Trevisan, 1990) y un número de variantes de este proceso fueron patentadas en los 70's (Jill 1970; Crowson 1971; Kern 1974; Hagerdorn 1976; Pritchett 1976); Otros han estudiado el flujo de la corriente directa en la formación productora como una forma de incrementar el flujo del fluido, y la permeabilidad relativa del aceite (Chillingar , 1970). Además muchos investigadores han explorado las aplicaciones de la corriente alterna para el calentamiento in-situ (Pizarro y Trevisan, 1990). Los yacimientos candidatos para usar este tipo de tecnología son aquellos en los que:

- La inyección de vapor no es aplicable.
- Un modesto cambio en la temperatura produce cambios significativos en la producción.
- La formación productora es de calizas con crudo pesado.

- La formación productora sea de arena de 5 [ft] o mayores.
- Exista una baja saturación de agua in-situ.
- Exista daño en la vecindad del pozo.
- El crudo tenga viscosidades mayores a 100 [cp].
- Se tengan pozos sin estimulación con producciones menores a 30 [bls/d]
- Se tengan pozos previamente completados sin instalaciones térmicas.
- Se tengan pozos horizontales de larga extensión.

El calentamiento eléctrico del pozo ha sido satisfactoriamente aplicado para incrementar la temperatura en zonas de la vecindad del pozo, además, en diferentes casos se han realizado estimulaciones con sistemas de calentamiento resistivo, dieléctrico y de inducción, que aplicados en los pozos adecuados, lograron aumentar el gasto de producción. Las herramientas de calentamiento eléctrico pueden ser divididas en tres categorías basándose en la frecuencia de la corriente eléctrica utilizada:

1. Herramientas de corriente de baja frecuencia, por ejemplo, calentamiento resistivo, calentador de tubería y cables calentadores.
2. Herramientas de calentamiento por inducción, las cuales se dividen en dos tipos:
  - a. Herramientas de corriente de alta frecuencia, mismas que se utilizan en los métodos de calentamiento con microondas.
  - b. Herramientas de corriente de frecuencia variable, son herramientas que tienen la capacidad de utilizar un amplio rango de frecuencia de baja a media, en función de las corrientes de calor y requisitos de temperatura deseada, utilizadas en el calentamiento por inducción.
3. Calentamiento por vibraciones ultrasónicas.

### **3.1. Herramientas de corriente de baja frecuencia.**

El calentamiento eléctrico con herramientas de baja frecuencia se logra con base en el efecto de Joule, el cual se debe a que cuando se hace fluir una corriente eléctrica a través de un conductor, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor, debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor, elevando la temperatura del mismo. Estas herramientas pueden ser divididas en dos tipos:

**Tipo 1:** estas herramientas hacen fluir una corriente eléctrica a través del yacimiento, en la vecindad del pozo, convirtiéndolo en el elemento conductor, por ende elevan la temperatura del mismo y la de los fluidos que contiene.

**Tipo 2:** estas herramientas incluyen un material resistivo, del cual sus propiedades propician que tenga altas pérdidas óhmicas, consiguiendo la elevación de la temperatura del mismo, y a su vez ésta es transferida al fluido que está siendo producido por el yacimiento y que está en contacto con este elemento o en zonas cercanas.

La compañía Uentech International Corp. y sus empresas asociadas, desarrollaron otros tipos de sistemas de calentamiento con corriente de baja frecuencia, los cuales son:

- Sistema calentador de tubería. En este sistema, tubería de metal es energizada de manera controlada con potencia eléctrica, y los principales pozos candidatos son los que presentan parafinas, asfaltenos, sulfuro, hidratos u otros depósitos sensitivos al calor en la tubería, un diagrama esquemático es mostrado en la figura 3.1.

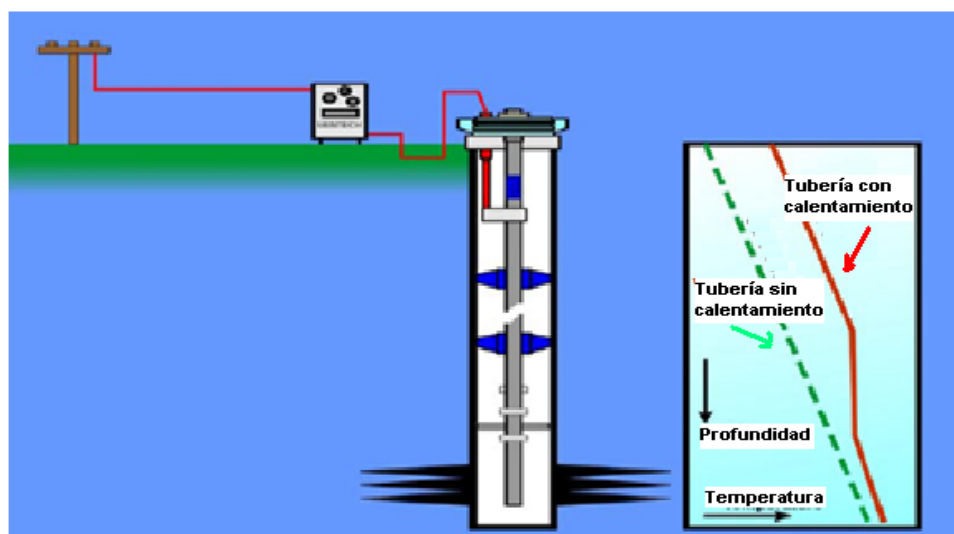


Figura 3.1. Sistema de calentador de tubería en un pozo vertical, y su perfil de temperatura.<sup>3</sup>

- Sistema de calentamiento del yacimiento por bloques, es análogo a la inyección cíclica de vapor en el patrón inyección/producción, en un sistema multi-pozos. Es otra extensión del calentamiento de la vecindad del pozo, donde la corriente es dirigida a calentar el espacio entre los pozos, además de la región de la vecindad del pozo. Esta es una tecnología experimental y

está siendo evaluada actualmente, una vista esquemática se muestra en la figura 3.2.

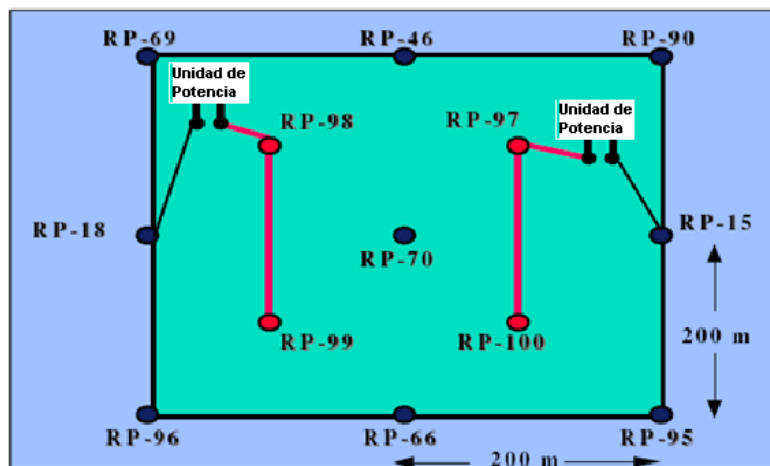


Figura 3.2. Sistema de calentamiento del yacimiento por bloques, (Campo Rio Panon Brasil).<sup>3</sup>

La corriente eléctrica de las herramientas de baja frecuencia penetra a una mayor profundidad que las de alta frecuencia, esto a temperaturas por debajo del punto de vaporización del agua, aunque la temperatura de la zona afectada por la herramienta es mayor en las de alta frecuencia. Debido a que el agua in-situ provee una ruta de conducción iónica en los sistemas de calentamiento resistivo, permite un menor costo en el suministro de energía.

Para justificar el uso de los calentadores eléctricos de baja frecuencia, deben ser considerados el costo de limpieza periódica del pozo, incluyendo las pérdidas de producción durante las mismas, reducción de la carga por fricción de los raspadores (en el caso de uso conjunto al bombeo mecánico), tanto como el incremento de la producción. El costo de instalación y operación del calentador puede ser recuperado por el incremento en la producción y la reducción en el mantenimiento del pozo, disminuyendo la frecuencia de mantenimiento de seis semanas a seis meses en pozos que responden favorablemente. El costo total de instalación de un calentador de fondo incluyendo calentador, cable, transformador y un control automático, generalmente disminuye en un 25%, lo cual lo hace un método considerablemente más barato que otros métodos de calentamiento del fondo de pozo, o de tratamiento del pozo.

En un campo donde se instaló el calentamiento eléctrico a 65 pozos, los cuales se eligieron aleatoriamente, el promedio total de la producción diaria fue de aproximadamente 900 [bls/d] comparados con 300 [bls/d] esperados de las curvas de declinación. Los estudios realizados por un operador mostraron un incremento en la producción inicial en un 30% con 3 dólares de ganancia por cada

dólar invertido, incluyendo el costo de investigación. Además es posible que la vida rentable de un pozo pueda ser prolongada de 5 a 10 años por la aplicación de un calentador de fondo de pozo.

### 3.1.1. Herramientas de baja frecuencia tipo 1.

En este método, la corriente de baja frecuencia, usando un mecanismo de conducción iónica, viaja a través del agua intersticial presente en el sistema matriz del yacimiento. La energía eléctrica es convertida en calor debido a las pérdidas óhmicas asociadas a la formación, y el efecto total de la generación de calor reduce la presión en la vecindad del pozo, por una disminución en la viscosidad y aumento en la movilidad del crudo. La conductividad total en la formación puede ser obtenida de la relación de Archie y Humble's, dada en la ecuación 3.1. Lo que demuestra que para que exista una estimulación por calentamiento eléctrico debe existir agua intersticial.

$$R = 0.62 \frac{R_w}{\phi^{2.15} s_w^2} \quad 3.1$$

La dependencia de la resistividad del agua, a la temperatura está dada por la ecuación 3.2, donde  $R_w$  está en [ohm-metro] y  $T$  en [K].

$$R_w = R_{wt} \left( \frac{T_r - 251.65}{t - 251.65} \right) \quad 3.2$$

Los componentes principales de estas herramientas son:

- Ensamble de electrodos, los cuales consisten en segmentos de revestimiento y juntas aislantes, el diseño se hace previamente usando estudios de optimización para determinar el flujo de potencia, basados en las características del yacimiento.
- Unidad de acondicionamiento de potencia, la cual provee la manera de modificar la potencia de la línea (generalmente 480 [V], 50/60 [Hz]), a la adecuada para el yacimiento. Se puede producir un rango de frecuencias para optimizar el consumo de potencia y la eficiencia del flujo de corriente a la formación. Es típico en las unidades de acondicionamiento, que la potencia disponible sea de 100 [kW], además pueden conectarse en paralelo o en serie para que coincidan con los diferentes requisitos de carga.



- Sistema de transferencia de potencia, está constituido por tubería, cables o una combinación de ambos, este sistema esencialmente provee la manera de transmitir la electricidad de forma eficiente y segura.
- Sistema de tierra, está diseñado para regular el flujo al yacimiento.
- Sistema de registro/monitoreo, provee el hardware y software para el control manual o automático, y monitoreo de la potencia y temperaturas, a través de sondas instaladas en los sistemas.

La corriente viaja de la unidad de acondicionamiento de potencia, a través del sistema de transferencia hasta el ensamble de electrodos, y es forzada a regresar a través de la matriz del yacimiento hacia la unidad de acondicionamiento de potencia a través del sistema de tierra. En la figura 3.3 es mostrada una configuración para un pozo vertical, y en la figura 3.4 en un pozo horizontal.

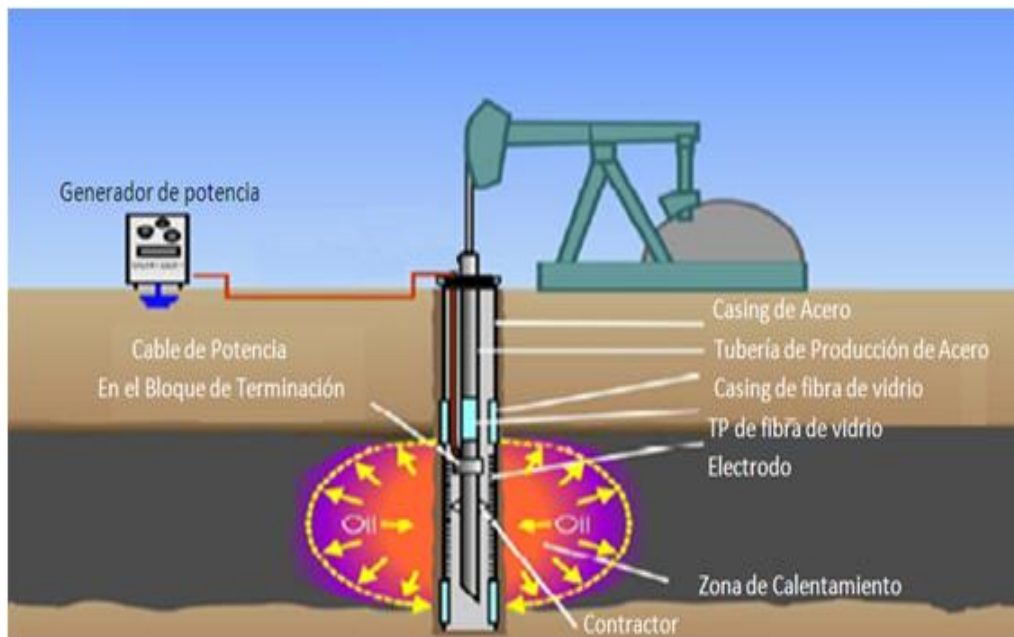


Figura 3.3. Calentamiento eléctrico de baja frecuencia de un pozo vertical.<sup>3</sup>

### 3.1.2. Herramientas de baja frecuencia tipo 2.

Debido a que no se puede confiar en que el yacimiento conducirá la corriente eléctrica o la radiación electromagnética, existen cables comercialmente disponibles que son calentadores eléctricos resistivos (Afkampur, 1985). Con este sistema la formación no necesita la presencia de la salmuera para transportar la corriente eléctrica, existen dos tipos: cables calentadores y calentadores de tubería, ambos sistemas pueden ser utilizados para el calentamiento del fondo del

pozo, pero los calentadores de tubería, además pueden ser usados para calentar zonas en la que pueda existir la presencia de parafinas e hidratos.

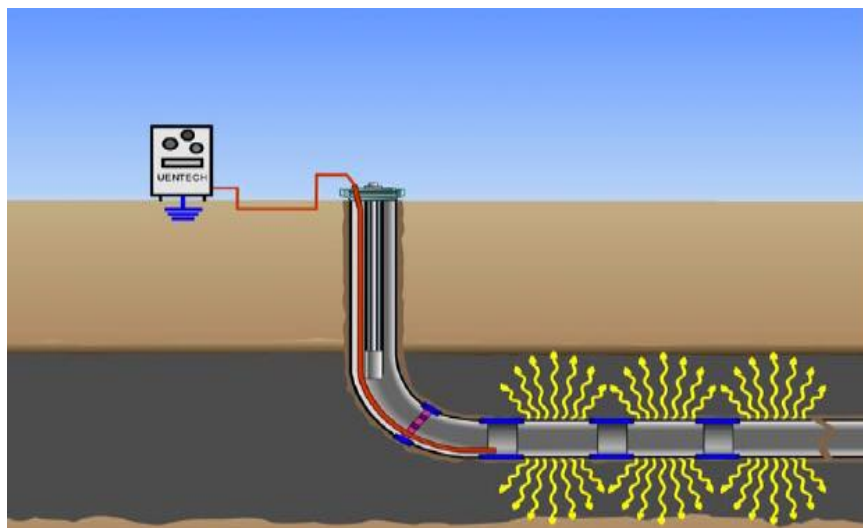


Figura 3.4. Configuración del calentamiento eléctrico de baja frecuencia en un pozo horizontal.<sup>3</sup>

### 3.1.2.1. Cables calentadores.

En la industria petrolera pueden ser encontrados tres tipos de cables para el calentamiento del fondo de pozos, los cuales han sido desarrollados por la empresa Tyco Thermal Controls. En estos sistemas de calentamiento es utilizado cable especial, el cual está definido como un sistema trifásico que cuenta con un cable de distribución de energía, un transformador, un espaciador flexible, y armaduras de acero galvanizado que ofrecen resistencia a los daños mecánicos y al medio ambiente corrosivo. Su configuración típica es como la que se muestra en la figura 3.5.

Los tres tipos de cables disponibles se llaman PetroTrace DHSX, MI y STSi, sus características principales son:

- El cable PetroTrace DHSX permite mantener la temperatura por encima de los 50 [°C], proveyendo 41 [W/m], está compuesto por un cable protegido por una cubierta de polímero flexible, que lo hace fácil de instalar en la parte externa de la TP, en este sistema de calentamiento se garantiza su funcionamiento en la prevención de la formación de parafinas e hidratos (figura 3.6a).
- EL cable PetroTrace MI permite mantener la temperatura por encima de los 482 [°C], suministrando 656 [W/m], su aislamiento de aleación 825 (níquel-

acero-cromo, de alta resistencia a la corrosión), lo hacen resistente en un amplio rango de operaciones en las que se requieran alto poder y altas temperaturas, además están disponibles en un amplio rango de niveles de potencia y medidas, lo que los hace ideales para su uso en el aseguramiento de flujo y calentamiento del fondo del pozo con longitudes mayores a 1200 [m] (figura 3.6b).

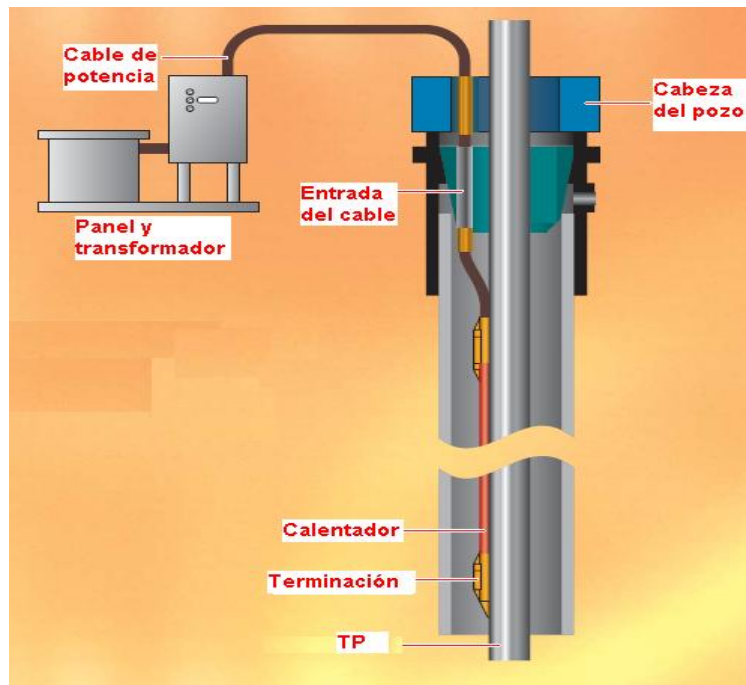


Figura 3.5. Sistema de calentamiento con cable de aislamiento mineral.<sup>4</sup>

- Por último, el cable PetroTrace STSi, permite mantener la temperatura por encima de los 149 [°C], sufriendo 150 [W/m], El calentador está constituido por un tubo roscado, que lo hace fácil de instalar sin la necesidad de una plataforma de trabajo, esta tecnología permite que se desplieguen varios kilómetros de circuito continuo, permitiendo su uso en aseguramiento de flujo en aplicaciones en aguas profundas (figura 3.6c).

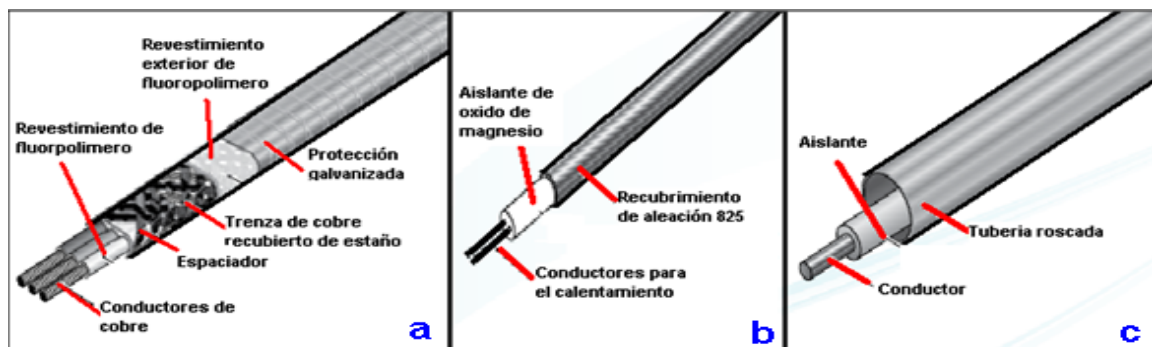


Figura 3.6. Componentes de cable, a) Cable DHSX, b) Cable MI, c) Cable STSi.<sup>4</sup>

Estos dispositivos son de fácil instalación, por lo que están disponibles en poco tiempo, además tienen bajos costos de inversión, son resistentes en condiciones de alta presión en los pozos. Por otra parte, comparados con otros sistemas de remediación de problemas asociados con la temperatura, presentan grandes ventajas, mismas que son resumidas en la tabla 3.1.

Cables calentadores Vs Aceite caliente	Cables calentadores Vs raspado mecánico	Cables calentadores Vs aditivos químicos	Cables calentadores Vs inyección de vapor
Elimina o reduce el tiempo de remoción de parafinas	No existe riesgo de perforar la tubería.	No provoca efectos negativos para las refineries	No se necesitan calderas para vapor
No provoca daño a la formación	Bajo costo	No se manejan materiales inflamables ni tóxicos	No se requieren líneas de inyección de vapor hacia los pozos
Operaciones y mantenimiento convencional.	No se interrumpe la producción	No se requiere de equipo de inyección	No existen problemas de enfriamiento durante un cierre.

Tabla 3.1. Ventajas de los cables calentadores en comparación con distintos métodos de remediación de problemas, asociados a la producción de hidrocarburos pesados.<sup>4</sup>

Los cables que son mayormente usados en la industria son los de tipo MI, los cuales, como se ha mencionado anteriormente, son utilizados en los sistemas de calentamiento del fondo del pozo, este tipo de cable en general tiene una sección transversal de 2.5 por 0.8 [cm], y una longitud que puede variar de 300 a más de 1000 [m], lo que los hace prácticos para su instalación en pozos horizontales. El calor de salida de estos sistemas puede variar de 8 a 656 [W/m]. El dispositivo fue realizado por Afkhampur en 1985, quien lo operó con 480 [VAC]. Este sistema proporciona las siguientes ventajas:

1. Es posible producir en pozos de aceites pesados.
2. Es un sistema apropiado para eliminar tiempos de cierre por problemas asociados a las incrustaciones y parafinas.
3. Es económicamente rentable.
4. Los requerimientos de energía son bajos.
5. Su versatilidad lo hace muy atractivo en comparación con otras alternativas.

**Tipos de cable calentador MI.** Los cables calentadores MI se encuentran en cuatro configuraciones, las cuales son mostradas en la tabla 3.2.

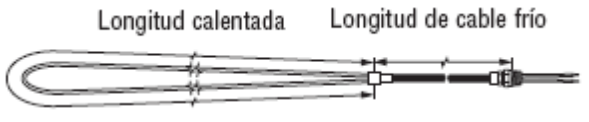


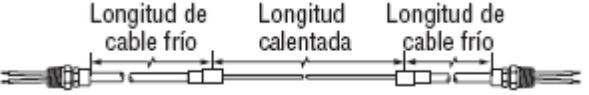
Diseño del cable con aislamiento mineral	Números de conductores	Configuración
A	Conductor simple clase I	
B	Conductor simple clase II	
C	Conductor dual clase I	
D	Conductor dual clase II	

Tabla 3.2. Configuración de los cables MI.<sup>5</sup>

El diseño del tipo D es mostrado en la figura 3.7, todos los cables incluyen una sección calentadora y una sección de cable frío. Estas secciones se unen en un empalme frío/caliente, donde el elemento calentador es empalmado con cables que cuentan con una mayor conducción, mismos que son llamados cables fríos, debido a que sirven para proporcionar la corriente eléctrica al cable calentador, y su mayor conductividad no permite el calentamiento del mismo.

Este tipo de cables cuentan con una transición final en el extremo de la sección del cable frío, la cual brinda un sello ambiental y las terminaciones necesarias para la conexión eléctrica, además en el extremo opuesto, son unidos cables conductores con diseño D, mismos que sellan herméticamente dentro de una tapa final. Los cables calentadores MI están disponibles para diversas aplicaciones, y tienen diferentes materiales en su cubierta exterior, la cual hace posible que estos puedan aplicarse en un amplio rango de temperaturas.

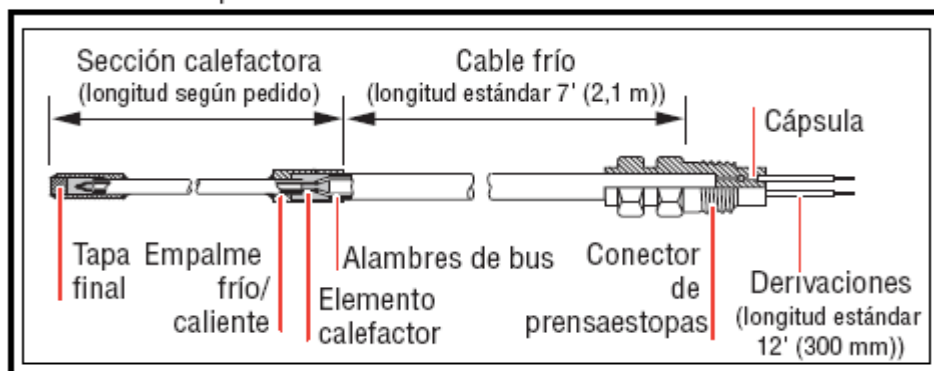


Figura 3.7. Vista lateral de un cable calentador MI de tipo D.<sup>5</sup>

Normalmente un sistema típico de calentamiento de pozo con cable MI consiste en un cable blindado, un sello final, una conexión de alimentación, un cable de conexión de alimentación, un penetrador eléctrico, el montaje, y el cable de superficie como se muestra en la figura 3.8. La sección de calentamiento es instalada en el tubo de producción con canales de acero.

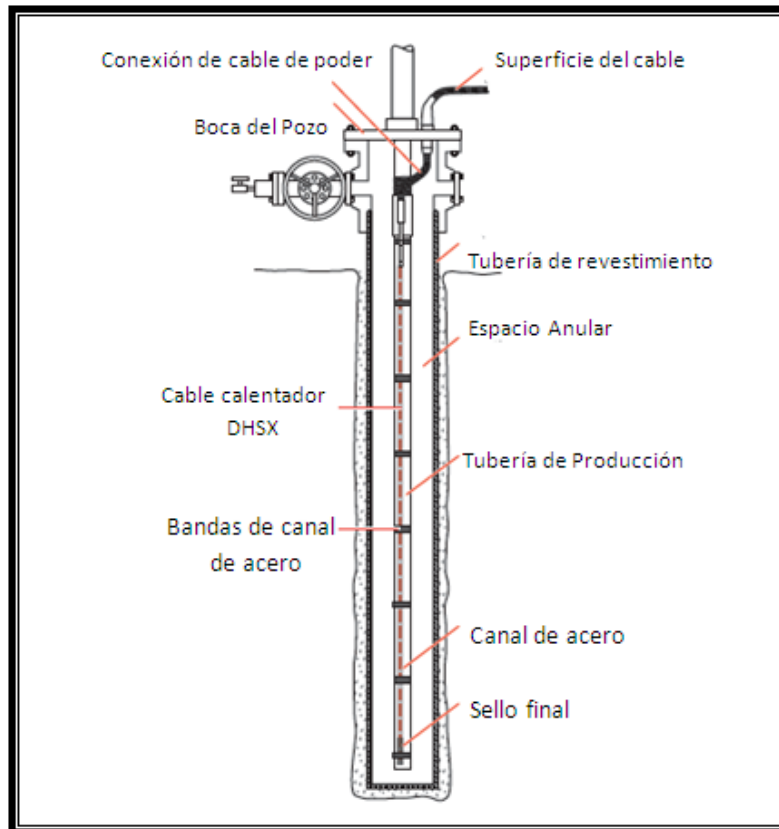


Figura 3.8. Sistema de calentamiento PetroTrace MI.<sup>6</sup>

Este dispositivo fue implementado por la empresa Tyco Thermal Controls para la producción de crudos pesados en pozos someros de California en EUA, en el año 2005, en pozos verticales de 305 [m] de profundidad y una zona de interés de 27 [m]. En estos casos se introdujo un cable calentador MI para mejorar la movilidad del crudo con una densidad de 13 a 9 [°API]. El dispositivo fue provisto de 27 [kW] de energía en la zona de interés a 600 [V], produciendo una densidad de potencia de 300 [W/ft], con lo que se logro aumentar la producción de 3 a 20 [bls/d]. También fue implementado en pozos de Venezuela en la faja del Orinoco, para mejorar la movilidad de crudos extrapesados con densidades de 16 a 8 [°API] en el año 2008, en pozos horizontales de aproximadamente 1219 [m] de profundidad vertical. El calentador fue configurado con tres secciones de cable calentador MI, provisto de 65 [kW] a lo largo de 914 [m]. Este dispositivo redujo la viscosidad considerablemente, incrementando la temperatura aproximadamente 10 [°C] en

menos de un día, obteniendo como resultado un incremento de la producción de 65%, de 340 a 560 [bls/d].

**Instalación típica de un cable calentador.** Para la instalación de este tipo de sistemas, las empresas fabricantes sugieren que es importante asegurar que las herramientas y equipos adecuados están a la mano, además que el personal debe estar debidamente capacitado y calificado para desempeñar una tarea específica. Como medidas de precaución recomiendan tener plena seguridad de que el carrete del cable esta correctamente asegurado, que los equipos están en buenas condiciones operativas, y que no deben ser utilizados equipos de potencia para tirar del cable durante la instalación. Además, que se deben adoptar las medidas de seguridad necesarias para proteger al personal, así mismo para evitar daños al calentador por golpes con instrumentos cortantes, y cuando se está deslizando sobre objetos punzantes.

Para la instalación, se debe contar como mínimo con: guantes de protección para las manos, detector de gas metano y/o detector de gas H<sub>2</sub>S, lentes de seguridad, casco, protección auditiva, arnés de seguridad, además de un manual de seguridad. Antes de la instalación del sistema de calentamiento, se deben seguir los siguientes pasos, para asegurar que ésta será eficiente y segura:

1. Se debe asegurar que los dispositivos de elevación y las correas son adecuados para el peso.
2. El calentador no debe estar en contacto con horquillas elevadoras o correas durante la instalación. No se debe dañar el calentador cuando se mueva todo el carrete.
3. Se debe Instalar la polea de 9 a 12 [m] por encima de la plataforma de piso, libre de obstáculos y equipo de manipulación.
4. Se debe conectar un cable de seguridad a la polea, e instalar el carrete del cable calentador.
5. Se comprueba la resistencia del aislante y continuidad del calentador antes de comenzar la instalación, y se coloca el equipo de anillamiento cerca de la zona de instalación de la tubería.
6. Si se utiliza el equipo de anillamiento neumático, la herramienta de suspensión se instala con una cuerda elástica, y se conecta el equipo de anillamiento neumático, y se realizan las comprobaciones de presión.
7. Se hace una pre-instalación de bandas sujetadoras en las ranuras del canal protector de acero, tomando en cuenta que el sello final requiere de dos bandas de acero.

Además se debe realizar una prueba de la resistencia del aislamiento del calentador 5 veces durante la instalación, una al iniciar la instalación, tres después de un avance de 25% en la instalación y otra al finalizar.

En general la instalación se realiza empalmando el calentador a la tubería (figura 3.9a), cubriéndolo con un canal de acero (figura 3.9b), y protegiéndolo en los coples de la tubería con otro canal como se muestra en la figura 3.9c, la tubería va siendo corrida a través del pozo, y el cable calentador es introducido junto a la misma.

### 3.1.2.2. Sistema calentador de tubería.

Existen dos tipos de calentadores de tubería en la industria petrolera, uno diseñado por la empresa Tyco Thermal Controls (DHH, DownHole Heater), y otro desarrollado por la empresa Petrostar Petroleum Corporation (DHT, Downhole Heater Tool).

**Sistema DHH.** Un calentador DHH típico de tubería está constituido por cuatro elementos conductores con revestimientos metálicos, ensamblados en una construcción de un solo cuerpo como se muestra en la figura 3.10a. Los conductores de los elementos del calentador terminan en un cuerpo de acero con una extensión tubular para conectar el cable de potencia, además, los revestimientos metálicos y las conexiones de los conductores son sacados por una ranura hecha en dicha extensión (figura 3.10b).

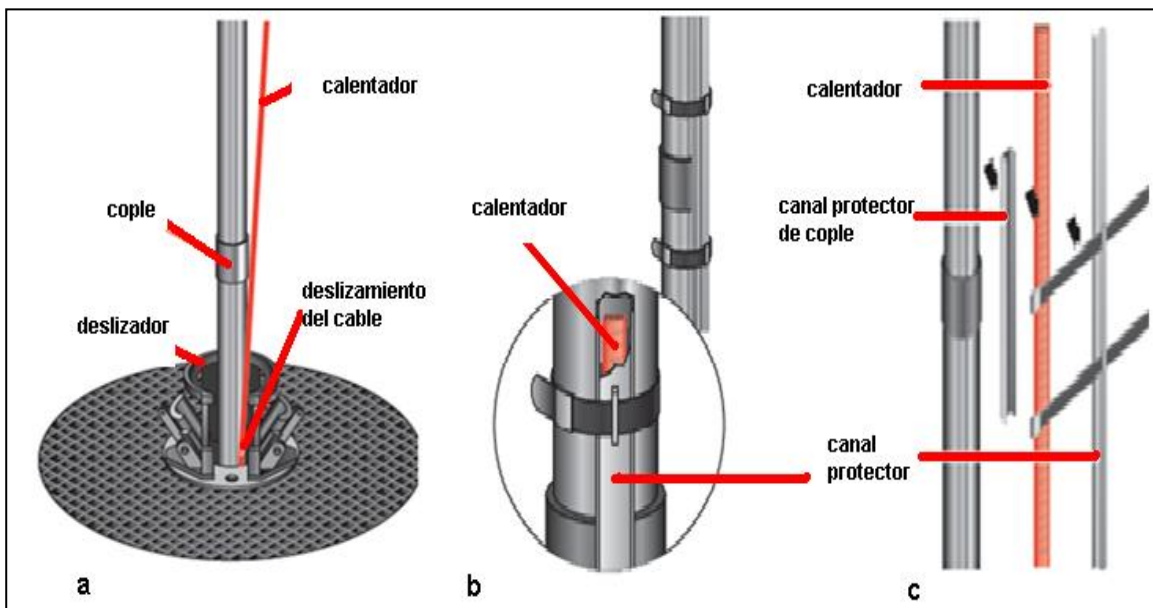


Figura 3.9. Instalación típica de un calentador de fondo del pozo.<sup>7</sup>



Los calentadores de tubería están diseñados para ser instalados dentro de la tubería de producción, y pueden ser utilizados para el calentamiento del fondo del pozo, o en el aseguramiento de flujo para evitar la deposición de parafinas, o hidratos. El fluido que está siendo producido está en contacto directo con los elementos conductores utilizados en estos calentadores de tubería, lo que permite el aumento de la temperatura del fluido.

Cuando el calentador de tubería es empleado en combinación con un calentador de fondo del pozo, pueden ser conectados en paralelo, es decir, el circuito del calentador de fondo pasa a través del calentador de tubería. Los calentadores de tubería pueden ser instalados justo por debajo de la profundidad de formación de parafinas, asfaltenos o hidratos.

Desde que los calentadores de tubería son aplicados para complementar el calentamiento de fondo del pozo, o para elevar la temperatura del fluido solo lo suficiente para prevenir depósitos de parafina en la tubería, el rango de energía 800 [kw] utilizado no es tan grande como el usado normalmente en los calentadores de fondo del pozo. Este tipo de sistemas pueden ser utilizados para proveer altas temperaturas, mismas que pueden alcanzar los 204 [°C], en aplicaciones de calentamiento de fondo del pozo, y en el caso de aseguramiento de flujo se puede mantener una temperatura de 85 [°C] por longitudes hasta de 2000 [m].

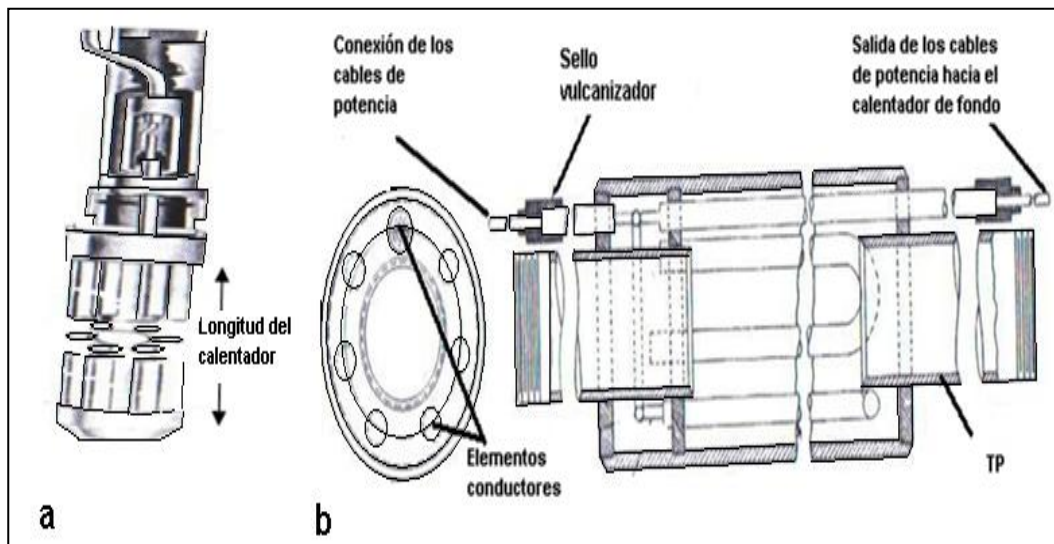


Figura 3.10. a) Cuerpo del calentador de tubería, b) Conexiones de un calentador de tubería.<sup>8</sup>

La configuración típica de un sistema DHH para el calentamiento de fondo del pozo incluye, el cable de calentamiento eléctrico, cable eléctrico frío, equipos de conexiones de potencia y terminaciones, sistemas de sujeción, medidores de

temperatura, conexiones de la cabeza del pozo, además de equipo de control y monitoreo (figura 3.11).<sup>5</sup>

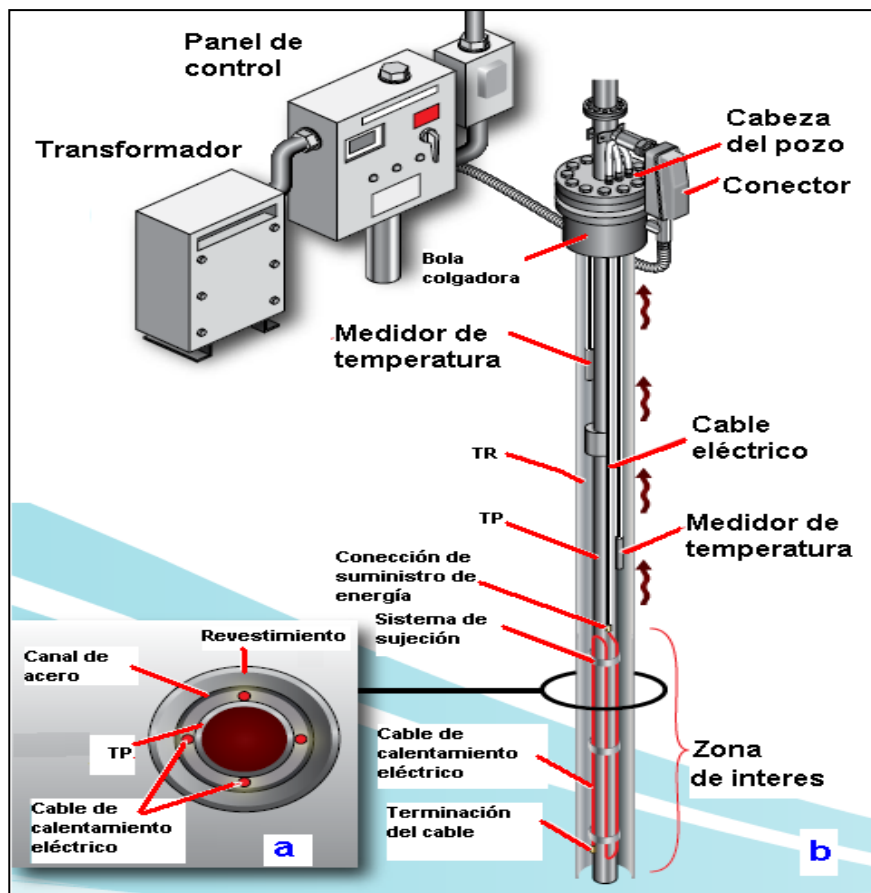


Figura 3.11. a) Sección transversal del calentador de tubería, b) Configuración típica de un calentador de tubería.<sup>7</sup>

**Sistema DHT.** Son sistemas para generar calor en el fondo del pozo, además estos dispositivos pueden aumentar la presión y generar vapor (figura 3.12), su principio de funcionamiento es el mismo que el del sistema de calentamiento DHH, al igual que su configuración. Estos dispositivos están enfocados especialmente en la generación de vapor, mismo que se logra por medio del calentamiento eléctrico en el fondo del pozo. Pueden ser colocados tanto en pozos verticales, así como en horizontales, son conectados a una fuente de potencia en la superficie, por medio de un cable cubierto de tubería roscada. El sistema DHT es calentado en el fondo del pozo hasta alcanzar una temperatura lo suficientemente alta para generar calor, vapor y presión. A pesar de que su principio de funcionamiento es el mismo que los sistemas de calentamiento de tuberías, las aplicaciones del sistema DHT son mayores, debido a que pueden ser utilizados para el calentamiento eléctrico del fondo del pozo; para el calentamiento eléctrico, generación de vapor y presión; y el calentamiento de tanques de almacenamiento.

En pruebas realizadas por la empresa Petrostar Petroleum Corporation, en el año 2007, obtuvieron como resultados un incremento de 600% en la producción de un pozo al que se le implemento este sistema, comprobando que la implementación del mismo es más rentable que tecnologías como la de drenaje gravitacional asistido con vapor, y la de Extracción con Vapor, mismas que son ampliamente usadas, pero que requieren de altas inversiones de capital y energía. El sistema DHT ofrece un costo menor, ya que no se requiere de grandes inversiones para la construcción, diseño y operación como en los otros dos métodos, lo que resulta en una mayor rentabilidad.



Figura 3.12. Sistema DHT siendo probado en superficie.<sup>8</sup>

En la aplicación de este sistema para la producción de hidrocarburos pesados, se suspende frente a los disparos, proveyendo cerca de 10 [kW] de potencia, y 20 [kW] en forma de calor al fondo del pozo. Las ventajas obtenidas son las siguientes:

- Incremento de la producción hasta un 30% o más de la reserva original.
- Puede permanecer en uso incluso después de que el corte de agua aumenta.
- El costo por unidad puede variar de \$250000 a \$500000 [dólares/unidad] dependiendo de la profundidad del objetivo, comparados con un costo de \$10 millones por la implementación de los métodos convencionales de inyección de vapor.

Este sistema puede ser usado además para pozos productores de aceites con alto contenido de parafinas, permitiendo mantener la temperatura del fluido mayor a la temperatura en que las parafinas comienzan a depositarse. Como en este tipo de

aplicaciones no es necesario mantener una temperatura de 100 [°C] o más, se puede disminuir el tamaño de la herramienta, y por lo tanto se consigue un menor costo.

### **3.1.2.3. Selección de cables y sugerencias de instalación.**

La selección y las propiedades de instalación de cables para los calentadores determinan el éxito o fracaso económico de la instalación del calentador. Con el calor que está siendo aplicado, la temperatura en la vecindad del pozo puede llegar a ser máximo de 300 [°F], la presión del fondo puede ser muy alta, y el fluido puede ser incluso corrosivo. Cuando se corre el cable dentro del pozo, el aislante puede dañarse al rozarse con las paredes de la TR o con las paredes del pozo. En las aplicaciones se han encontrado tres tipos de fallas en el cable:

1. Fallas debido al daño durante la instalación.
2. Fallas de los empalmes de las terminaciones del cable con el calentador.
3. Falla de la tubería de revestimiento y del aislante debido al ataque de fluidos corrosivos.

**Selección de cables.** En la selección del cable, se debe considerar la temperatura requerida para aplicaciones en presencia de parafinas y altas viscosidades. Para pozos con problemas de parafinas, se debe aumentar la temperatura a 200 [°F]. Hay muchos fabricantes de cables que ofrecen el tipo PVC, que son cables con aislante termoplástico que trabajan en un rango de temperaturas de alrededor de 175 [°F]. El PVC tiene una excelente resistencia al aceite, pero dado que es plástico sus limitaciones son para temperaturas elevadas, aunque hay cables PVC que están en un rango de temperatura máxima de 175 [°F], estos pueden operar eficientemente a 200 [°F].

El cable tipo AVL, trabaja en un rango máximo de temperatura de 230[°F]. El tipo AVL tiene un aislante de asbesto y con una cubierta adicional de aislante de algodón recubierto de barniz o aceites (varnish cambric insulation). Este cable es ideal para situarlo en el fondo del pozo con temperaturas de 200[°F], ubicados en una zona caliente por debajo del nivel de fluidos. Para calentadores que reducen la viscosidad de crudos pesados, las temperaturas de la zona caliente puede aproximarse a los 300[°F], actualmente este no es un cable recomendado para aplicaciones con tan altas temperaturas.

El cable con aislante mineral y recubierto de cobre puede trabajar continuamente a temperaturas mayores a 450 [°F], y cualquier presión en pozos de aceite. Sin embargo, los fabricantes del cable no recomiendan estos cables para este tipo de

pozos, ya que pueden tener la presencia de agentes corrosivos en algunos hidrocarburos. Este tipo de cables han sido instalados en varios pozos de California y trabajaron satisfactoriamente, además han sido ocupados para altas temperaturas en zonas calientes de 100 a 150 pies por encima del calentador. Algunos métodos de protección del conductor pueden ser considerados: como correr el cable dentro de un tubo de una pulgada para zonas de temperaturas altas y después usar un cable de aislante PVC.

Un tipo de cable usado en instalaciones con altas temperaturas es el cable con cubierta de aluminio. Este tipo de cable tiene una resistencia superior a la corrosión, pero su rango de temperaturas es menor que la del cable de aislante mineral, y es más propenso al daño físico.

El trabajo de desarrollo y experimentación, se ha llevado a cabo por algunos fabricantes de cables, los que han encontrado que aislantes utilizados, como los compuestos de neopreno, pueden ser usados para aplicaciones con altas temperaturas.

Para las aplicaciones de calentamiento en el fondo del pozo con temperaturas de alrededor de 230 [°F], existen un gran número de cables en desarrollo que muestra posibilidades muy prometedoras. Para la selección de las propiedades del cable se deben considerar cuidadosamente las condiciones de temperatura en el fondo del pozo, presión y características corrosivas del fluido.

**Empalmes.** La terminación del cable al calentador es tan importante como seleccionar el propio cable, para lo que uno de los métodos más apto para hacer estos empalmes es usando un equipo de empalme de resina adhesiva, la cual no se liga químicamente con el neopreno o el nylon; sin embargo, para tener un buen sello ajustado, cables constituidos por esos materiales aislantes pueden ser recubiertos con fundiciones epóxicas, mismas que puede adherirse a metales, neopreno, nilón y a la resina, con lo que se asegura un buen sellado. El empalme completo puede ser recubierto con cinta adhesiva. La selección de este empalme está basada en las propiedades generales de las fundiciones epóxicas. La temperatura máxima de servicio del adhesivo de resinas epoxico es alrededor de los 300[°F] a presión atmosférica, esto es considerado que sea resistente a todos los ácidos y bases presentes en el aceite crudo.

**Zona Caliente.** Es la distancia en un pozo petrolero entre el elemento que calienta y un punto alrededor del calentador, al cual la temperatura del aceite no es mayor a 150[°F]. La mayor parte del calor será transferido a la formación frente al calentador, y la otra parte del calor será transferida por conducción al aceite

cerca del calentador. Es complicado tratar de expresar una fórmula para la transferencia de calor, por la cantidad de suposiciones que se requieren. Para todos los propósitos prácticos la zona caliente se extiende de 100 a 150 [ft].

**Localización del calentador.** El calentador es conectado en algún punto a una sarta de tubería, generalmente un nipple perforado. El nivel mínimo aceite a ser mantenido en el fondo del pozo, debe estar siempre sobre el calentador, para asegurar una buena transferencia de calor al aceite y a la cara de la formación, por lo que se excluye la posibilidad de que el calentador se opere en el aire.

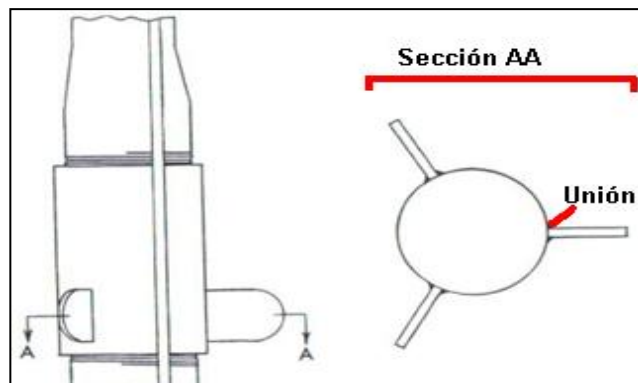
Generalmente, el nivel mínimo debe ser mantenido lo suficiente para que la cara de la formación siempre este cubierta con aceite. Una razón para esto es que la parafina se puede acumular en la cara de la formación cuando está expuesta, y las condiciones para la formación de gas y ceras congeladas es ideal. La acumulación de parafinas es más rápida cuando la película de aceite fluyendo es tan delgada que no es suficiente para que las partículas de cera precipitada sean acarreadas en suspensión. La precipitación de parafina puede ser eliminada si el correcto nivel del fluido es mantenido y la formación es calentada adecuadamente, para maximizar el flujo de aceite a través de la cara de la formación.

#### **3.1.2.4. Consejos de instalación.**

Para proteger el cable por daño con la pared de la tubería o del pozo, la sarta de tubería debe ser mantenida cerca del centro de la tubería de revestimiento. Para algunos pozos es necesario usar tres espaciadores,  $\frac{1}{4} \times 1\frac{1}{2} \times 2$  [pg] espaciado  $120^\circ$  y soldados a cualquier tubería, como se muestra en la figura esquemática 3.13. Un método usado, es proteger el cable con una pieza corta de manguera que no sea afectada por agua, aceite, o ácidos corrosivos, además de una banda metálica para el cable, y una tubería de  $\frac{1}{2}$  pg.

#### **3.1.2.5. Terminal superficial.**

Una vez que el calentador y el cable han llegado a la profundidad adecuada, el cable tiene que ser colocado a través de la boca del pozo. Puede ser colocada una salida de gas en la tubería, o en un punto de la tubería de revestimiento, y el cierre puede hacerse mediante la inserción de un reductor o un nipple en una de las salidas del gas. El reductor puede ser de  $\frac{3}{4}$  [pg], el cable se puede colocar en un conducto para su control. El circuito de retorno a tierra de la tubería de revestimiento para el control o transformador, debe hacerse con un conductor aislado. Los circuitos para el control y la caja del transformador deben ser conducidos a tierra por medio de la tubería de revestimiento y boca del pozo.

Figura 3.13. Espaciadores de tuberías.<sup>7</sup>

El sistema de control y el transformador son diseñados para que el tamaño del cable y calentador coincidan, eliminan la necesidad de cálculos y hacen posible que los proveedores tengan mayor aceite producido en la aplicación del calentamiento eléctrico.

### 3.2.1.6. Controladores.

Si se desea controlar manualmente un calentador de fondo de pozos, todo lo que se necesita es un interruptor de fondo, que es utilizado como medio para la desconexión y protección contra cortocircuitos. Dado que la carga es constante y varía sólo con las variaciones de voltaje, no se requieren controladores de sobrecargas.

## 3.2. Herramientas de calentamiento por inducción.

Las radiaciones con frecuencias que van de un rango de 300 [MHz] a 300 [GHz], son llamadas microondas (MW) y son utilizadas en herramientas para el calentamiento dieléctrico de pozos.<sup>4</sup> Otro método de calentamiento dieléctrico del pozo son los campos electromagnéticos, que tienen frecuencias que van de 10 a 100 [MHz], los cuales al igual que las MW proveen calentamiento del medio poroso así como del fluido en el yacimiento, con lo que se mejora la movilidad de la fase aceite, en referencia a la fase gas y a la fase acuosa, lo que lleva a un incremento en la producción de aceite. Estos métodos de calentamiento han sido estudiados debido a que presentan una alta penetración en el yacimiento, y además pueden ser usados en yacimientos de poco espesor. Aún están en desarrollo, y existen estudios en los que se han realizado simulaciones, con las que se pretende determinar que tan viable es utilizar este tipo de tecnologías para la producción de hidrocarburos pesados.

### 3.2.1. Herramientas de corriente de alta frecuencia.

Estas herramientas son capaces de producir microondas (MW), las cuales inducen el calentamiento de la formación y de los fluidos que contiene, en mediciones de laboratorio se encontró que las arenas pueden absorber dichas MW, y alcanzan altas temperaturas rápidamente (300 – 400 [°C]). En laboratorio Wan et al. estudió la descomposición térmica en arenas de Canadá impregnadas de alquitrán, exponiéndolas a pulsos de microondas de corta duración (3-5 [s]) y una atmosfera de presión, y encontró que había la presencia de una gran cantidad de hidrocarburos ligeros, y que su distribución no cambiaba en presencia de agua.. Estos resultados muestran en una escala de laboratorio, que es factible utilizar las radiaciones de MW para el calentamiento dieléctrico del fondo del pozo, para aceites que contienen arenas.

Se han desarrollado diferentes equipos para suplir este tipo de energía al fondo del pozo, para incrementar la temperatura de la vecindad del pozo y de los fluidos producidos. Por ejemplo, Haagensen patentó un aparato para generar MW en la superficie, y por medio de un coaxial se llevaba la energía al fondo del pozo. Wilson, por otra parte, patentó un equipo similar, pero con pequeñas modificaciones que permitía el uso de calentamiento con MW. También Jeambey usó un generador de MW para el fondo del pozo, con el cual se podía medir la constante dieléctrica de la formación, y el sistema podía ser optimizado para alcanzar temperaturas muy elevadas (por encima de los 400 [°C]).

En Oklahoma Bridges y sus colaboradores realizaron estudios de campo, en los cuales usaron tres líneas de flujo insertadas en el pozo para calentar una limitada cantidad de aceite producido, a principios de los 90's. Se usó una radiación de 300 [MHz] para lograr llevar la temperatura en la vecindad del pozo de 18 a 100 [°C], y de 33 [°C] a 15 [ft] del pozo, y se reporto un incremento en la producción de un crudo de 6 [°API], pero no se dan más detalles de este desarrollo.

Las microondas interactúan fuertemente con algunos materiales y débilmente con otros, ya que la absorción de la energía depende de la frecuencia de la MW, de la composición del fluido, y de la temperatura, por lo que esta interacción puede ser usada para calentar sitios específicos. El calentamiento con MW no es como el calentamiento convencional donde se calienta un cuerpo desde el exterior hacia el interior, sino que la superficie del cuerpo puede ser calentada al mismo tiempo que el interior, es decir, el calentamiento puede llegar a ser inmediato. Las propiedades dieléctricas de los materiales o de una combinación de materiales afecta en como reaccionaran las MW con los distintos materiales en un sistema dado. Dependiendo del sistema, las MW pueden penetrar o ser reflejadas, por



ejemplo, en un sistema crudo/aditivo, las propiedades dieléctricas de cada uno va a variar dependiendo de la cantidad de aditivo en el sistema, debido a que el crudo presenta una constante dieléctrica baja y por lo tanto su capacidad para absorber las MW es reducida. Otro factor influenciado por las propiedades dieléctricas del sistema es la profundidad de penetración de las MW, la cual también se ve afectada por el espesor a afectar, y por la frecuencia utilizada.

Algunos materiales absorben las MW fuertemente, por lo que se calientan rápidamente, estos receptores de MW (por ejemplo metanol), pueden ser mezclados con el crudo que es producido, mismo que no absorbe las MW óptimamente, logrando mejorar rápidamente el calentamiento de la mezcla. Si se logra entender como las MW afectan a los diferentes componentes de una mezcla, de acuerdo a sus propiedades dieléctricas, se pueden desarrollar combinaciones que resulten favorables a este proceso de calentamiento.

### 3.2.2. Herramientas de corriente de frecuencia variable.

El calentamiento por inducción electromagnética es un método para suministrar calor de forma rápida, consistente, limpia, controlable y eficiente para distintas aplicaciones. Los principios básicos de la inducción electromagnética son ampliamente conocidos, una corriente eléctrica que circula por un conductor en forma de bobina (inductor), genera un campo electromagnético en sus alrededores como se muestra en la figura 3.14. La mayor intensidad del campo se da en el núcleo de la bobina, y depende de la fuerza de la corriente de excitación y del número de espiras de la bobina.

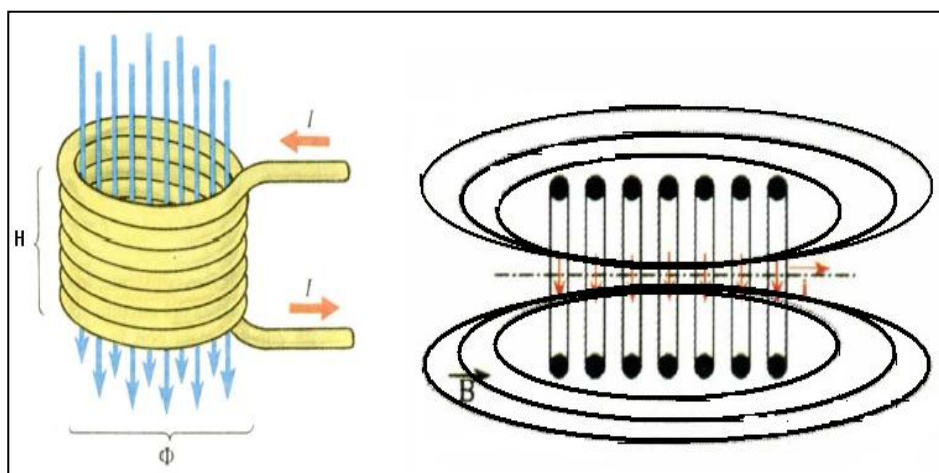


Figura 3.14. Bobina y campo magnético generado al circular la corriente, B (Campo magnético),  $\phi$  (diámetro de la bobina), H (longitud de la bobina).<sup>10</sup>

Las herramientas de calentamiento por inducción producen campos electromagnéticos, que inducen remolinos en la corriente y pérdidas por histéresis, las cuales se dan debido a las sucesivas magnetizaciones y desmagnetizaciones en el material que está sometido al campo, lo que ocasiona que el revestimiento o línea se calienten, transfiriendo dicha energía a la vecindad del pozo. Estas herramientas son muy eficientes, e incluso se le han encontrado muchas aplicaciones industriales a la tecnología de calentamiento por inducción.

En definitiva, lo que constituye un fenómeno indeseable en los circuitos eléctricos, en transformadores y motores, es decir, las pérdidas provocadas por la inducción electromagnética, se ha convertido en una herramienta de aplicación muy difundida. El uso de transistores ha permitido alcanzar oscilaciones o frecuencias del campo magnético tan amplias que pueden variar de los 60 [Hz], hasta los 60 [MHz], y por ende se pueden alcanzar temperaturas de cientos de grados, con distinta profundidad de alcance, en tiempos mínimos, con gran precisión y consistencia. Las ventajas del calentamiento por inducción se resumen en:

- Ausencia de contacto físico.
- Generación del calentamiento en el lugar requerido.
- Ausencia de pérdidas en transferencias calóricas.
- Rapidez y precisión.
- Fácil automatización y control del ciclo de trabajo.

Estas herramientas están compuestas por un cierto número de inductores que son instalados en el fondo de la tubería de producción y frente a la zona de los disparos. El sistema de producción utiliza una tubería de revestimiento como un elemento que se calienta inductivamente, para llevar a cabo el calentamiento de la zona de producción que rodea el pozo. Un esquema del sistema de calentamiento por inducción para un pozo vertical se muestra en la figura 3.15. La herramienta de Inducción ha sido utilizada en pozos verticales principalmente. Las aplicaciones en pozos horizontales están siendo investigadas. Los pozos candidatos para aplicaciones de calentamiento por inducción se resumen a continuación:

1. Pozos con problemas de daño.
2. Yacimientos de aceite pesado que necesita pre-calentamiento antes de la aplicación de otros procesos de recuperación.
3. Viscosidad del aceite de 50 [cp] o más.
4. Baja saturación de agua.

Los componentes básicos de un sistema de calentamiento por inducción son: La fuente de potencia, la estación de calentamiento, los inductores y el material a calentar.

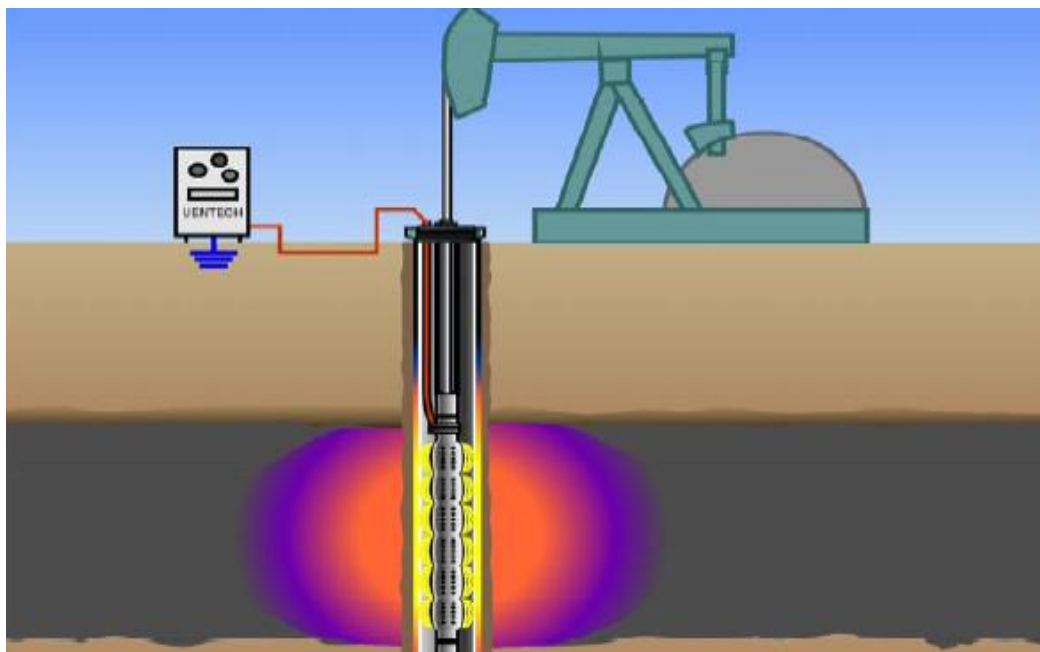


Figura 3.15. Sistema de calentamiento por inducción en un pozo vertical.<sup>3</sup>

### 3.3. Herramientas de vibraciones ultrasónicas.

Esta tecnología ha cobrado fuerza en china, y es estudiada para su aplicación en campos de aceites pesados, ha sido comparada con métodos de estimulación como la inyección de vapor, combustión in-situ, inyección cíclica de vapor, entre otras. La estimulación con vibraciones es un posible método para mejorar la producción de aceite e incrementar el porcentaje de recuperación de la reserva original. La fuerza de vibración introducida en un yacimiento puede mejorar la movilidad del crudo de diferentes formas: disminuyendo las fuerzas capilares, reduciendo la adhesión entre los fluidos y la roca, o causando que las gotas de aceite se unan y fluyan junto al flujo de agua.

La estimulación con vibraciones puede mejorar la eficiencia del proceso de recuperación de hidrocarburos pesados, utilizando ondas sónicas de diferentes frecuencias. Las oscilaciones son generadas con aparatos sónicos y la energía es transmitida por las ondas sónicas, las cuales son similares a las ondas ligeras, es decir se pueden propagar a través de sólidos, líquidos y gases, con diferentes velocidades. Como el sonido es inducido a través del material, las partículas pueden ser descritas por la amplitud, frecuencia, velocidad y aceleración, cuando

se mueven, por lo que se puede decir que las ondas de alta frecuencia proveen energía ultrasónica, las cuales tienen un rango de 2 [MHz].

### **3.3.1. Investigaciones hechas acerca de las vibraciones ultrasónicas.**

Las ondas ultrasónicas de corta amplitud poseen una fuerte habilidad de propagación direccional. Cuando se propagan a través de líquidos y sólidos, una pequeña cantidad de energía ultrasónica es absorbida y deteriorada, por lo tanto tienen una alta capacidad de penetración. Las características de propagación de las ondas ultrasónicas en el medio como la velocidad, deterioro y absorción, están relacionadas con el modulo elástico del medio, la densidad, temperatura, porosidad y viscosidad. Como resultado la tecnología de mejoramiento de la recuperación de hidrocarburos con vibraciones ultrasónicas ha sido utilizada en campos de crudos pesados en Rusia, EUA, Canadá y China.

Las ondas ultrasónicas tienen diferentes aplicaciones entre las que destacan tres, mismas que han sido investigadas, en su mayoría por científicos chinos. Una de las aplicaciones es la influencia de las vibraciones ultrasónicas en la permeabilidad y el medio poroso de la roca. Renyuan Sun et al. Investigaron la influencia de las ondas ultrasónicas en la permeabilidad y medio poroso de la roca, obteniendo como resultado que no solo el proceso ultrasónico puede incrementar la permeabilidad de la roca, sino que también participa un fuerte efecto de histéresis. Xiaowei Wu et al. llevaron a cabo investigaciones en algunos mecanismos de producción con ondas ultrasónicas, en medios porosos, encontrando que el daño provocado a la formación debido a la perforación, puede recuperarse de 61-88% con la vibración ultrasónica.

Otra aplicación es la modificación de la viscosidad lo cual fue estudiado por Xianghong Yan y Zhang Yaping, quienes desarrollaron en superficie investigaciones usando ondas ultrasónicas y un agente activo, acerca del cambio de la viscosidad de un crudo pesado del campo Gudao, y sus resultados mostraron que las ondas ultrasónicas pueden disminuir la viscosidad efectivamente, incrementando la capacidad del crudo pesado para fluir, con lo que se puede producir más crudo además de poderlo transportar por largas distancias. Xutao Huang trabajó en el estudio de la influencia de la vibración ultrasónica en el crudo producido en el campo Renqiu, e imprimió una gráfica de viscosidad contra temperatura, encontrando que la viscosidad disminuía de un 25 a un 30% con la aplicación de las ondas ultrasónicas.

Además, las vibraciones ultrasónicas pueden ser utilizadas en el control del depósito de parafinas, Bin Lu y Zhang Jianguo et al. condujeron muchos trabajos

para el control de parafinas y depósitos de escamas, inventaron un dispositivo para el control de parafinas con ondas ultrasónicas, y lo usaron para el mejoramiento de la recuperación de aceite, ésta tecnología ha sido utilizada en 11 campos petroleros al este de china, lo que habla del buen desempeño que presenta.

La vibración ultrasónica ha sido comparada con métodos de recuperación mejorada, y presenta grandes méritos, además puede ser utilizada en una amplia gama de problemas asociados con la producción. Esta tecnología puede ser utilizada en:

- Pozos con daño debido a una prolongada exposición al lodo de perforación.
- Pozos con daño que pudo ser removido con acidificación.
- Pozos cercanos al contacto agua-aceite, que no pueden ser ajustados a una estimulación por fracturamiento hidráulico.
- Pozos con alto potencial de producción, pero que presenta una producción pobre.
- Pozos con aceites pesados y deposición de parafinas.

Además las vibraciones ultrasónicas tienen las siguientes ventajas:

- Operaciones rápidas y cómodas.
- Protege la zona productora y el pozo de daños.
- Costos operacionales bajos.
- Flexible para la aplicación conjunta con otro método de recuperación mejorada
- Protección al medio ambiente.

### **3.3.2. Efectos principales de las ondas ultrasónicas.**

Las ondas ultrasónicas provocan diferentes efectos producidos por su viaje a través del medio, efectos tales como el mecánico, de calentamiento, químico y biológico, aunque todos los efectos presentes son atribuidos a los siguientes efectos principales:

1. Efecto de la vibración lineal alternada. Las ondas ultrasónicas se propagan a través del medio, haciendo que las partículas vibren alternadamente, lo que causa tensión y presión acústica, que cambia periódicamente.

2. Cuando una onda ultrasónica de gran amplitud se propaga a través del medio, ondas periódicas de choque en zigzag pueden ser creadas, las cuales pueden crear un alto gradiente de presión en el frente de la onda, y por lo tanto se producen una serie de efectos como alta presión, alta temperatura, etc.
3. La vibración no lineal puede formar ciertas fuerzas orientadas, de las cuales la más importante es la fuerza adhesiva, debido a que esta causa que las partículas se aproximen. Estas fuerzas orientadas directas pueden contribuir con algunos de los efectos mecánicos como orientación y afinidad cohesiva, etc.
4. Cavitación. Propicia la formación de burbujas en el líquido durante el ciclo de disminución de la densidad. Cuando se da la compresión las burbujas implosionan, es decir la burbuja colapsa aumentando la densidad de sus componentes, y durante dicho colapso, grandes presiones son producidas, las cuales pueden alcanzar cientos de atmosferas. Miles de estas burbujas son formadas tan solo en un pequeño volumen del líquido.

### **3.3.3. Mecanismos de producción del aceite.**

En general, las ondas ultrasónicas actúan en la formación y sus fluidos, provocando seis efectos, el mecánico, el de cavitación, el térmico, el de emulsificación, el de coagulación y el de reacción química.

**Efecto mecánico.** Cuando las ondas se propagan en un medio elástico, su amplitud, velocidad y aceleración cambian significativamente, lo que provoca diferentes efectos, como el efecto térmico, limite de fricción, craqueo, entre otros. La onda vibratoria que actúa en el medio afecta a la formación y al fluido dentro, sin embargo, debido a las diferentes características y densidades del aceite, agua y la roca, hacen que se produzcan diferentes velocidades de vibración. La capilaridad se ve alterada con el cambio de la onda, expandiéndose y disminuyendo la tensión superficial, lo que acelera la velocidad de flujo de los fluidos en la formación. El efecto de vibración de la onda, a lo largo de la dirección de la vibración ultrasónica, induce un cambio periódico en el esfuerzo de corte, lo que permite la disminución de la viscosidad, y entre mayor sea el esfuerzo de corte, más baja será la viscosidad.

**Efecto de cavitación.** Si la presión en el sistema decrece a la presión de vapor, los núcleos que contienen gas en solución crecen en tamaño, hasta llegar al punto de ser claramente visibles. La presión interna de estas cavidades se hace igual a

la presión de vapor del líquido, debido a la evaporización de una porción del líquido dentro de ellas, si después de que la cavidad ha sido formada, la presión incrementa a un valor mayor a la presión de burbuja, la cavidad es forzada a colapsar, generando altas presiones que pueden ser de 10,000 a 100,000 [atm].

**Efecto térmico.** La acción térmica de la vibración ultrasónica es un tipo de efecto integrado, primero, la onda de sonido es absorbida en el medio, lo que provoca que la energía del sonido cambie a energía térmica; segundo, el límite de fricción incrementa la temperatura del líquido en la interface de diferentes materiales; tercero, la cavitación proporciona una gran cantidad de energía térmica al momento del colapso de las burbujas. Generalmente entre más grande sea la frecuencia, mas fuerte será el efecto de absorción provocando el mayor límite de fricción, lo que ocasiona que para una alta intensidad de ondas ultrasónicas se obtengan efectos de cavitación y térmicos muy violentos.

**Efecto de emulsificación.** Una violenta agitación provoca que se forme una suspensión de finas partículas en un líquido. Cuando dos líquidos inmiscibles son sometidos a una vibración sónica intensa, se forma una emulsión.

Estos efectos propician que la recuperación de aceite sea mejorada, ya que se logra un mayor flujo de fluido a través del medio poroso, debido a la disminución de la viscosidad del aceite, de la fuerzas de capilaridad, aumento en la permeabilidad de la roca, creación de un frente de presión, entre otras. Aun no existen disponibles herramientas para la implementación de esta tecnología a gran escala, ya que esta tecnología sigue siendo investigada.

## REFERENCIAS:

1. R.G. Moore, S.A. Mehta, "Downhole heating device to remediate near-wellbore formation damage related to clay swelling and fluid blocking", Noranda Technology Centre, 1998.
2. Kovschek Tony, "Technology focus: Heavy oil", JPT, Marzo 2009.
3. R. Sierra, B. Tripathy, J.E. Bridges S.M. Farouq Ali, "Promising progress in field application of reservoir electrical heating", SPE, 2001.
4. *Electro-thermal Downhole heating systems*. USA, tyco thermal controls. 2007.
5. *PetroTrace™ DHSX Downhole Heater System Installation Manual*. USA, TYCO, 2008.
6. *Trazado Electrico Industrial Manual de instalación y mantenimiento*. USA, TYCO, 2008.
7. *Heating Systems and Services*. USA, TYCO, 2009.
8. *Down Hole Tool*. Canadá, Petrostar Petroleum Corporation, 2010.
  - a. <http://www.petrostarpetroleum.ca/technology-dht.php>
9. Ovalles Cesar, Fonseca Anyaleth, Lara Ali, Alvarado Vladimir, Urrecheaga Kerin, Ranson Aaron y Mendoza Humberto. *Opportunities of downhole dielectric heating in Venezuela: Three case studies involving medium, heavy and extra-heavy crude oil reservoirs*. SPE, 2002.
10. González Gabriel. *Aplicaciones del calentamiento por inducción electromagnética en el procesamiento de PRFV*. Argentina, 2005.
11. Howell J.K., Hogwood E.E., "Electrified oil production: an engineering text.", Oil and gas Journal, USA 1962.



## **CAPÍTULO IV PRODUCCIÓN EN FRÍO Y NUEVAS TECNOLOGÍAS**

Los métodos de producción en frío, son aquellos que no requieren de un aumento en la temperatura del hidrocarburo para facilitar su flujo, también es conocida como producción convencional. Pueden ser utilizados cuando la viscosidad del hidrocarburo, a condiciones del yacimiento, es suficientemente baja como para permitir que el hidrocarburo fluya a regímenes económicos. Este método de producción contempla diferentes tecnologías que son consideradas como convencionales, ya que no es necesaria la adición de energía en forma de calor, como el uso de bombas (BEC, BCP y BM), inyección de diluyentes, producción en frío de hidrocarburos pesados con arenas, y en algunos casos se han utilizado combinaciones de las anteriores, como el uso de BEC o BCP asistido por inyección de diluyente.

### **4.1. Producción en frío de hidrocarburos pesados con arenas (CHOPS).**

CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sands), es una técnica de producción de hidrocarburos pesados, la cual, opera completamente de forma inversa a los métodos convencionales de producción de aceites con presencia de arenas, en los cuales se intenta bloquear la entrada de las mismas al pozo.<sup>1</sup> Esta tecnología, que ha sido recientemente desarrollada en Canadá, involucra la producción intencional de arenas de la formación, con lo que se puede lograr el incremento de los gastos de producción de 3.5-14 [bl/d] (sin permitir la entrada de arena), a 100-500 [bl/d] (permitiendo el influjo de arena), a bajos costos, y sin necesidad de estimulaciones térmicas. Debido a que se permite el flujo de arenas de los yacimientos de areniscas sin consolidación, se producen canales debido a este flujo de partículas sólidas, los cuales son conocidos como “agujeros de lombriz”, este proceso incrementa la permeabilidad cerca del pozo permitiendo un mayor flujo de crudo hacia el mismo. Hasta el 12 de marzo del 2008, aproximadamente 10,000 pozos en Canadá usaban esta tecnología de CHOPS, aportando una producción de aproximadamente 600,000 [bl/d], además, aspectos relacionados con arenas en los fluidos, bombeo, separación, transporte y disposición han sido resueltos, logrando que los costos sean hasta un 50% menores, comparados con los de implementación de sistemas como la estimulación cíclica de vapor, o el drenaje gravitacional asistido con vapor.<sup>2</sup>

#### **4.1.1. Reseña histórica de la CHOPS.**

Los primeros descubrimientos de hidrocarburos pesados en Canadá se realizaron en el área de Lloydminster, a finales de 1920, donde los yacimientos encontrados eran de hidrocarburos pesados con un alto contenido de asfaltenos. Los operadores de la zona, descubrieron que tenían que hacer frente a pequeñas cantidades de entrada de arena a los pozos de petróleo (alrededor de 1% en los aceites más viscosos), pero descubrieron que la continua producción de arena mejoraba la producción de hidrocarburos, y que los esfuerzos por excluirla ocasionaban pérdidas en la producción. Aprendieron a separar la arena del aceite por la segregación gravitacional en los tanques de almacenamiento, solucionando así el problema asociado a la producción de arena del yacimiento. En otras partes del mundo se han documentado experiencias similares entre las que se encuentran: el campo Duri en Sumatra, Indonesia, en el cual el petróleo pesado es producido por métodos térmicos, pero grandes cantidades de arena acompañan al aceite; en China, la CHOPS se ha probado con cierto éxito en el campo de Nanyang, provincia de Hebei, desde 1997, pero no fue adoptada de forma permanente; en el año 2001, el campo Jilin, Ciudad de Songyuan, provincia de Jilin, inició un proyecto de CHOPS en un yacimiento de hidrocarburos pesados con una profundidad de 300 [m].

La aceptación de la CHOPS en la industria como un mecanismo valioso para mejorar la producción ha aumentado, a pesar de los niveles de producción actual de más de 460.000 [bl/d] en Canadá, (AlbertaOil.com, 2009). Este método ha dado buenos resultados con el uso de pozos verticales. El uso de pozos horizontales, ha sido menos rentable, debido principalmente a los excesivos costos de limpieza, por ello se estudian algunas alternativas para reducir éstos costos.

#### **4.1.2. Descripción de la CHOPS.**

Es un proceso de recuperación primaria de crudo pesado, en el que la producción continua de arena mejora la recuperación de hidrocarburos pesados del yacimiento (figura 4.1). Se basa en evidencias teóricas y físicas, que establecen que los agujeros de lombriz, en el interior de los yacimientos, se forman debido a la falta de solidez de la arena, por lo que se incrementa de esta forma la producción. En la mayor parte de los casos, se requiere de un sistema artificial de producción para llevar el petróleo y la arena a la superficie, normalmente utilizado el BCP. Se estima que el factor de recuperación con éste método está en el rango de 5% al 15% (pozos verticales), aunque algunas pruebas demuestran que, a

través de este método, es posible alcanzar tasas de recuperación hasta del 30%. Generalmente, después de la producción en frío se utilizan métodos térmicos para recuperar el crudo remanente.

Esta tecnología requiere del manejo de grandes cantidades de arena en todas las fases de la producción, incluso existen procesos físicos que ocurren en el yacimiento, que son completamente desconocidos en la producción convencional de aceite, tales como el comportamiento de espuma del aceite, redistribución masiva de la tensión, licuefacción de la arena, flujo de lodo de cuatro fases, etc. Por lo tanto, debido a que se requiere un enfoque completamente diferente en cuanto al manejo del campo, y el personal en general, como ingenieros, especialistas, etc. deben aprender nuevos conceptos físicos y aplicarlos, la CHOPS es considerada una nueva tecnología. Se considera método primario de recuperación debido a que se explota el yacimiento con su propia energía natural, principalmente aportada por los empujes de expansión roca-fluidos, y segregación gravitacional.<sup>1</sup>

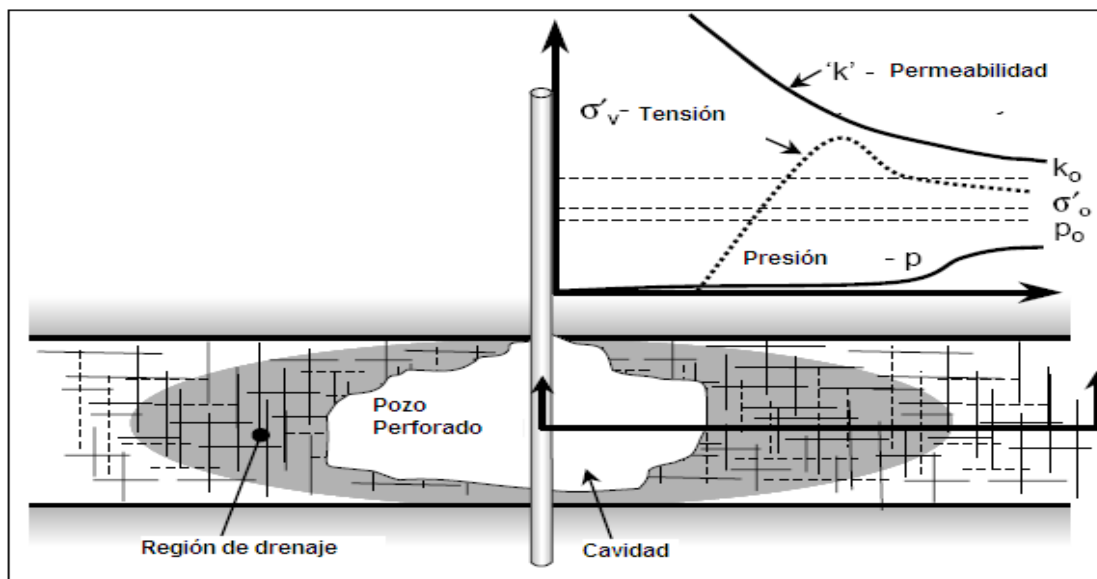


Figura 4.1. Diagrama de un pozo con CHOPS<sup>2</sup>.

Se sabe que la producción del aceite en pozos con instalación de empacamientos de grava, para la retención de arenas, no es redituable, debido a que un pozo vertical con estas condiciones solo permite el flujo de pequeños volúmenes de aceite (3.5-14[bl/d]), obteniendo gastos con viscosidades altas, de valores menores a 1000 [cp], y buenas condiciones del yacimiento, es decir con permeabilidades mayores a 2 [D] y espesores mayores a 10 [m]. Si el ingreso de

arena es permitido y sostenido en los yacimientos con las características correctas, los gastos de flujo pueden llegar a ser de 100 a 300[bbls/d].

Estos gastos pueden llegar a ser alcanzados sin la necesidad de tener un alto flujo de arena, y se ha logrado mediante la implementación de pozos horizontales. Sin embargo, el costo de los pozos horizontales es, y se mantendrá de tres a cinco veces más caros que los pozos verticales, además el costo de las intervenciones a los pozos horizontales es extremadamente alto. Adicionalmente, los pozos horizontales tienen un tiempo de vida de solo 3 a 6 años, y típicamente un poco más del 10% de la reserva original puede ser producida mediante este método.

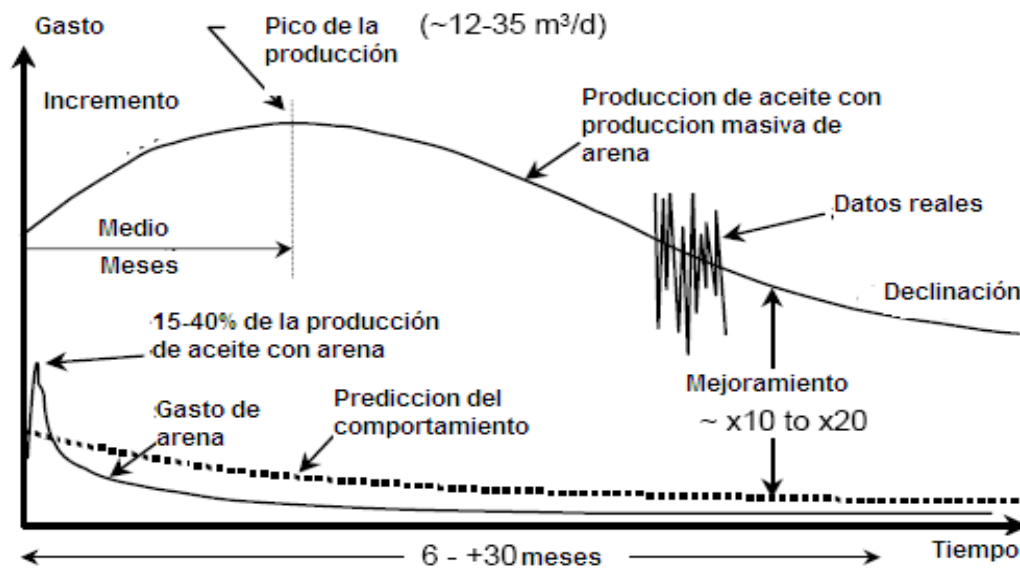
La tecnología de CHOPS produce grandes cantidades de arenas impregnadas de aceite, así como distintas categorías de residuos, como: agua rica en cloruro (NaCl disuelto), emulsiones agua-aceite-arcilla, lodos en el fondo del tanque, y mezclas sólido-fluido derivadas de los derrames. El manejo de estos residuos, incluyendo los volúmenes masivos de arena, puede adicionar como mucho tres dólares por barril, a los costos de operación. El manejo de residuos es considerado el factor que más afecta los costos de operación en la CHOPS, resultando en un 15 a 35% del total de los costos de operación, dependiendo de los gastos de arena y aceite presentes, por lo que un buen entendimiento de la minimización de dichos costos es fundamental para planear, y ejecutar un proyecto de hidrocarburos pesados implementando la CHOPS.

El reacondicionamiento de pozos genera grandes costos de operación, debido a que los pozos con CHOPS necesitan muchos más reacondicionamientos que los pozos convencionales, lo que resulta en un 15 a 25% de los costos totales de operación, dependiendo del campo y de los pozos. Reduciendo no solo los costos de operación debido a los reacondicionamientos, sino reduciendo en general todos los costos de operación, de aproximadamente 7 dólares por barril, se pueden obtener mayores ganancias, elevando el numero de desarrollos de campos marginales, e incluso re-desarrollar los pozos que están en producción (no los abandonados).

#### **4.1.3. Comportamiento típico de los pozos de CHOPS.**

Los pozos de CHOPS presentan una amplia variación en sus historias de producción, debido a una gran cantidad de factores, pero en general los aspectos típicos presentes en los pozos son (grafica 4.1):

- Cuando un nuevo pozo es terminado, la entrada de arena inicial es grande, por lo general tan alta que alcanza valores entre 10 y 40% del volumen total de fluidos producidos.
- En tiempos que van de pocos días a meses, la producción de arena poco a poco decae llegando a un ritmo constante de 0.5% a 10%, dependiendo de la viscosidad del aceite.
- El gasto de producción aumenta a un máximo en varios meses, después de que se puso a producir, y después empieza a decaer lentamente, debido a la depresión en el yacimiento, provocando que exista menor energía disponible para el pozo.
- Flujo continuo de gas (generalmente no medido), que puede caracterizar todo el comportamiento de CHOPS, dando un producto en la superficie cargado de  $\text{CH}_4$  y espumas.
- Un reacondicionamiento del pozo puede re-establecer el gasto de arena y aceite, pero generalmente, no logra regresar a los niveles de producción tan altos como en un inicio.



Grafica 4.1. Grafica para la selección de CHOPS<sup>1</sup>.

No es necesario disponer de varios pozos como en los procesos de inyección de vapor, debido a que cada pozo tiene su propio tanque de almacenamiento. Por lo tanto, un proyecto de CHOPS podría estar definido por un solo pozo, sin embargo, cada vez más proyectos de CHOPS en campos de Canadá están siendo desarrollados, con la implementación de tres a diez pozos perforados en un solo sector.

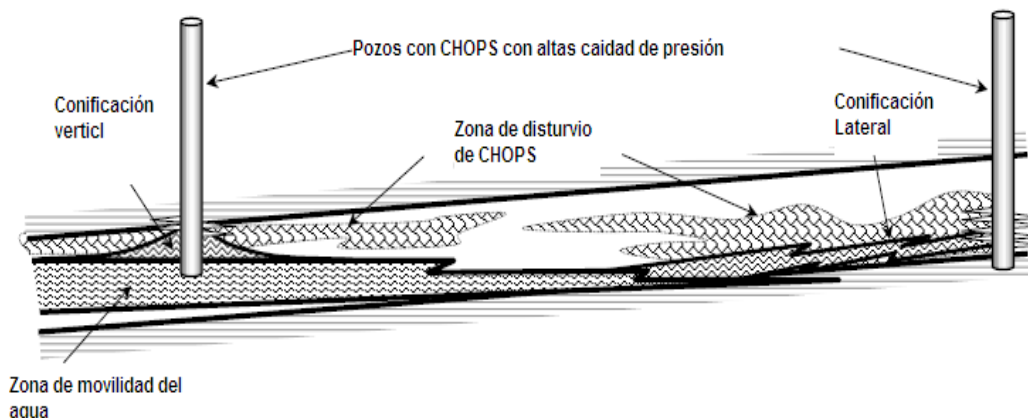


Figura 4.2. Esquema de CHOPS con 2 pozos<sup>1</sup>.

#### 4.1.4. Fuentes de energía y esfuerzos realizados.

En el proceso de CHOPS, un conjunto de fuerzas de conducción son responsables del flujo continuo de arena, lo que genera altos gastos de producción de aceite. Estos mecanismos operan a diferentes escalas con diferentes efectos, Las mayores fuerzas presentes están dadas como sigue:

- Fuerza gravitacional. Provoca esfuerzos verticales derivadas del peso de sobrecarga de los estratos, lo que ayuda a la producción y a la dilatación de la arena.
- Gradientes de presiones naturales del fluido. Causan un flujo tal, que permite el movimiento en suspensión de las partículas de arena en el fluido.
- Fenómeno de flujo de espuma de aceite. Es la conducción de gas en solución, mediante el arrastre de las burbujas, lo que ayuda a sostener la presión y gasto, manteniendo la arena en suspensión, y acelera la velocidad de flujo al pozo a través de la expansión y crecimiento de las burbujas.

#### 4.2. Inyección de diluyentes para reducir la viscosidad de aceites pesados.

Cuando el aceite pesado fluye a la superficie se enfría, incrementado la viscosidad hasta alcanzar valores de 10,000 [cp], lo que causa severos problemas de flujo. El desafío en la producción de crudos pesados es: encontrar un método de bajo costo para disminuir la viscosidad en el pozo, con la mayor eficiencia posible al

menor costo. A través de los años han surgido diferentes tecnologías, con el fin de incrementar la producción de los hidrocarburos, entre ellas se encuentra la inyección de diluyente, que surgió como una alternativa para la disminución de la viscosidad del aceite, realizando una mezcla de fluidos, ya que como se sabe, al mezclar un fluido altamente denso y viscoso, con otro de menos denso y viscoso, se obtiene una mezcla de menor densidad y viscosidad que el primero. Este es un sistema que se utiliza conjuntamente con sistemas artificiales de producción como BEC, BM y BCP.

#### **4.2.1. Descripción de la inyección de diluyentes.**

La técnica de inyección de diluyentes consiste en inyectar un hidrocarburo de altos °API, es decir un hidrocarburo ligero, para mezclarlo con el hidrocarburo de bajos °API proveniente del yacimiento. El objetivo más importante de la inyección de diluyente es disminuir la viscosidad, para mejorar la movilidad del fluido producido. Inicialmente, el diluyente era inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en la línea de producción. Una viscosidad baja en la línea de producción implica una reducción en la presión en la cabeza del pozo y en muchos casos incrementos en los gastos de producción. Sin embargo, una nueva técnica ha sido desarrollada en campos del este de Venezuela, donde el diluyente es inyectado en el fondo del pozo, lo que permite la reducción de la viscosidad y/o el incremento de la presión. La inyección de diluyente en el fondo del pozo, puede ser hecha a través de un tubo capilar que va de la cabeza del pozo, al fondo del mismo, o bien, inyectando el diluyente en el espacio anular, aunque en ambos casos se utiliza un sistema artificial de producción. La optimización de la producción es lograda ya que:

- Reduciendo la viscosidad del hidrocarburo se puede mejorar la relación de viscosidades aceite/agua, reducir la conificación del agua y digitación, el corte de agua, los problemas de flujo, e incrementar los gastos de producción y recuperación de aceite de yacimientos de aceite pesado.
- La inyección cíclica de aceite ligero como diluyente, incrementa el gasto de producción de un pozo de baja densidad API, en un promedio de 100 [bl/d] a un máximo que va por encima de 5,000 [bl/d]. Este tipo de inyección resulta en un efectivo drene de un gran volumen del yacimiento en un periodo corto de tiempo.

Adicionalmente, debido a la inyección de diluyente, una nueva viscosidad debe ser considerada y el índice de productividad (IPR) debe ser evaluado nuevamente

tomando en cuenta un nuevo total de fluido en la superficie, el cual es el resultado de la suma del gasto producido por el pozo, más el gasto de inyección de diluyente.

La inyección por espacio anular es recomendada para la producción de crudos pesados o extra pesados, además también puede ser usada cuando existen bajas RGA. Generalmente este método se aplica cuando el pozo se tiene produciendo y su principal objetivo es mejorar el nivel dinámico del pozo, además es aplicado de manera conjunta con una bomba en el fondo del pozo. La inyección de diluyente ayuda a que la bomba logre una mejor eficiencia de flujo, y reduce la presencia de gas en la bomba, debido al incremento de la presión. Las bombas que se encuentran operando en un nivel de desempeño bajo, debido a un mal diseño, son los casos más recomendables para la aplicación de la inyección de diluyente por espacio anular, lo que ayudará a incrementar el gasto de producción del pozo.

Por otra parte la inyección capilar de diluyente, está basada en la inyección del diluyente a través de una pequeña tubería de  $\frac{3}{4}$  [pg] llamada tubería capilar, la cual conduce el fluido diluyente de la cabeza, al fondo del pozo. La viscosidad se reduce drásticamente si el diluyente se inyecta a un ritmo adecuado, normalmente por debajo del gasto de producción del aceite. Evidentemente, el diseño del equipo varía en gran medida si se trata de una baja o alta viscosidad. En general, para cualquiera de estos dos métodos de inyección, se recomienda que sea diseñado, al mismo tiempo que el sistema artificial de producción.

El diluyente introducido en el pozo crea una dispersión de fluido con baja viscosidad, con lo que se incrementa la lubricidad, logrando un menor torque en la bomba, menores pérdidas por fricción, y en consecuencia una menor presión de fondo fluyente (figura 4.3). El diluyente en el fondo del pozo crea una zona de mezclado, que propicia una mayor afluencia de fluidos a la bomba, resultando una mayor eficiencia de la bomba.

Esta tecnología permite conseguir incrementos en la producción de hasta 400%, además de un incremento de las reservas, ya que se pueden incorporar zonas productoras. Adicionalmente se disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub>, debido a que el consumo de energía se ve reducido hasta un 80%, el torque de la bomba se reduce en un 50%, por lo que son requeridas menos intervenciones al pozo. Con lo anterior es fácil deducir que los costos de operación serán reducidos, convirtiendo a este método en una posible solución, a la baja producción de hidrocarburos pesados presente en un pozo.



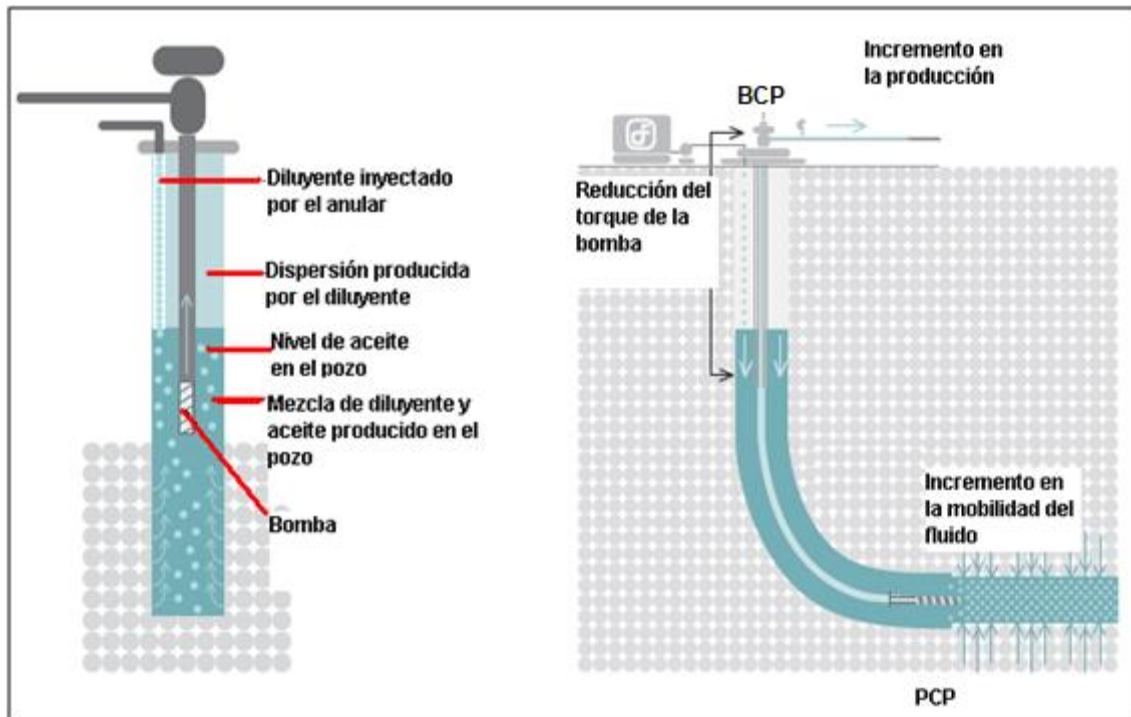


Figura 4.3. Figura esquemática de la aplicación de la inyección de diluyente por espacio anular, en pozos verticales y horizontales.

#### 4.2.2. Inyección de diluyente con BEC, BCP y BM.

Los sistemas artificiales de producción, normalmente utilizados conjuntamente a la inyección de diluyente son tres, el Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, el Bombeo de Cavidades Progresivas y el Bombeo Mecánico.<sup>4</sup> La elección de cualquiera de estos tres sistemas estará dada en función de las condiciones presentes en cada pozo, como temperaturas, presencia de sólidos, presiones, entre otras, debido a que dadas las características de los sistemas tienen limitaciones que impiden su aplicación en ciertos escenarios, por ejemplo si se tiene un pozo profundo con una alta producción de arenas, el BEC y el BM no serían recomendables, pero el BCP sí se podría implementar. Esta combinación de métodos ha sido utilizada ampliamente en Venezuela, donde se cuenta con pozos con sistema BEC, BCP o BM, asistidos con la inyección de diluyentes, principalmente en la faja del Orinoco.

**Inyección de diluyente con BEC.** El uso del sistema BEC asistido con inyección de diluyente, es un método utilizado para producir hidrocarburos pesados y extrapesados, en el cual la inyección del diluyente puede ser realizada a través del anular, o por un capilar. El tubo capilar puede estar dentro de la configuración del

cable de potencia (figura 4.4a), o puede ser un capilar independiente al cable de potencia. La inyección del diluyente se hace en el fondo del pozo, a una profundidad mayor a la profundidad a la que se encuentra la bomba (figura 4.4b). Este sistema puede ser implementado tanto en pozos verticales como horizontales, obteniendo incrementos en la producción, así como ahorro en los gastos de operación y consumo de energía.

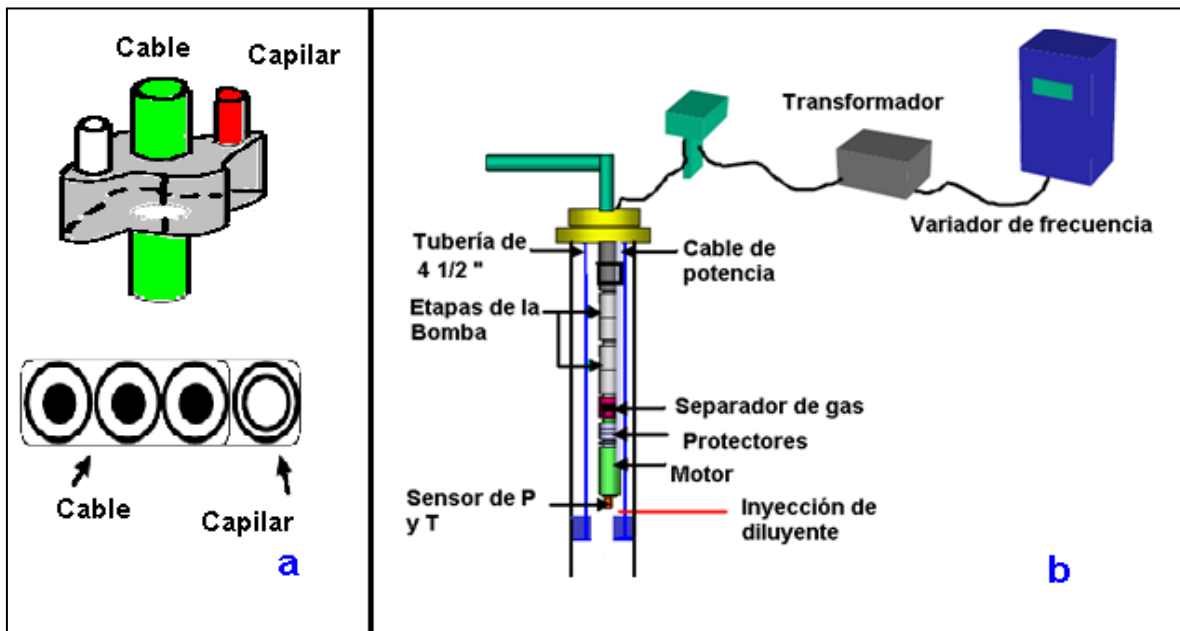


Figura 4.4. a) Cables con tubo capilar para la inyección de diluyente, b) Arreglo de cables y tubería para la inyección de diluyente con BEC<sup>2</sup>.

Para garantizar una adecuada succión de la bomba del diluyente inyectado, se puede anclar un tubo capilar junto con el cable de potencia, a la tubería de producción. Se puede decir que en general, que las modificaciones que sufre el BEC, para su uso con inyección de diluyente, básicamente son modificados los cables de potencia. A través del tubo capilar, pueden ser inyectados gastos hasta de 200 [bpd], en cada pozo. Recientemente, para facilitar la manipulación de los cables utilizados en esta combinación de métodos, se desarrolló un cable eléctrico para tubos capilares de  $\frac{3}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  [pg], lo que ha contribuido a reducir los tiempos de operación.

**Inyección de diluyente con BM.** La combinación del sistema de BM y la inyección de diluyente es muy similar a la configuración para el BEC, pero en este caso no se cuenta con cable de potencia, por lo que es más común tener dos

configuraciones: Inyección por anular, e inyección por medio de tubo capilar (figura 4.5).

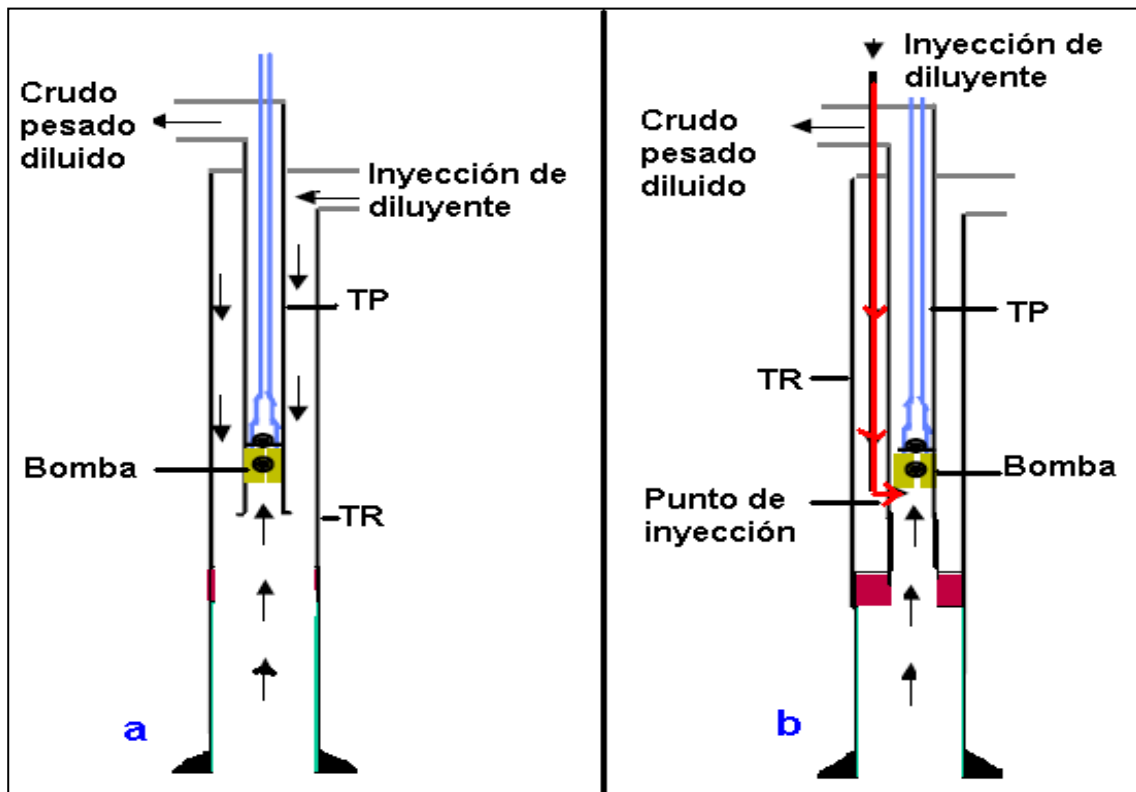


Figura 4.5. BM con inyección de diluyente en el espacio anular, b) BM con inyección con tubo capilar a la entrada de la bomba.

Para el primer caso, la inyección es realizada directamente en el espacio anular, generando una zona en la que se encuentra una mezcla de fluidos, los inyectados y los producidos por el pozo, la bomba debe encontrarse cerca de esta zona para que el fluido que entre sea precisamente la mezcla. En el segundo caso, el diluyente es inyectado a través de la tubería, la cual lo descarga en un punto antes de que los fluidos producidos entren a la bomba, generando una zona de menor densidad, favoreciendo el flujo hacia la bomba, incrementando de esta forma el gasto de producción.

**Inyección de diluyente con BCP.** En este sistema el diluyente es inyectado por espacio anular, a través de tubo capilar, o a través de la bomba de cavidades progresivas. El funcionamiento es el mismo para el BCP que para los anteriores BM y BEC, la única variante es que existen comercialmente disponibles, bombas de cavidades progresivas con varillas huecas, que permiten la inyección de diluyente en una zona por encima de la bomba, lo cual se hace para evitar que el

elastómero entre en contacto con el diluyente inyectado, la configuración típica de estas bombas se muestra en la figura 4.6

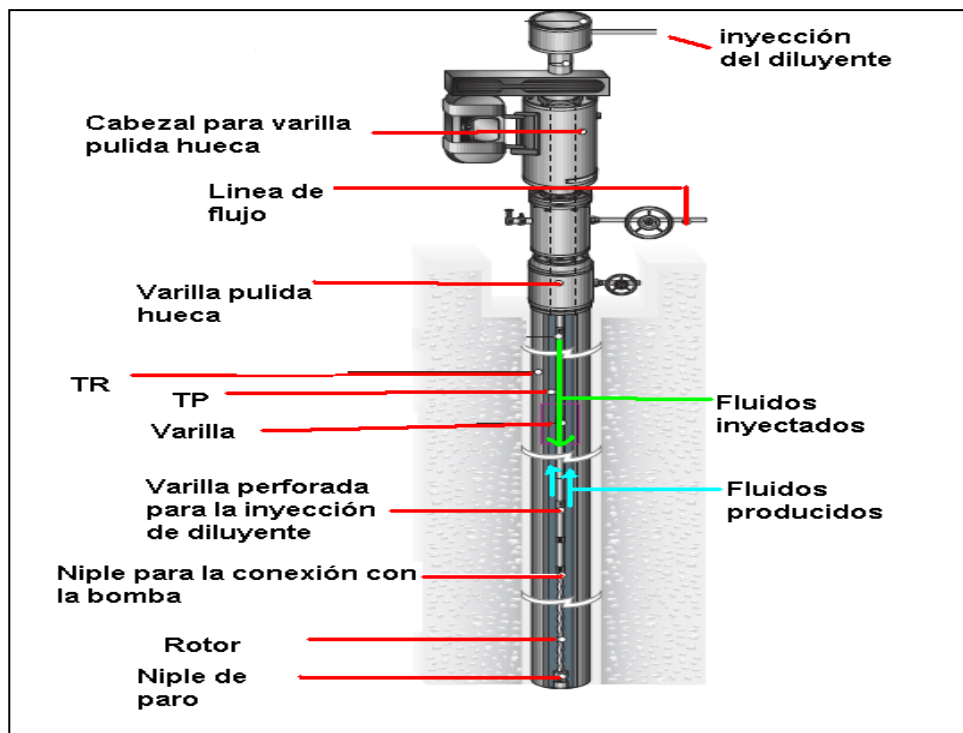


Figura 4.6. Configuración de una BCP para la inyección de diluyente.

Frecuentemente se realizan estudios para determinar el efecto de los diluyentes en el elastómero de la bomba, para determinar la vida útil de la bomba con presencia de ciertos compuestos del aceite ligero. Estos estudios han llevado que las empresas consigan aumentar la vida de la bomba y los gastos de producción en un 20%.

#### 4.2.3. Aplicación en campos de hidrocarburos pesados.

El campo de la faja de Orinoco se encuentra en Venezuela, al norte del Río Orinoco, con un área estimada de 54,000 kilómetros cuadrados. Este campo tiene la más grande reserva de hidrocarburos pesados y bitumen de Venezuela, con cerca de  $1.2 \times 10^{12}$  [bls] de Hidrocarburos. Dentro de la Faja se encuentra Cerro Negro, de 180 kilómetros cuadrados y con  $18.5 \times 10^9$  [bls] de bitumen. El bitumen de Cerro Negro es utilizado para la fabricación de la Orimulsión que es un combustible utilizado por el sector eléctrico en todo el mundo.

El bitumen de Cerro Negro tiene densidades de 6 a 10 [°API], pero en promedio esta es de 8.5 [°API], presenta viscosidades entre 2,000 y 5,500 [cp] a 130 [°F] de temperatura del yacimiento. Este bitumen se extrae con pozos verticales, desviados, y horizontales. En los últimos años, como una medida para reducir los problemas de producción, y para conseguir un aumento de la producción de los pozos, fue diseñada la inyección de diluyente, tratando de garantizar una mezcla homogénea en la bomba de inyección.

#### 4.2.3.1. Descripción del Yacimiento.

El yacimiento se encuentra en arenas no consolidadas con intercalación de lutitas, en general, las características presentes del fluido y de la roca, son las siguientes:

<b>Presión del yacimiento [lb/pg<sup>2</sup>]</b>	<b>1,180</b>
<b>Temperatura del yacimiento [°F]</b>	120
<b>RGA [pie<sup>3</sup>/bls]</b>	120
<b>Boi (bls/bls)</b>	1.061
<b>Espesor neto [m]</b>	30
<b>Profundidad [m]</b>	3,000 a 4,000
<b>Gravedad del aceite °API</b>	6 a 10
<b>Porosidad</b>	30 a 35 %
<b>Permeabilidad [mD]</b>	7,000
<b>Saturación del aceite</b>	18 %
<b>Viscosidad [cp]</b>	5,500

Tabla 4.1. Propiedades del yacimiento Cerro Negro<sup>2</sup>.

Los mecanismos de empuje que actúan son liberación por gas disuelto y expansión de la roca.

#### 4.2.3.2. Ventajas de la implementación del sistema.

Con el empleo de la inyección de diluyente en pozos en la zona de Cerro Negro, se ha garantizado una mejor mezcla bitumen-diluyente, por lo tanto, se logró reducir las pérdidas por fricción en la tubería, reducir de manera significativa problemas operativos, tales como paros por altas cargas en la sarta de varillas, equipos de superficie y bombas de fondo. Adicionalmente, con la reducción de la viscosidad se manejaron volúmenes de hasta de 2,000 [bls/d] en pozos con BEC y 600 [bls/d] en pozos con BM, además con los sistemas BCP, se logró un aumento en la producción de un 20%.

### **4.3. Desplazamiento por Vibración Armónica en el fondo del pozo (DHVOS).**

La disminución en la recuperación de hidrocarburos es de gran preocupación en la industria petrolera, por lo que la búsqueda de nuevos métodos para mejorar la recuperación de hidrocarburos, es actualmente una prioridad de la industria petrolera. La estimulación por medio de vibraciones es un posible método para mejorar la producción de hidrocarburos, en situaciones donde los altos cortes de agua han llevado al abandono. El interés por el efecto de la estimulación sísmica in-situ en los yacimientos de hidrocarburos, se remonta a la década de 1950, con las observaciones realizadas en los niveles de excitación sísmica, generada a partir de ruidos y de terremotos, donde se encontraron efectos similares en la producción de los campos petroleros, en los que terremotos distantes causaban aumento en la producción.

Los terremotos y las ondas sísmicas dan una idea de la posibilidad de utilizar la vibración artificial para estimular los pozos de hidrocarburos pesados, lo que atrajo la atención de los investigadores en los Estados Unidos y Rusia. Existen diferentes estudios acerca de las ondas sísmicas, la mayoría de ellos realizados en Rusia, en los que se busca la manera de generar las oscilaciones ultrasónicas, para la estimulación en campos petroleros, las cuales son llamadas vibro-tecnologías sísmicas. Los resultados del laboratorio y de campos piloto de pruebas de las vibro-tecnología sísmica, mostraron un aumento en la recuperación de hidrocarburos, y una reducción de la relación agua-aceite (WOR).

Hasta hace poco, no más de diez años, las fuentes de energía para el uso en el fondo del pozo, eran incapaces de tener un funcionamiento continuo, y no eran capaces de producir niveles artificiales de energía sísmica lo suficientemente grandes, como para causar importantes efectos sobre la producción de hidrocarburos. Un pozo de aceite, al que se le implemento el sistema de desplazamiento por vibración armónica (DHVOS), fue desarrollado por los investigadores de la CNPC (China National Petroleum Corporation), el cual debía inducir excitaciones de gran amplitud. En comparación con otros sistemas de fondo de pozo, los sistemas de vibración artificial DHVOS, es una unidad pesada que pueden proporcionar las operaciones en largos períodos y excitaciones de gran amplitud. Este sistema ha sido implementado en yacimientos de petróleo de la CNPC, como el Liaohe, Huabei y Shengli. El sistema DHVOS proporciona una frecuencia de vibración armónica de 88 [shocks/minuto]. Más de 100 pozos productores de aceite han sido estimulados con este sistema desde 1997.

#### **4.3.1. Teoría del Mecanismo.**

En pleno año 2010, los mecanismos responsables de la recuperación mejorada con el sistema DHVOS, no se conocen bien y siguen siendo objeto de nuevas investigaciones. En un documento de investigación, Igor Beresnev y Paul A. Johnson proporcionaron ideas que podrían ayudar a explicar este fenómeno. Se dice que las fuerzas gravitacionales, y las capilares son las principales responsables del movimiento de los fluidos en el yacimiento. Las fuerzas gravitacionales actúan por la diferencia de densidad entre las fases.

Las fuerzas capilares desempeñan un papel muy importante en la filtración del fluido a través de los poros, debido a que películas de líquidos son adsorbidas por las paredes de los poros, durante el proceso de flujo, estas películas reducen el flujo normal, por la reducción del diámetro efectivo de las gargantas de los poros. Si el tamaño de los poros es pequeño, la película límite puede bloquear el flujo. Ciertamente, la excitación sísmica introduce presión que proporciona el gradiente de presión necesario para inducir el flujo continuo.

También se ha indicado que los campos de ondas elásticas (ondas de presión), reducen considerablemente el efecto de las fuerzas capilares en el flujo de aceite, resultando un aumento del gasto, debido a la migración del aceite a través del medio poroso. Esto parece ser debido al hecho de que la vibración de la superficie reduce la adherencia del fluido a la formación.

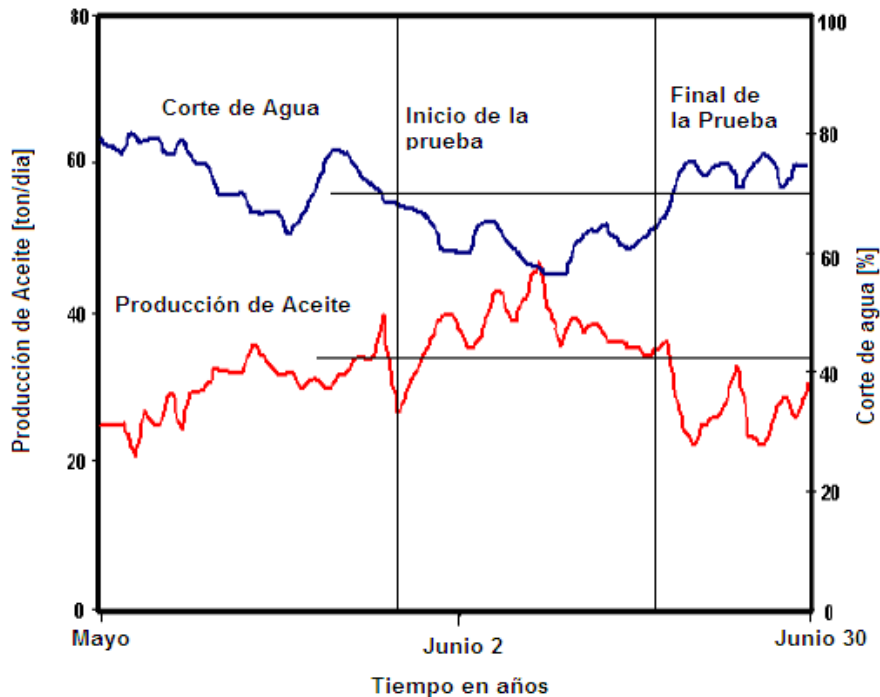
#### **4.3.2. Resultados de las Pruebas en el campo Liaohe.**

El DHVOS fue probado en campos de hidrocarburos pesados como el Liaohe, China en 1997. La prueba fue realizada en una zona de producción ubicada en el Terciario Inferior, LIANHUA, misma que es una capa con una profundidad de 1510-1690 [m]. El espesor neto de producción es de 67.7 [m], con porosidad de 24% y una permeabilidad de 2,420 [mD]. La viscosidad del crudo es de 500 [cp] y una densidad del crudo de 0.946 [g/cm<sup>3</sup>], con un contenido de asfaltenos de 37.52%. El yacimiento estaba sometido a inyección cíclica de vapor, antes de que se le implementara el equipo para la evaluación de las pruebas de vibración.

El sistema fue instalado a una profundidad de 584 [m], produciendo una frecuencia de vibración armónica de 88 [shocks/minuto], con una fuerza de 5 [ton] durante 76 [horas], dentro de un radio de 800 [m] alrededor de la fuente sísmica,

consiguiendo un total de 26 pozos de petróleo efectivamente influenciados por ondas sísmicas artificiales, aumentando la producción de petróleo en un 47.6 %.

La gráfica 4.2 muestra la producción diaria de hidrocarburos y agua, antes y después de la estimulación sísmica a 23 pozos. A partir de mayo de 1997, la estimulación sísmica fue llevada a cabo durante unos 20 días en el campo petrolero Liaohe, utilizando alrededor de 36 [ton /día], con un corte de agua de 63%, consiguiendo un aumento significativo en la producción diaria de petróleo, una disminución de los cortes de agua, que en general bajó a 58%.



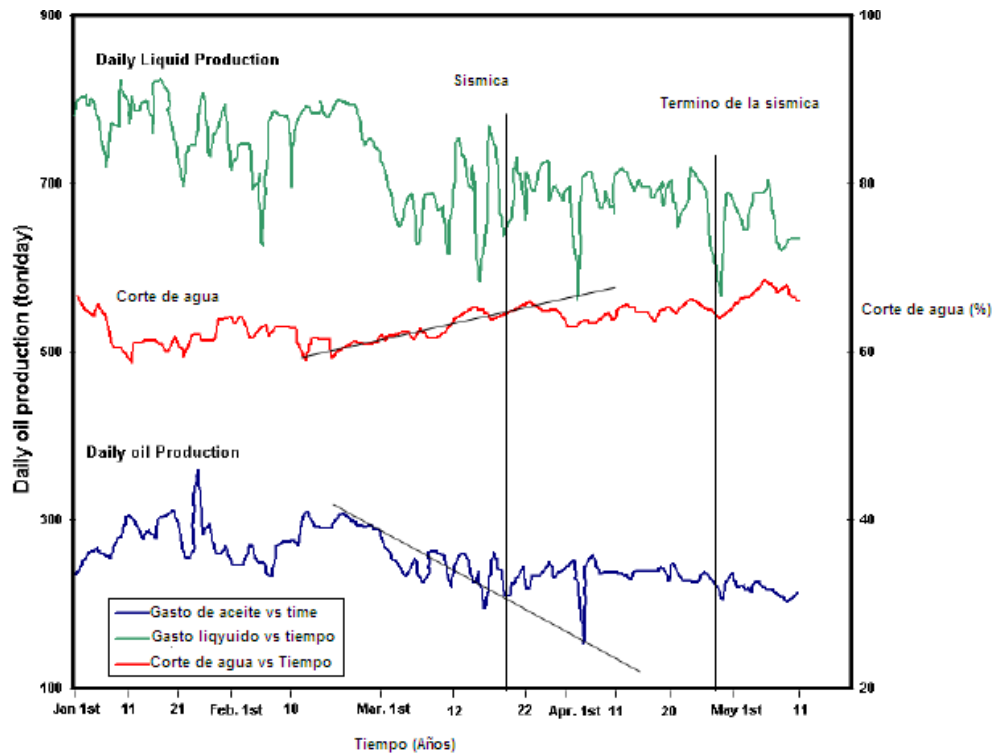
Gráfica 4.2. Comportamiento de la producción y los cortes de agua con respecto al tiempo de producción<sup>4</sup>.

#### 4.3.3. Resultado de las pruebas en el yacimiento Huabei.

En 1999, el DHVOS fue probado en el campo Huabei. Un total de 58 pozos en 1,000 metros de radio, con referencia a la fuente sísmica, obteniendo un resultado de reducción en el corte de agua, después de la operación de sísmica artificial. La grafica 4.3, muestra los resultados del tratamiento en el área Cha39, del campo de petróleo Huabei. Antes de la instalación del DHVOS, la producción diaria de hidrocarburos se encontraba en declinación, y además existía un aumento en los cortes de agua. Durante el período de estimulación sísmica, el gasto de producción y los cortes de agua se estabilizaron, además el gasto de producción



fue de 5,000 [bl/d], con un corte de agua de 67%, e incluso después de la terminación de la prueba de estimulación sísmica, la producción de hidrocarburos y el porcentaje de corte de agua se mantuvieron estables. La producción total de petróleo de 58 pozos se incrementó en un 27.5%.

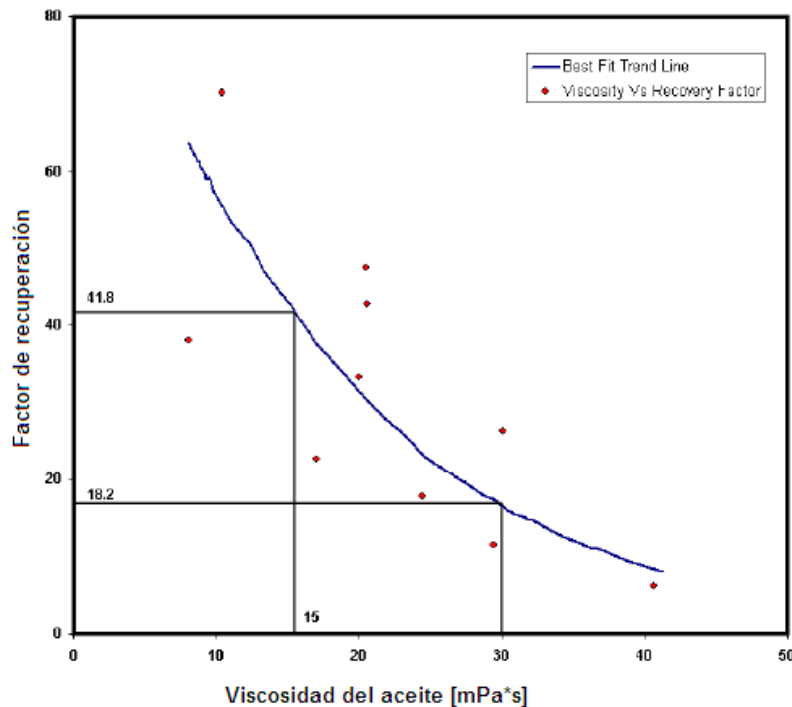


Gráfica 4.3. Prueba realizada en el campo Huabei<sup>4</sup>.

#### 4.3.4. Resultados de las Pruebas en el campo Shengli.

La operación sísmica fue llevada a cabo en el campo Shengli en noviembre de 1999, logrando prometedores resultados. El Campo Shengli es un multi-yacimiento de arenisca con alta heterogeneidad, en el cual el petróleo y el gas se distribuyen en las zonas de 970 y 2960 [m], con 15 grandes capas de arenisca y 74 minicapas. La densidad del crudo es de entre 0.86 -0.97 [g/cm<sup>3</sup>], mientras que la viscosidad del crudo es de 1,000 a 60,000 [cp]. A partir del 1 de noviembre de 1999, se implementó en el fondo del pozo el sistema DHVOS, haciéndose una prueba implementada durante varias horas, consiguiendo que alrededor de 23 pozos, en un área total de 7 kilómetros cuadrados, con un radio de 1.5 kilómetros, la viscosidad del crudo pudo reducirse en un promedio de 21%. En el Pozo 2-3-166 se encontró la mayor reducción de la viscosidad, alcanzando un valor de 2,100 [cp], teniendo como viscosidad inicial de 3,800 [cp], antes de la estimulación

La gráfica 4.4, muestra el efecto de la viscosidad del hidrocarburo sobre la recuperación del mismo, basada en la toma de datos de 281 pozos de producción en el campo Shengli. El factor de recuperación se incrementó de 18.2% a 41.8% cuando la viscosidad del crudo disminuyó de 3,000 a 1,500 [cp].



Gráfica 4.4. Efecto de la viscosidad en la recuperación de aceite<sup>4</sup>.

#### 4.4. Nuevas tecnologías en desarrollo.

Debido a la gran cantidad de escenarios que se pueden presentar en la producción de crudos pesados, existen muchas tecnologías que están siendo desarrolladas, las cuales pueden incluir un proceso térmico, o una combinación de diferentes métodos, siempre buscando la forma más óptima para poder extraerlos de la manera más rentable.

##### 4.4.1. Acondicionamiento del flujo en el fondo del pozo.

Se trata de un planteamiento nuevo e innovador para el acondicionamiento del fluido en el fondo del pozo. A través de pruebas de laboratorio y del modelado de fluidos, se descubrió que las propiedades de los fluidos, como la viscosidad pueden ser modificadas en el fondo del pozo. Esta metodología está compuesta de dos partes principales. El primer componente es un modelo que permite la

exacta caracterización de los fluidos, y de los niveles de energía disponibles o requeridos para mejorar la producción. El segundo componente es un sistema que permite la modificación in-situ de la viscosidad del fluido, sin el empleo de fuentes de energía o fluidos externos.

El modelo propuesto considera que la viscosidad no solo depende de la temperatura, densidad y presión, sino de otros factores como la energía de entrada. Para esta afirmación se realizaron pruebas de laboratorio, en donde se observó que en muchos casos el esfuerzo cortante reduce las características del aceite pesado, siendo esto de vital importancia en la viscosidad, teniendo un gran impacto en el desempeño del pozo y de los equipos. Como resultado, parte de la metodología propuesta incluye una prueba reológica, como parte de la caracterización del fluido previa a la evaluación del comportamiento del pozo. De los estudios de laboratorio se obtuvo que existe una disminución rápida en la magnitud de la viscosidad, para bajos ritmos de esfuerzo cortante, hasta un punto de donde los valores de viscosidad se estabilizan.

El modelo fue desarrollado de tal forma que los cambios en la viscosidad aparente son función del ritmo del esfuerzo cortante y la temperatura. El modelo fue desarrollado usando aproximación estadística semi-empírica con más de 250 puntos de prueba, los errores obtenidos están en un rango del 3% al 8%.

El modelo divide al sistema en diferentes áreas, por lo que permite la predicción de la viscosidad aparente dependiendo de las diferentes localizaciones (yacimientos, T.R. o T.P.), y de las condiciones de producción (gasto o configuración del pozo). Este modelo permite una predicción exacta de las características reológicas del crudo en cualquier parte del pozo, además puede ser usada para el diseño del pozo y del sistema de bombeo. A partir de este modelo se desarrolló el sistema de mejoramiento de la producción RhEPS.

El RhEPS es el segundo componente del sistema (figura 4.7), y es el que permite la modificación in-situ de la viscosidad del fluido, lo que logra sin el empleo de fuentes de energía o fluidos externos. Este componente es controlado desde la superficie y se instala en el fondo del pozo.

Este sistema de mejoramiento de la producción, ha sido probado en laboratorio para la optimización de la producción de aceites pesados, de estos resultados se han desarrollado nuevas correlaciones que permiten la determinación de la

viscosidad de una manera más exacta. Como un resultado, el dimensionamiento del equipo se ha hecho de una manera más eficiente.

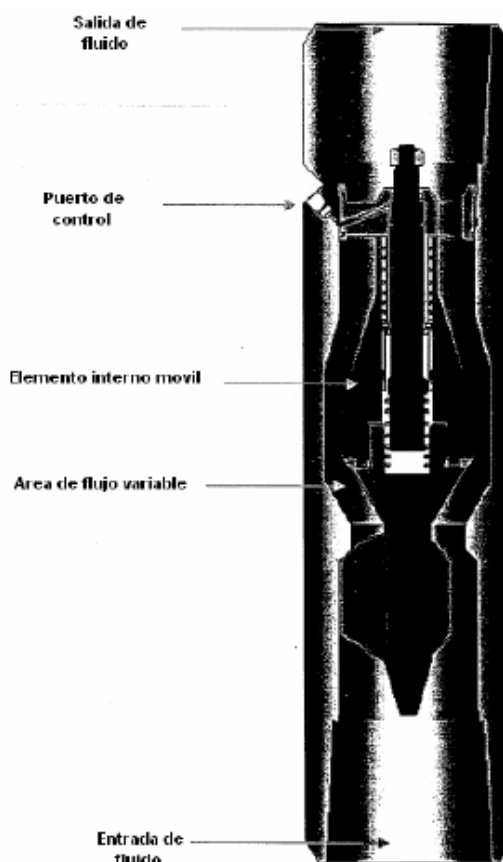


Figura 4.7. Sistema RhEPS desarrollado por Innovative Engineering System Ltd<sup>5</sup>.

#### 4.4.2. Inyección cíclica de vapor (CSS).

CSS es a menudo el método preferido para la producción en yacimientos de aceite pesado que contienen vapor a alta presión sin fracturamiento por sobrecarga. En Canadá, la profundidad mínima de aplicación de la CSS es de 300 [m], aunque hay algunas áreas limitadas donde la inyección de vapor ha tenido éxito a profundidades entre 200 y 300 [m]. El sistema de CSS funciona mejor cuando se tienen espesores netos mayores a 10 [m], en arenas con alta porosidad, es decir mayores a 30%. Las intercalaciones de lutitas que reducen la permeabilidad vertical, no suelen ocasionar problemas en los pozos, aunque se debe tener una buena permeabilidad horizontal. La CSS se ha aplicado sobre todo en pozos multilaterales y horizontales. La CSS del sistema se divide en tres etapas:

1. Es inyectado el gas a alta presión y alta temperatura, por un periodo máximo de un mes.

2. Se deja el pozo en reposo con un periodo aproximado de 2 semanas para que la formación absorba el calor y baje la viscosidad de aceite.
3. Por último el aceite y vapor son bombeados a la superficie, repitiendo el proceso aproximadamente 15 veces.

Con la CSS se obtienen factores de recuperación de 20 a 35%, con relaciones de vapor-aceite (SOR) de 3 a 5. Mientras el CSS produce aceite, el pozo inyector permite que el vapor que actúa en la formación, también actúe en los pozos cercanos. El vapor calienta el aceite para reducir su viscosidad y proporciona una presión para conducir el aceite pesado hacia los pozos productores. El campo Duri en Indonesia es donde se tiene la mayor inyección cíclica de vapor del mundo, produciendo 230,000 [bls/d] con un factor de recuperación del 70%.

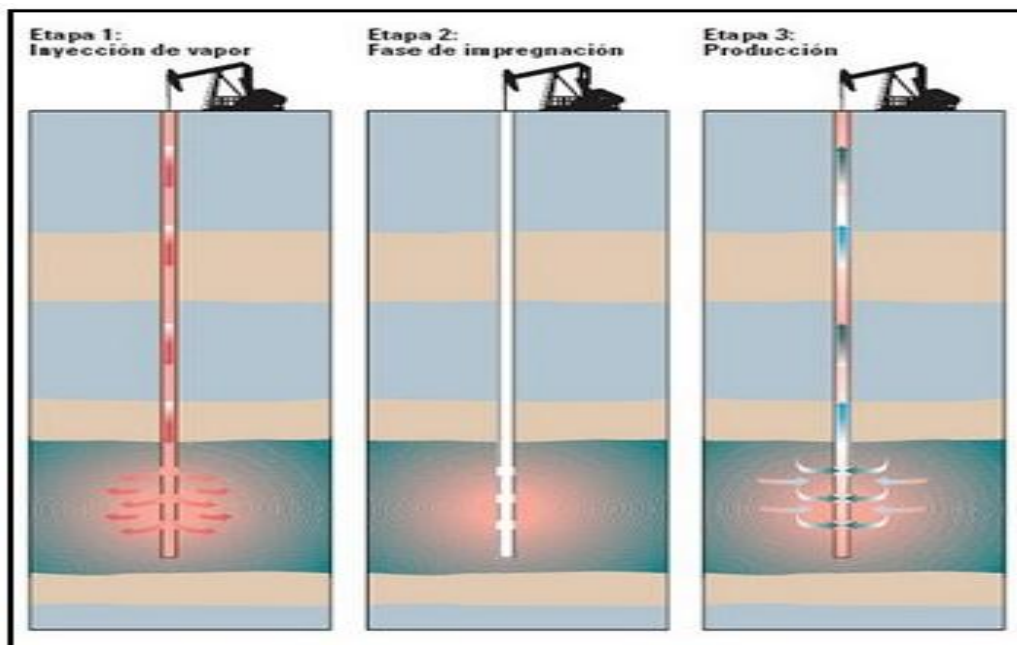


Figura 4.8. Proceso de la inyección cíclica de vapor.

#### 4.4.3. Drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD).

El SAGD es un método desarrollado más recientemente que el CSS, este método está teniendo mucha aplicación en Canadá, debido a su capacidad de producir aceites pesados en pozos profundos, donde la inyección de vapor no se puede realizar. Debido a que los pozos SAGD funcionan a presiones de vapor más baja que los de CSS, o inyección continua de vapor, el alcance puede llegar hasta 100 [m]. El método consiste en perforar dos pozos horizontales, uno por encima del otro, la distancia vertical de los pozos debe ser de 5 [m], pero puede ser de 3 a 7 [m], dependiendo de la viscosidad del aceite. La longitud horizontal recomendada

de los pozos debe ser de 1,000 a 1,500 [m]. Para iniciar el proceso se inyecta vapor en los dos pozos, para reducir la viscosidad del aceite, dando como resultado que el aceite migre al pozo inferior. Una cámara de vapor se forma por encima del pozo inyector, y el calor provocado por la condensación del pozo viaja por convección hacia la cámara de vapor, calentando constantemente el yacimiento. Las fuerzas de gravedad hacen que el aceite fluya hacia el pozo inferior. Es necesario tener un SAP en el pozo productor como BN, BEC o BCP para poder bombear el aceite a la superficie.

La vida del SAGD es aproximadamente de 7 a 12 años, produciendo de 500 a algunos miles de [bl/d]. El SAGD puede obtener factores de recuperación de 50 a 70%.

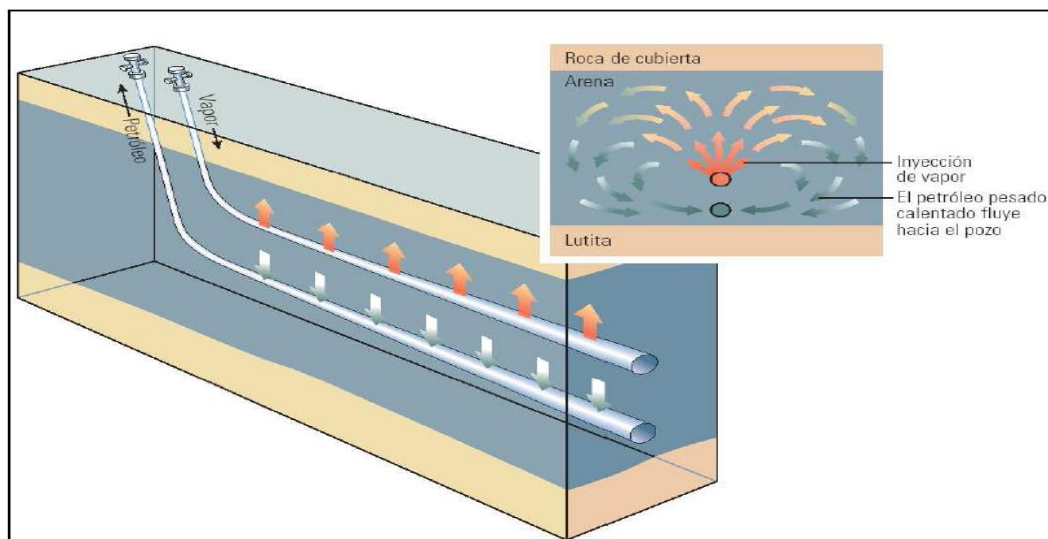


Figura 4.9. Arreglo de los pozos en el sistema SAGD.

#### 4.4.4. Extracción de petróleo crudo asistida por vapor (VAPEX).

VAPEX es un método no térmico, el cual es similar al SAGD, solo que este método se inyecta un solvente como propano, butano, naphta, metano, o se inyecta una mezcla en forma de vapor en la parte superior del pozo, figura 4.10. Se forma una cámara de vapor, en la cara del fluido condensando los líquidos, el disolvente se mezcla con el aceite producido hacia el pozo inferior y se bombea a la superficie. Este es un proceso de baja presión relativamente frío (40 °C), que no implica depositar una cantidad significativa de energía en la formación. Sin embargo, el VAPEX es un proceso lento y no parece ser económico en la actualidad, dado que la mayor preocupación económica con VAPEX, es el costo extremadamente alto de los solventes y que tiene un factor de recuperación del vapor inyectado mayor al 90%.

#### 4.4.5. Procesos híbridos de disolvente y vapor.

Mediante la combinación de un solvente con SAGD, los requerimientos de energía pueden reducirse, generando un aumento en la producción, y en el factor de recuperación. Además, el capital inversión, las emisiones de CO<sub>2</sub>, el agua y el consumo de gas natural pueden ser reducidos, al igual que la viscosidad de los aceites pesados se verá reducido al mezclarse con el sistema híbrido. Este proceso se está probando en Canadá.

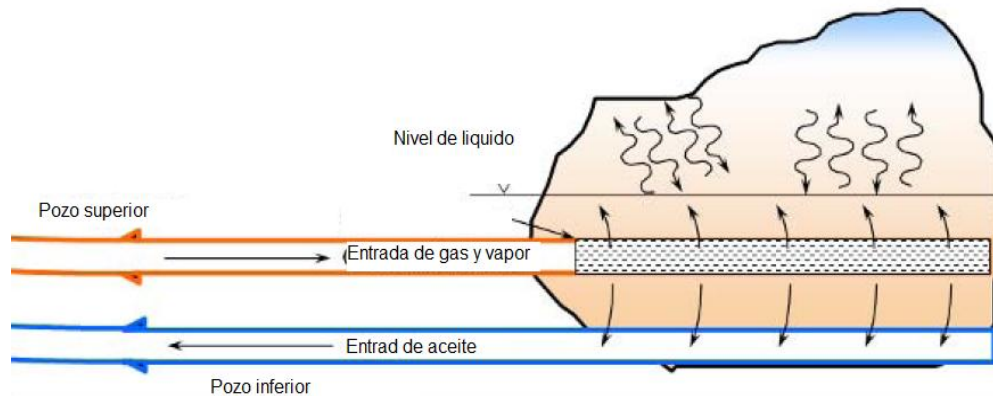


Figura 4.10. Proceso de desplazamiento por VAPEX.

#### 4.4.6. Mejoramiento in-situ.

El mejoramiento in-situ puede reducir la viscosidad del aceite pesado por craqueo de cadenas largas de hidrocarburos, y puede mejorar la calidad del aceite mediante la reducción o eliminación de los asfaltenos y resinas. El mejoramiento del aceite hará que fluya más fácilmente en el pozo, y será más fácil llevarlo a la superficie, además elimina los requerimientos de un diluyente para el transporte en ductos.

En proceso térmico convencional (por ejemplo SAGD), el aceite pesado se calienta in-situ, pero podría enfriarse después de haber sido extraído hasta la superficie, después, tiene que volverse a calentar para el mejoramiento del aceite, y que este sea utilizable en refinerías convencionales. Las moléculas de crudo pesado se pueden pirolizar en moléculas de hidrocarburos más ligeros a altas temperaturas y presiones, en dicho proceso en hidrocarburos pesados, se permite que los enlaces carbón-carbón, de la cadena de hidrocarburos, se rompan por el calentamiento, lo que genera cadenas más pequeñas de hidrocarburos, reduciendo así la densidad del crudo.

**REFERENCIAS:**

1. Dusseault B. Maurice, "CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sands, the Canadian Industry", Alberta Department of Energy, Canadá, 2002.
2. Curtis C, Kopper R, Decoster E., Guzman A., Huggins C., Knauer L. y Minner M: "Yacimientos de petróleo pesado", Oilfield Review, Invierno de 2002.
3. Dusseault M., "Cold heavy oil production with sand in the Canadian Heavy oil Industry", Departamento de energy de Alberta, Canada, Marzo 2002.
4. Dinkar B. y Banavali M., "Recovery and transportation of heavy crude oils", USA 2002.
5. Rojas A., "Orinoco Belt,.Cerro Negro Area: development of dowhole diluent injection completions", Petroleos de Venezuela, SPE 69433, 2001.
6. Zhu T., Xutao H. y Vajjha P., "Dowhole harmonic oil-displacement system: Anew IOR tool", SPE 94001, 2005.
7. McCurdy P., Tovar J. y Escalante S. " Optimising heavy crude production - A dowhole fluid conditioning approach. Electrical Submersible pump workshop, Houston Tx., USA 2000.



## **CAPITULO V**

### **SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN APLICADOS EN HIDROCARBUROS PESADOS**

Una vez que un pozo está listo para producir, los ingenieros de producción deben comenzar las tareas para maximizar la recuperación de fluidos que se encuentran en el yacimiento. Algunos yacimientos pueden permitir que los fluidos se muevan libremente, facilitando así la recuperación de los mismos. La energía presente en un yacimiento dado, va a depender de los tipos de empuje que estén activos, los cuales pueden ser: empuje por la expansión roca-fluidos, empuje por gas disuelto liberado, empuje por casquete de gas, segregación gravitacional, empuje hidráulico y empuje combinado. Los pozos en los que la energía del yacimiento puede vencer las caídas de presión a lo largo de SIP, y permite el transporte de los fluidos hasta la superficie son llamados pozos fluyentes. También está el caso en el que el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para llevar los fluidos a la superficie, por lo que se han desarrollado distintas técnicas que proveen una energía externa al yacimiento, para ayudarlo a vencer las caídas de presión a lo largo del SIP después de los disparos, es decir a nivel pozo, mismas que reciben el nombre genérico de Sistemas Artificiales de Producción (SAP). Lo anterior no quiere decir que un pozo no debe fluir con la energía propia del yacimiento para que sea aplicado un SAP, ya que aunque sea fluyente, la implementación de un SAP es de gran ayuda para optimizar la producción. Además, los SAP tienen la ventaja de que no se requieren grandes gastos, comparados con la implementación de pozos inyectoros, e instalaciones en general usadas en métodos de recuperación secundaria o mejorada, como inyección de vapor, combustión in-situ, etc.

El levantamiento artificial de los fluidos, es el área de la ingeniería petrolera, que está relacionada con las tecnologías usadas para estimular e incrementar el gasto de producción de los pozos fluyentes, para volver a poner a producir los pozos no fluyentes, o para estabilizar la producción de los pozos, mediante el uso de una energía externa para ayudar a que la presión del yacimiento sea mayor que las caídas de presión en el pozo.

En general se puede decir que los SAP son equipos adicionales a la infraestructura del pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento, desde una profundidad determinada. Para la selección de los SAP se necesitan tomar en cuenta diferentes factores como: características de producción (IPR, gasto, porcentaje de agua, RGA); propiedades de los fluidos (viscosidad, densidad, factor de volumen de aceite, etc.); características del pozo (Profundidad, diámetros de las tuberías, tipo de terminación, desviación); tipo y calidad de energía (electricidad, diesel, gas

natural, propano); localización (costa afuera, aislada, conjunto de pozos); instalaciones en la superficie (líneas de flujo, cabezales de distribución, presión de separación); problemas operacionales (arenas, parafinas, carbonatos, corrosión, emulsiones, temperatura de fondo, clima).

Los SAP pueden ser clasificados en dos grandes grupos, si usan o no bombas subsuperficiales, como se muestra a continuación:

1. SAP con bombas subsuperficiales.
  - Bombeo mecánico.
  - Bombeo en cavidades progresivas.
  - Bombeo Hidráulico.
  - Bombeo elctrocéntrico sumergido.
  
2. SAP sin bomba subsuperficial.
  - Bombeo neumático.

Además recientemente han sido desarrollados algunos sistemas para la producción en pozos ubicados en aguas profundas, y se caracterizan por tener equipos de levantamiento instalados fuera del pozo. Estos métodos son llamados comúnmente impulsores (Boosting methods), entre los cuales se encuentran:

- Bombeo multifásico.
- Separación y bombeo submarino.
- Bombeo neumático en riser.

### **5.1. Sistemas Artificiales de Producción.**

Los diferentes SAP presentan ciertas ventajas y desventajas en su uso, debido a que por sus características principales pueden o no utilizarse en un ambiente dado. Además, todos los SAP están gobernados por su principio de funcionamiento, materiales de fabricación, componentes, etc. los cuales van a permitir o no, su implementación en pozos con ciertas características. Las condiciones de presión, temperatura, tipo de fluidos, estado mecánico de los pozos, entre otras variables, son las que limitan la posibilidad del uso de un SAP u otro, por lo que es de vital importancia conocer las virtudes y defectos de cada uno, para poder hacer una selección optima, dependiendo de las características presentes en cada pozo.

La selección de SAP se basa en el resultado de un análisis técnico y económico, para cada aplicación, debido a que ciertos métodos presentan un

---

mejor comportamiento que otros. Usualmente las características de cada método y las condiciones de producción, limitan las posibles elecciones, además es necesario realizar un análisis económico, que tome en consideración, no solo el comportamiento del método, sino también el costo de la implementación del mismo, y los costos operacionales asociados, para que de esta manera, se pueda tener un panorama real de la rentabilidad del método elegido.

### 5.1.1. Bombeo mecánico.

El bombeo mecánico es el SAP más utilizado en el mundo. En el cual el movimiento generado por el equipo superficial de rotación, es transmitido a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión. La bomba utilizada es de desplazamiento positivo, y es colocada cerca del fondo del pozo, y en cada movimiento ascendente de la bimba, es levantado el fluido producido en el pozo por encima de la bomba, logrando así el transporte del fluido hasta la superficie.

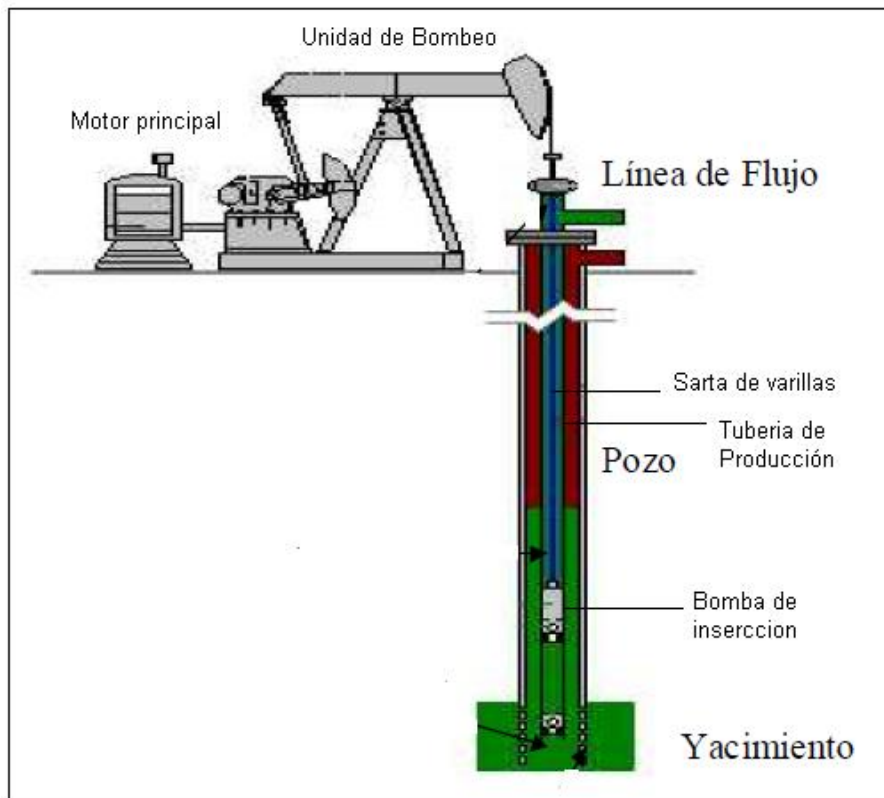


Figura 5.1. Diagrama del Bombeo Mecánico<sup>1</sup>.

La bomba de fondo es accionada por una unidad de bombeo mecánico, la cual sirve para convertir el movimiento rotatorio del motor en un movimiento recíprocante. Las unidades más comunes son las de balancín o bimba, y las hidroneumáticas. En una bimba el movimiento del motor mediante un reducto de engranes hace girar una manivela y que a su vez mueve un balancín. En una unidad hidroneumática, el motor mueve una bomba hidráulica que

mediante el sistema hidráulico mueven de forma recíproca unos cilindros (gatos hidráulicos), para transmitir el movimiento a la bomba de fondo. El balancín por medio de la sarta de varillas de succión transmite el movimiento al embolo de la bomba. Debido a que la sarta de varillas de succión, es la que soporta el peso del equipo subsuperficial, y las cargas generadas por el equipo superficial, es la parte más importante a considerar cuando se va a diseñar.

Cuando el embolo de la bomba inicia su carrera ascendente, se cierra la válvula viajera por el peso del aceite sobre esta; la válvula de pie se abre y da paso al aceite del pozo, llenando la camisa de la bomba. Al descender el embolo, se abre la válvula viajera y da paso al aceite de la camisa de la bomba hacia arriba de la bomba, cerrando la válvula de pie que impide que se regrese el aceite del pozo.

### **Ventajas del BM.**

- Alta eficiencia en el sistema.
- Optimización del sistema de control.
- Diseño simple.
- Baja inversión en servicios de reparación y para producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (hasta 2400 [m]).
- Permite fluir con niveles de fluidos bajos.
- Eficientes para pozos con problemas de corrosión o incrustaciones.

### **Desventajas del BM.**

- Es limitado solo para gastos de producción bajos (menor a 1000 [bpd]),
- Debido a las características de las varillas, estas no se pueden operar en profundidades grandes.
- Problemas en pozos desviados.

### **5.1.2. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).**

Es un sistema que consta de un motor superficial y una bomba subsuperficial, que está compuesta por un rotor con forma de hélice, misma que gira dentro de un estator. El estator es conectado a la tubería de producción, por lo regular por medio de una sarta de varillas, que son las que transmiten el movimiento rotatorio del motor superficial. A medida que el rotor gira excéntricamente en el estator, una serie de cavidades son formadas progresivamente a la entrada de la zona de descarga de la bomba. El resultado es un flujo de desplazamiento positivo, con un gasto de descarga que depende del tamaño de las cavidades, la velocidad del rotor y la presión diferencial a través de la bomba (figura 5.2).

El estator es modelado por medio del elastómero, la selección del tipo de elastómero depende la vida útil de la bomba, por lo que el diseño del sistema estará centrado en la selección del elastómero.

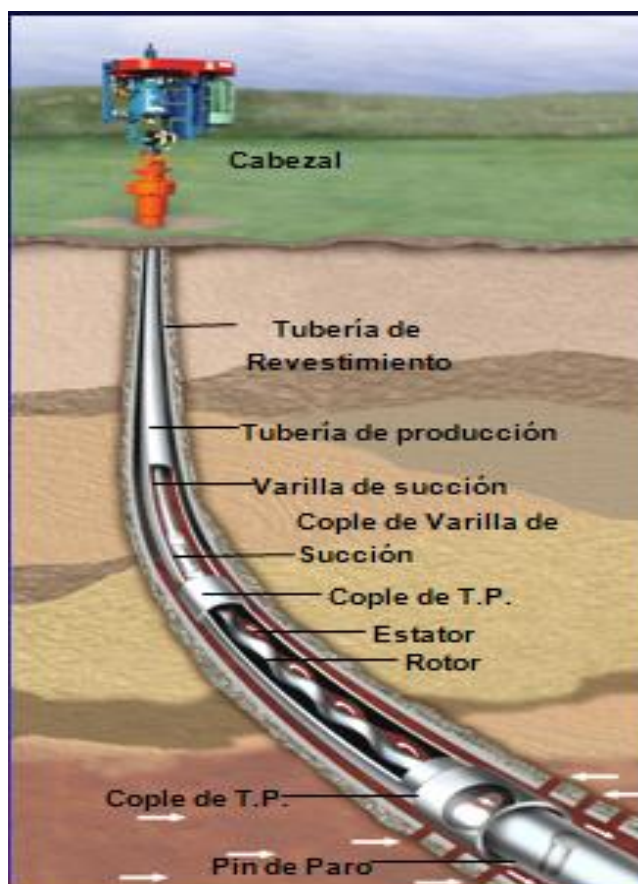


Figura 5.2. Diagrama del Bombeo en Cavidades Progresivas<sup>1</sup>.

### Ventajas del BCP.

- Baja inversión de capital.
- Alta eficiencia del sistema (50 a 70%).
- Bajo consumo de energía.
- Bombas que pueden manejar fluidos con contenido de sólidos.
- Optimo para la producción de aceites viscosos.
- No hay válvulas internas que puedan obstruir o bloquear el gas.
- Instalación sencilla con bajos costos de mantenimiento.
- Equipos con pocos requerimientos de espacio.

### Desventajas del BCP.

- Baja vida del sistema debido a los problemas relacionados con los elastómeros.
- Bajos niveles de elevación (máximo 2000 [m]).

### 5.1.3. Bombeo hidráulico.

Es un sistema que transmite energía al fondo del pozo, por medio de un fluido bajo presión que fluye desde la superficie y a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de control subsuperficial, la cual es instalada a cierta profundidad del pozo. El fluido inyectado bajo presión se llama fluido motriz, y puede ser agua o aceite, además, la unidad de producción superficial o bomba de fondo accionada por el fluido, actúa como un transformador que convierte la energía potencial del fluido motriz, en una carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para llevarlos a la superficie (figura 5.3).

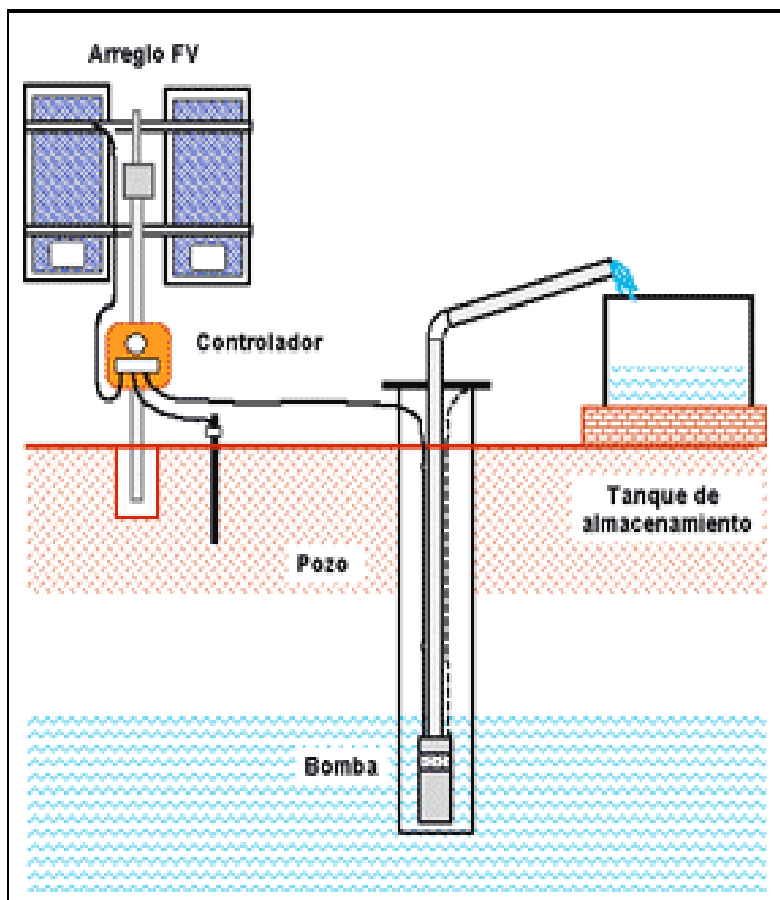


Figura 5.3. Diagrama del Bombeo Hidráulico<sup>1</sup>.

La forma de inyectar el fluido motriz puede ser mediante, un circuito abierto o cerrado. La diferencia es que en el circuito abierto el fluido motriz regresa junto con el aceite que se produce del pozo y en el cerrado regresa a los tanques de almacenamiento independientemente del aceite producido del pozo.

Existen dos tipos de bombeo hidráulico los cuales son: pistón y jet, los métodos son similares en cuanto al principio de funcionamiento, instalaciones y equipo de superficie, la diferencia es la bomba subsuperficial.

La bomba de pistón, como su nombre lo indica es una bomba hidráulica que genera el movimiento mediante un pistón. Cada movimiento del pistón desaloja en cada movimiento un mismo volumen de fluido, que equivale al volumen ocupado por el pistón durante la carrera del mismo.

Las bombas tipo jet, constan de tres componentes que son: una boquilla, una garganta y un difusor. El fluido entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. Elorro de la boquilla es descargado a la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada a la formación productora. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en el límite de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor a la de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de producción, la mezcla que sale de la garganta posee la potencia necesaria para fluir contra el gradiente de presión de la columna del fluido de producción.

#### **Ventajas del BH.**

- Flexible para cambiar las condiciones operativas.
- Instalaciones grandes ofrecen una inversión baja por pozo.
- Útil para pozos desviados.
- Inversiones bajas para volúmenes mayores a 400 [bpd], en pozos profundos.

#### **Desventajas del BH.**

- Mantenimiento del fluido motriz.
- Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas.
- La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial.
- El diseño es muy complejo.
- Es difícil la instalación de la bomba en agujeros descubiertos.
- El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasionan muchos problemas.
- Demasiada inversión para producciones altas a profundidades someras.

#### **5.1.4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC).**

Es un sistema que consta de un motor eléctrico y una bomba subsuperficiales, que son conectados a un sistema de control en la superficie, llamado

transformador eléctrico, a través de un cable de alimentación eléctrica. Los componentes de fondo del pozo son instalados en la tubería de producción por encima de la zona de disparos, figura 5.4. A medida que el fluido entra al pozo, debe pasar por el motor y a través de la bomba. Debido a que el fluido está en contacto con el motor ayuda a enfriarlo, entrando después en la bomba, la cual con cada etapa, que es una combinación de difusor e impulsor, incrementa la energía del fluido, mismo que va acumulando suficiente energía hasta llegar a la parte superior de la bomba, siendo impulsado hasta la superficie.

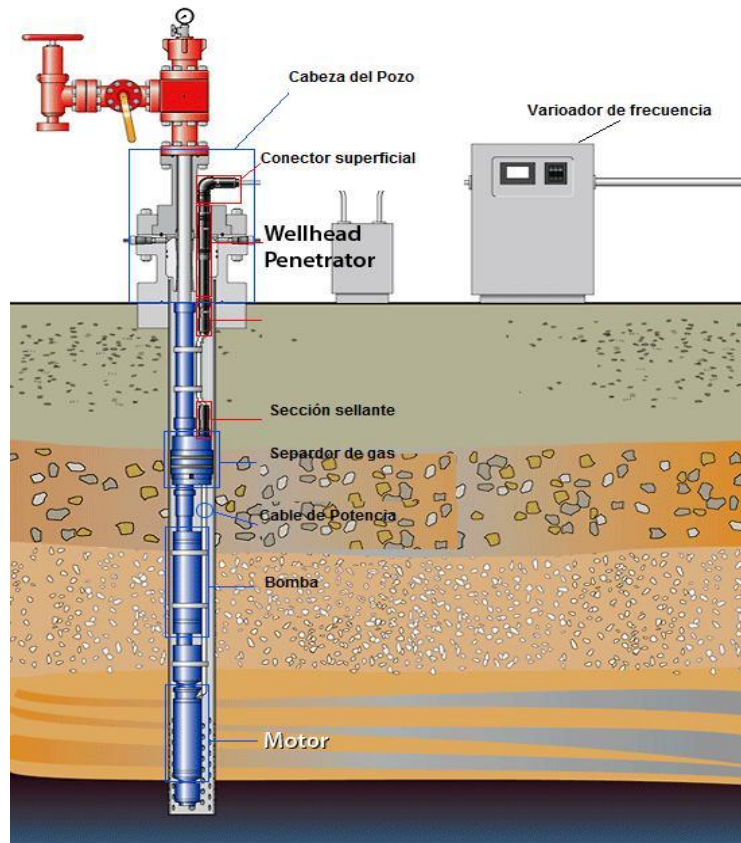


Figura 5.4. Diagrama del BEC<sup>1</sup>.

Debido a que la energía eléctrica es transmitida por un cable, este debe ser seleccionado de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento. La bomba debe ser colocada por abajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, de tal manera que esté garantizada la alimentación continua de líquidos en la zona de succión de la bomba.

#### Ventajas del BEC.

- Alta capacidad para producir grandes volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- Baja inversión en pozos someros.



- Es aplicable en profundidades hasta de 4200 [m].
- Bajos costos de mantenimiento.
- Alta resistencia a la corrosión.
- Puede ser implementado en pozos desviados u horizontales.

#### **Desventajas del BEC.**

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.
- Tiempos de cierre prolongados.
- Requiere grandes fuentes de energía eléctrica.
- Dificultad en el manejo de incrustaciones, arena y gas.

#### **5.1.5. Bombeo neumático.**

Es un sistema en el cual es inyectado gas a alta presión a través de válvulas, mismas que están instaladas a diferentes profundidades en la tubería de producción. El gas inyectado reduce la presión hidrostática en la tubería de producción para establecer una diferencia de presión entre el yacimiento y el pozo, así permitiendo que el fluido sea bombeado a la superficie (figura 5.5). Existen dos métodos para la implementación del sistema como son: Bombeo neumático continuo y Bombeo neumático intermitente.

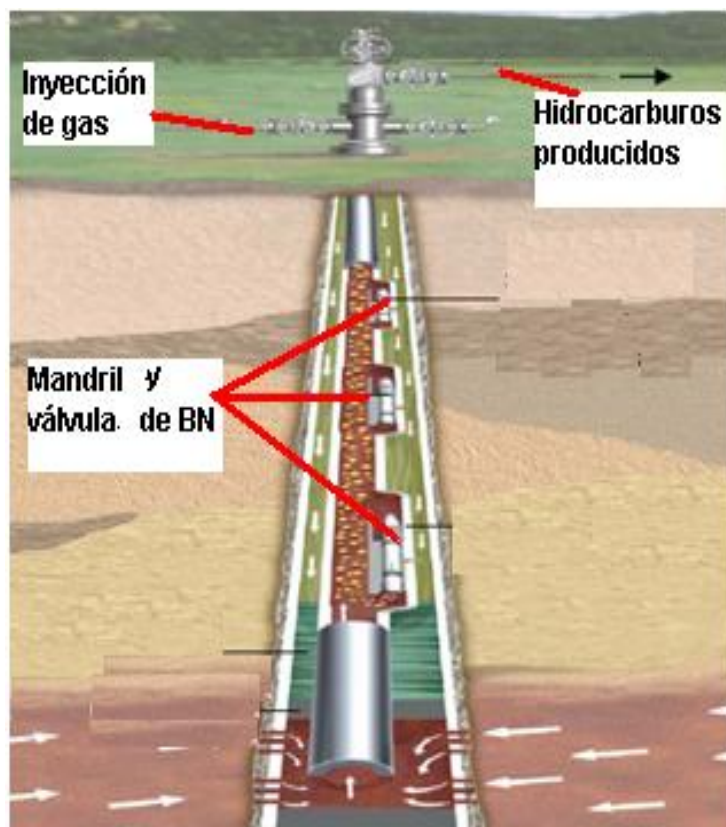


Figura 5.5. Diagrama Bombeo neumático<sup>1</sup>.

En el bombeo neumático continuo, el gas se introduce de manera continua, es decir, un volumen continuo a través del espacio anular a la tubería de producción para aerear o aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión en el fondo permite un abatimiento de presión suficiente en la formación, causando el aumento del gasto de producción. Para realizar esto, se coloca una válvula en el punto más profundo del pozo con la presión disponible del gas inyectado, junto con una válvula reguladora en la superficie.

En el bombeo neumático intermitente, consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas inyecta a alta presión, el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador o interruptor, después, este gas pasa del espacio anular a la tubería de producción por medio de la apertura de una válvula que va insertada en un mandril en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulado dentro de la tubería de producción, es expulsado al exterior en forma de tapón o bache de aceite debido a la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento del líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en la cual la formación productora continúa aportando fluidos al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo.

### **Ventajas del BN.**

- Inversiones bajas en pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa al cambiar las condiciones de producción.
- Adaptables para pozos desviados.
- Su vida útil es mayor que en la de los demás sistemas.
- Las válvulas pueden ser recuperables con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas.

### **Desventajas del BN.**

- Requiere una fuente continua de gas, además de que la fuente de alimentación de gas a alta presión (equipos de compresión grandes).
- Los gastos de producción son reducidos.
- Su eficiencia es muy baja (10- 15%).
- La TR debe soportar altas presiones por gas.

## 5.2. Producción de hidrocarburos pesados con SAP.

La problemática de la explotación de crudo pesado, exige tener sistemas artificiales capaces de llevar los fluidos desde el yacimiento hasta las estaciones de proceso, pero en este caso los fluidos producidos por los yacimientos tienen altas viscosidades y bajas densidades API, lo que dificulta su producción, manejo y refinación. Además, existen yacimientos de crudos pesados que se encuentran costa afuera, lo que representa un reto más para su producción, debido a las bajas temperaturas del lecho marino, y las distancias que deben recorrer los fluidos bajo condiciones extremas, presentándose el riesgo de deposiciones de parafinas, asfaltenos o la formación de hidratos. La problemática presente para la producción de este tipo de crudos, tanto en aguas profundas, someras y en tierra, limita la aplicación de los sistemas artificiales, aún así se han implementado algunos de ellos exitosamente, pero en el caso de los sistemas BEC y BCP, existen documentadas varias aplicaciones en distintos escenarios, ya sea costa fuera o en tierra, por lo que es de gran interés el conocimiento detallado de estos sistemas.

Actualmente más de 100,000 sistemas BEC se encuentran operando en el mundo<sup>5</sup>. La mayoría de los BEC están instalados en campos de crudos pesados en Venezuela, Canadá y E.U.A., además, se ha empezado a introducir su uso en aguas profundas en campos de crudos pesados en Brasil. Se espera que la aplicación del BEC en el mundo aumente en los próximos años al incrementar los requerimientos de aplicación de los SAP. Actualmente el SAP dominante sigue siendo el BM, mientras que el BEC ha pasado a ser el segundo SAP más importante desde su introducción en 1927. Aunque el BCP está en pleno desarrollo, sus bajos costos de operación, y los resultados obtenidos en campos de crudos pesados, lo está llevando a posicionarse como uno de los SAP más rentables en un futuro.

La aplicación del BEC en campos productores de aceite pesados han tenido gran éxito, tal es el caso del campo Jubarte ubicado en el estado de espíritu santo, Brazil. Este campo tiene tirantes de agua de 1000 a 1250 [m] y el aceite producido tiene una densidad de 17 [°API]. Petrobras instaló un sistema BEC en el pozo piloto EWT, los resultados de este pozo fueron satisfactorios donde con una bomba de 900 [HP] se obtuvo un gasto de 5,000 [bbl/d]. El resultado fue tan satisfactorio que en enero de 2006, Petrobras decidió instalar BEC en los cuatro pozos en la FPSO P-34, donde dos de los pozos tenían BN, en uno de los pozos el sistema BEC fue instalado en el fondo marino y el otro en el fondo del pozo. La aplicación de BEC en la FPSO P-34 obtuvo una producción de 60,000 [bls/d] por todos los pozos, esto llevó la decisión de implementar 11 pozos más con BEC para el 2011.

Como parte de aprovechar al máximo los métodos de recuperación mejorada de SAGD y de la inyección cíclica de vapor, desde junio de 2005 en los campos de arenas bituminosas en Alberta Canadá. Se tienen 21 pozos con BEC, donde la eficiencia de la bomba es excelente y se ha tenido un incremento del 20% en la producción, tales han sido los beneficios del BEC que se buscara para el 2011 tener de 100 a 120 pozos que operen con BEC.

Pero el sistema BCP no se ha quedado atrás en obtener resultados satisfactorios en campos de aceites pesados. En el yacimiento diadema en Argentina, de 372 pozos que se encuentran produciendo 245 pozos cuentan con BCP. La producción promedio de cada pozo con BCP es de 9000 [bbl/d], aportando el 85% de la producción total del yacimiento.

Tal ha sido el resultado de estos dos sistemas en campos de aceite pesado que en Venezuela, se implemento la combinación de estos sistemas llamado bombeo de cavidades progresivas activado desde el fondo. Este sistema la particularidad que en la superficie se tienen instalaciones de BEC y que en vez de tener una bomba centrífuga tiene una BCP que es activada por un motor eléctrico.

### **5.3. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) aplicado en hidrocarburos pesados.**

A finales de los años 20s, Rene Moineau desarrolló un concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre con el cual hoy es conocida, *Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)*. La bomba BCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

1. El **rotor metálico**, es la pieza interna conformada por una sola hélice.
2. El **estator**, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero, moldeado en forma de hélice encontradas entre sí.

En 1979 en algunos yacimientos con hidrocarburos viscosos y con alto contenido de arena en Canadá, se comenzó a experimentar con bombas de cavidades progresivas, consiguiendo que muy pronto, las empresas fabricantes comenzaran a realizar importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo y tipos de elastómeros. Con los avances alcanzados hasta ahora, se ha logrado extender el rango de aplicación de los sistemas BCP, entre los cuales se incluyen:

- Producción de hidrocarburos pesados y bitúmenes ( $^{\circ}\text{API}<18$ ) con cortes de arena hasta del 50 %.
- Producción de crudos medios (18-30  $^{\circ}\text{API}$ ) con limitaciones en el porcentaje de  $\text{H}_2\text{S}$ .
- Petróleos ligeros ( $^{\circ}\text{API}>30$ ) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos cortes de agua y altos gastos de producción, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

En los últimos años las bombas de cavidades progresivas han experimentado un incremento gradual como un SAP común. Sin embargo las bombas de cavidades progresivas están en sus principios de aplicación, si son comparadas con los otros SAP que usan bomba subsuperficial, como el BEC y BM.

### 5.3.1. Principio de funcionamiento.

La bomba utilizada en este sistema es de desplazamiento positivo, la cual está constituida por dos partes principales, una estacionaria, llamada estator, y otra rotatoria, llamada rotor. Ambas partes no son concéntricas entre sí y el movimiento del rotor es combinado, por una parte gira sobre su propio eje y además gira alrededor del eje del estator. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí, cuando el rotor gira en el interior del estator, estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión), hasta la zona de descarga de la bomba, generando de esta manera, el desplazamiento del fluido, gracias a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí (figura 5.6).

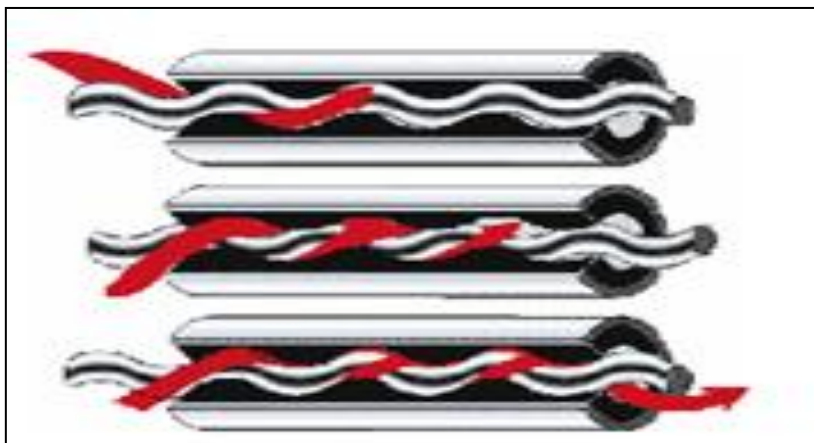


Figura 5.6. Vista lateral del estator y rotor.<sup>3</sup>

La geometría del sello helicoidal formado por el rotor y el estator está definida por distintos parámetros como son: diámetro mayor del rotor (diámetro nominal), diámetro de la sección transversal del rotor, excentricidad del rotor,

paso del estator (longitud de la cavidad = longitud de la etapa), y paso del rotor (figura 5.7).

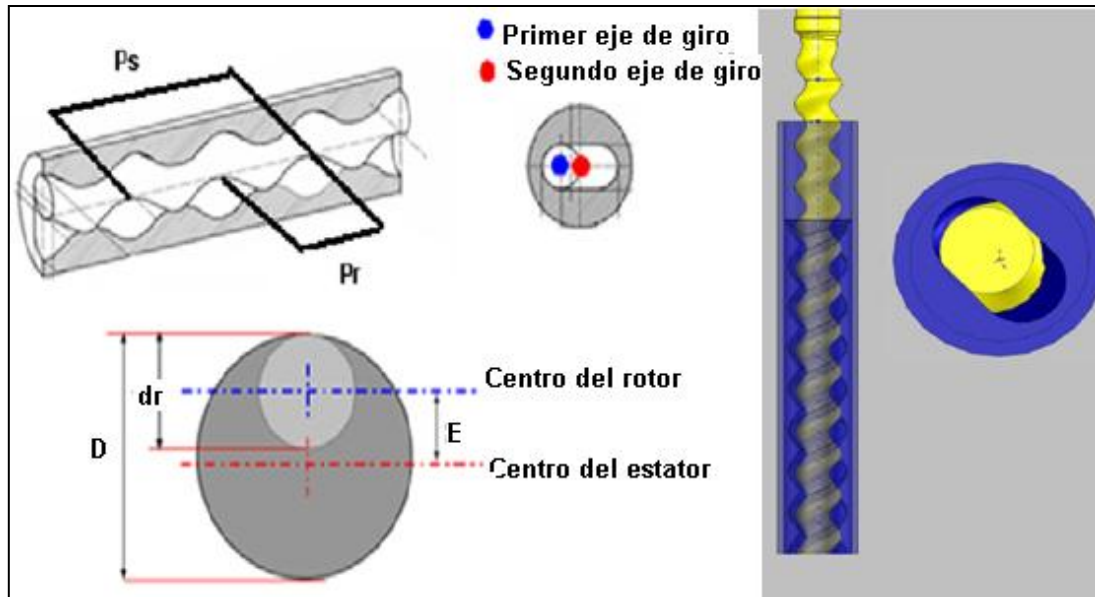


Figura 5.7. Geometría y parámetros del estator y rotor,  $D$ : diámetro mayor del rotor (diámetro nominal);  $d_r$ : diámetro de la sección transversal del rotor;  $E$ : excentricidad del rotor;  $P_s$ : paso del estator (longitud de la cavidad = longitud de la etapa);  $P_r$ : paso del rotor<sup>3</sup>.

Cada ciclo de rotación del rotor produce dos cavidades de fluido. El área transversal de esta cavidad es:

$$A = 4d_r E \quad 5.1$$

Donde:

$A$  = área transversal de la cavidad.

$d_r$  = diámetro de la sección transversal.

$E$  = Excentricidad del rotor.

Cuando el área, y la velocidad de rotación son constantes, el gasto es uniforme. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita, la mínima longitud requerida por la bomba, para crear un efecto de acción de bombeo es un paso ( $P_s$ ), por lo tanto, es una bomba de una etapa. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más. El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad):

$$V = AP_s = 4d_r EP_s \quad 5.2$$

En tanto, el gasto es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación  $N$ :

$$Q = VN = 4d_r EP_s N \quad 5.3$$

La capacidad de la bomba BCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico, mismas que son formadas entre rotor-estator (figura 5.8). Para obtener esas líneas de sello, se requiere una interferencia entre rotor-estator, es decir una compresión entre rotor y estator.



Figura 5.8. Interferencia entre rotor-estator. <sup>3</sup>

### 5.3.2. Requerimientos de Torque y Potencia.

Al transmitir la rotación al rotor, desde la superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido genera un torque, el cual tiene la siguiente expresión:

$$T = \frac{KP}{N} \quad 5.4$$

Donde:

T=Torque.

K= Constante de pasaje de unidades.

P= Potencia Suministrada.

N= velocidad de operación.

El torque total requerido está compuesto de tres variables, como se muestra en la ecuación 5.5.

$$T_{total} = T_{Hidraulico} + T_{fricción} + T_{resistivo} \quad 5.5$$

Donde, cada componente está definido, como sigue:

- Torque hidráulico, está en función de la presión de la boca del pozo y de las caídas de presión.
- Torque por fricción en la bomba, Esta en función de la fricción existente entre rotor y estator. Este parámetro se puede obtener de las mediciones realizadas en las pruebas de la bomba.

- Torque resistivo, Esta en función de la fricción entre varillas y tubería. El máximo torque resistivo está en la boca del pozo.

La potencia suministrada se puede calcular con la siguiente expresión:

$$P_s = \frac{C H H p}{\eta} = \frac{C(Q DP)}{\eta} \quad 5.6$$

Donde:

C= Constante de pasaje de unidades.

Q= Gasto.

DP= diferencia de presión.

HHP= Potencia Hidráulica.

$\eta$ = Rendimiento energético

### 5.3.3. Componentes de un sistema BCP.

El sistema BCP, está constituido por equipo superficial, y por equipo subsuperficial. Una vez que fueron obtenidos los parámetros de operación necesarios para accionar el equipo de subsuelo, es necesario dimensionar correctamente los equipos de superficie, para que sean capaces de proveer la energía requerida por el sistema. Esto significa que deben ser capaces de:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo.
- Entregar el torque requerido en el vástago.
- Rotar el vástago a la velocidad requerida.
- Prevenir la fuga de fluidos en la superficie.

#### 5.3.3.1. Equipo superficial.

Como parte del sistema BCP, se requiere colocar un equipo superficial para controlar el funcionamiento del sistema. El equipo superficial consiste de un pequeño cabezal de rotación y un motor eléctrico de bajo poder, donde el cabezal alberga a la caja de cambios, un sistema de frenado y un eje impulsor o varilla pulida (figura 5.9).

**Cabezal de rotación.** Este es un equipo de accionamiento mecánico, que es instalado en la superficie directamente sobre la cabeza del pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes, los cuales soportan la carga axial del sistema; un sistema de freno (mecánico o hidráulico), que puede estar integrado a la estructura del cabezal, o ser un dispositivo externo; y un ensamblaje de instalación, que incluye el sistema de empaque, para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Además, algunos



cabezales incluyen un sistema de caja reductora, mismo que es accionado por engranes mecánicos o poleas y correas.

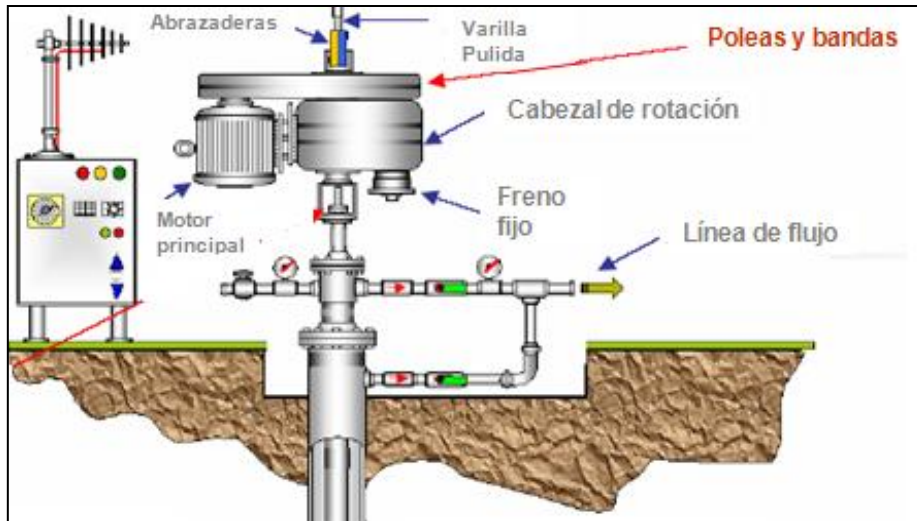


Figura 5.9. Equipo superficial del sistema BCP<sup>1</sup>.

**Motor.** El motor es el equipo que proporciona el movimiento mecánico a la sarta de varillas, para accionar la bomba y permitir así la producción del pozo. En casi todas las aplicaciones del sistema BCP se utilizan dos tipos de motores, eléctricos o de combustión interna, la elección de cualquiera de los dos está en función de la ubicación del pozo, si es difícil llevar la energía eléctrica, o no (figura 5.10).

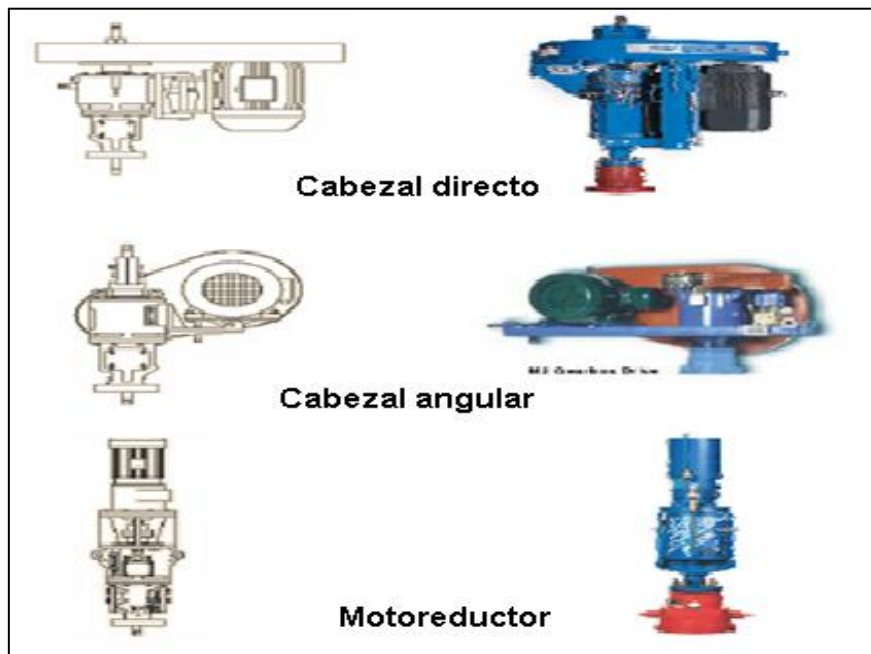


Figura 5.10. Tipos de cabezal de rotación<sup>3</sup>.

**Estopero.** Es el equipo que permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide la fuga de fluidos a la superficie.

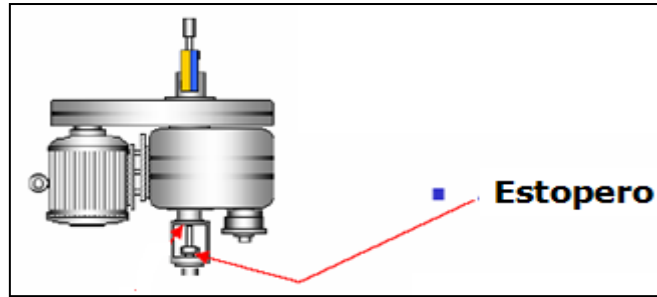


Figura 5.11. Ubicación del estopero en el equipo superficial<sup>1</sup>.

**Varilla pulida.** Es el accesorio que permite conectar la sarta de varillas a la caja de engranes.

**Reductor de engranes.** Es el sistema de transmisión de potencia, y sirve para transferir la energía desde el motor, hasta el cabezal de rotación. Existen tres tipos de sistema de transmisión:

- Sistema de poleas y correas.
- Sistema de transmisión a engranajes.
- Sistema de transmisión hidráulica.

En la mayoría de las aplicaciones donde es necesario operar sistemas a velocidades menores a 150 [rpm], es usual utilizar cabezales con caja reductora interna (de engranaje), con un sistema alternativo de transmisión, como correas y poleas. Esto se hace con el fin de no forzar al motor a trabajar a muy bajas revoluciones por minuto, lo que traería como resultado la falla del mismo a corto plazo, debido a la insuficiente disipación de calor.

La relación de transmisión con poleas y correas debe ser determinada dependiendo del tipo de cabezal seleccionado, además de la potencia y torque que se deba transmitir a las varillas de bombeo (figura 5.12). En el caso de los cabezales sin cajas reductoras, o directos, la relación es directa, y viene determinada por la velocidad del motor y la velocidad requerida por el sistema. En el caso de cabezales con caja reductora interna, debe considerarse la relación de la caja de engranajes para establecer la relación de transmisión total.

La relación total de transmisión ( $R_{total}$ ) puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$R_T = R_g R_p \quad 5.7$$

Donde:

$R_g$ = Relación de la caja reductora interna del cabezal.

$R_p$ = Relación de diámetros de poleas.

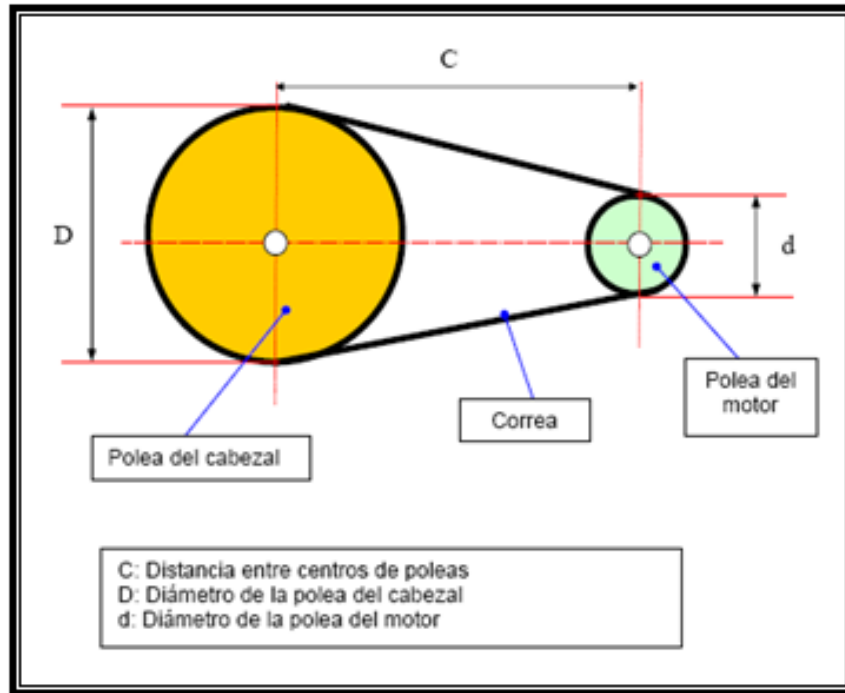


Figura 5.12. Diagrama de las poleas del sistema<sup>3</sup>.

En el caso de cabezales sin cajas reductoras (Directos), se asume una relación de 1:1, por lo que la relación total será igual a la relación de poleas. La relación de poleas se define como:

$$R_p = \frac{D}{d} \quad 5.8$$

La relación de velocidades de rotación entre el eje del motor y el vástago pulido, es inversamente proporcional a la relación total de transmisión, por lo que se tiene:

$$R_T = R_g \frac{D}{d} = \frac{N_{\text{motor}}}{N_{\text{vástago}}} \quad 5.9$$

Para un cabezal directo ( $R_g = 1$ ).

$$R_T = \frac{D}{d} = \frac{N_{\text{motor}}}{N_{\text{vástago}}} \quad 5.10$$

Donde:

$N_{\text{motor}}$ =Velocidad del motor (rpm).

$N_{\text{vástago}}$ = Velocidad de operación del sistema (rpm).

El torque mantiene una relación directamente proporcional con respecto a la relación de transmisión total. Por lo que, es necesario seleccionar un motor que tenga la capacidad de entregar el torque tal, que al multiplicarlo por la relación de transmisión, se obtenga el torque requerido por el sistema.

$$R_T = R_g \frac{D}{d} = \frac{T_{\text{vástago}}}{T_{\text{motor}}} \quad 5.11$$

Donde:

$T_{\text{motor}}$  = Torque entregado por el motor (lbxft o Nxm).

$T_{\text{Vástago}}$  = Torque requerido por el sistema (lbxft o Nxm).

**Sistema de frenado.** Es el sistema que proporciona el paro, o frenado en el BCP, el cual es obtenido por una marcha inversa, llamada “Back-Spin”. Cuando un sistema BCP está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de torsión sobre las varillas, y si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas de bombeo libera esa energía girando en forma inversa para liberar torsión. Adicionalmente, a esta rotación inversa se le suma la energía producida debido a la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular, en el momento de la parada. Durante ese proceso de Back-Spin, se pueden alcanzar velocidades de rotación muy altas. Al perder el control del Back-Spin, las altas velocidades pueden causar severos daños al equipo de superficie, desenrosque de la sarta de varillas y hasta la rotura violenta de la polea del cabezal.

De los frenos utilizados comúnmente en la industria se destacan dos tipos, los cuales son:

- Freno de accionamiento por fricción. Compuesto tradicionalmente de un sistema de disco y pastillas de fricción, accionadas hidráulicamente o mecánicamente cuando se ejecuta el Back-Spin. La mayoría de estos sistemas son instalados externamente al cuerpo del cabezal, con el disco acoplado al eje rotatorio, el cual es ajustado al eje del cabezal. Este tipo de freno es utilizado generalmente para potencias transmitidas menores a 75 [HP].
- Freno de accionamiento Hidráulico. Es muy utilizado debido a su mayor eficiencia de acción. Es un sistema integrado al cuerpo del cabezal que consiste en un plato rotatorio adaptado al eje del cabezal, que gira libremente en el sentido de las manecillas del reloj. Al efectuar el Back-Spin, el plato acciona un mecanismo hidráulico que genera resistencia al movimiento inverso, lo que permite que se reduzca considerablemente la velocidad y se disipe la energía acumulada. Dependiendo del diseño del cabezal, este mecanismo hidráulico puede accionarse con las de válvula de drenaje, embragues mecánicos, etc.

### 5.3.3.2. Equipo subsuperficial.

El equipo subsuperficial está compuesto por la bomba de cavidades progresivas, pin de paro, sarta de varillas, centralizadores y niples. En conjunto

proporcionan el medio de transferencia de energía a los fluidos del pozo, y es importante el conocimiento de los mismos.

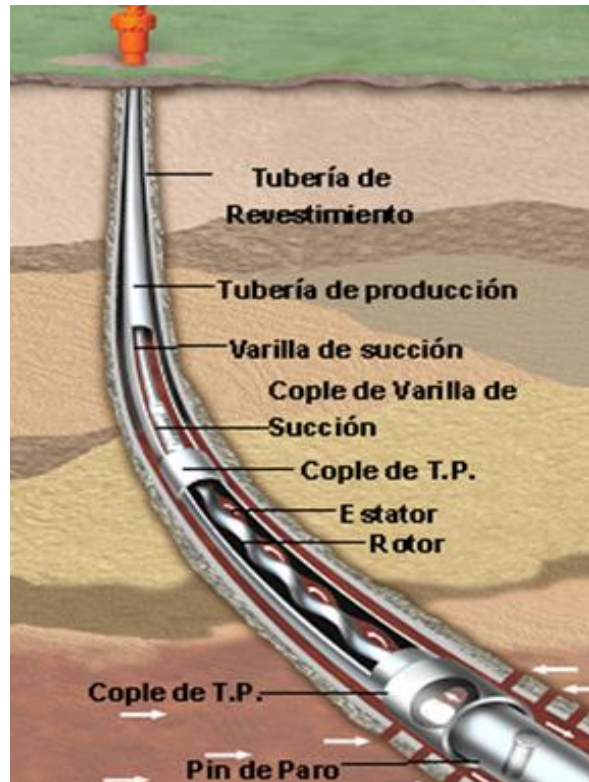


Figura 5.13. Diagrama del equipo subsuperficial del BCP<sup>1</sup>.

**Bomba de cavidades progresivas.** Su principal función es adicionar a los fluidos del pozo la energía necesaria para poder llegar a la superficie, a una presión suficiente en la cabeza del pozo. La bomba es de desplazamiento positivo debido a que el flujo pasa por la sección transversal de la cavidad, y es constante en cualquier posición del rotor.

Las bombas de cavidades progresivas se pueden clasificar por su tipo de instalación, en insertables y tubulares:

- Insertables. El estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera que ofrecen un solo accesorio. Este se baja con la sarta de varillas hasta que se conecta al niple de asiento instalado en la tubería de producción.
- Tubulares. El rotor y el estator son elementos totalmente independientes uno del otro. El estator se baja al pozo conectado a la TP y el rotor es bajado con la sarta de varillas.

Existen distintas geometrías de bombas, como se muestra en la figura 5.14, mismas que están relacionadas directamente con el número de lóbulos del estator y rotor.

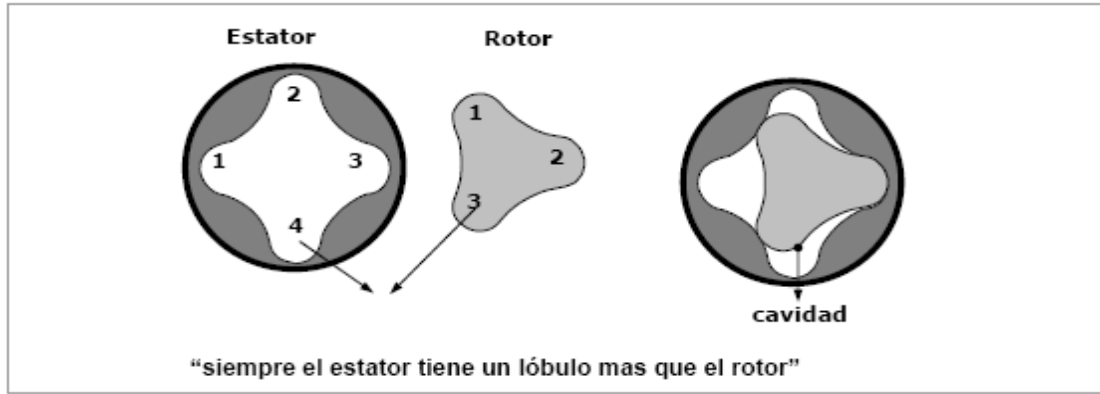


Figura 5.14. Geometrías formadas por el rotor y estator<sup>3</sup>.

La relación entre el número de lóbulos del rotor, y el número de lóbulos del estator, permite definir la siguiente nomenclatura para las geometrías:

Nº de lóbulos del rotor **3** }  
 Nº de lóbulos del estator **4** } Geometría 3:4

Por lo tanto esta relación permite clasificar a las bombas BCP en dos grandes grupos: simple lóbulos, que es la geometría con relación 1:2; y las multilóbulos, que comprenden las bombas con relaciones 2:3, 3:4, etc. (figura 5.15).

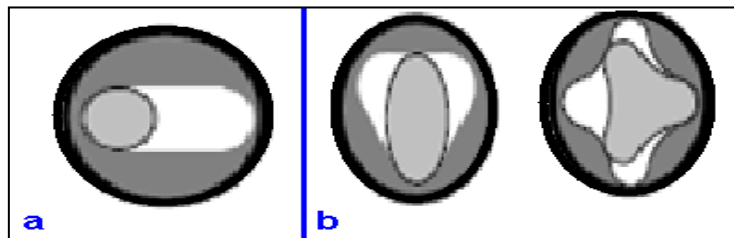


Figura 5.15. a) Geometría con relación 1:2, b) geometrías 2:3 y 3:4.<sup>3</sup>

La presión desarrollada dentro de la bomba depende básicamente de dos factores:

- Número de líneas de sello (etapas).
- Interferencia o compresión entre rotor y estator.

La mayor o menor interferencia, o compresión entre rotor y estator se puede lograr variando el diámetro nominal del rotor. A su vez, la expansión del elastómero durante el proceso de producción hace que la interferencia aumente, lo cual se deberá tener en cuenta para elegir la mejor combinación entre rotor y estator. Dicha expansión del elastómero se puede dar por:

- Expansión térmica (por la temperatura del fondo de pozo o debido a la energía térmica generada por deformación cíclica-Histéresis).

- Expansión química.

La cantidad de veces que la línea de sellos se repite, define el número de etapas de la bomba. Cada etapa está diseñada para soportar una determinada presión diferencial, por lo tanto a mayor número de etapas, mayor es la capacidad para vencer una diferencial de presión. Se pueden presentar distintas combinaciones que afectan la distribución de la presión dentro de la bomba.

**Rotor.** Es un elemento de la bomba que tiene forma de tornillo sin fin, se conecta a la sarta de varillas, las cuales transmiten el movimiento rotatorio desde la superficie. El rotor se construye de acero de alta resistencia, el diámetro final del rotor es función del posible hinchamiento del elastómero, que está ligado a la presión, temperatura y propiedades de los fluidos producidos.

**Estató.** Es un elemento de la bomba que consiste en un tubo de acero con cuerpo de elastómero pegado internamente. Su fabricación consiste en la inyección del elastómero al tubo. Como primer paso se recubre la superficie interna del estató con un adhesivo, y posteriormente se inyecta el polímero a alta presión y temperatura.

**Elastómero.** Es un material el cual es la base del sistema BCP, en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estató, y del cual si se hace una correcta determinación de su interferencia con el rotor, se puede hacer que la vida útil de la bomba incremente. Además, de acuerdo a las condiciones del pozo (temperatura, contenido de aromáticos, porcentaje de agua, etc.), se debe tomar en cuenta el tipo de material a utilizar en el sistema, para una mayor resistencia, por ende mayor durabilidad del elastómero, y de la bomba.

Algunas de las características que debe tener el elastómero son:

- Resistencia a la fatiga: (hasta 500.000.000 de ciclos acumulados de deformación cíclica).
- Elasticidad: Fuerza necesaria por unidad de superficie para estirar una unidad de longitud.
- Dureza: fuerza requerida para deformar la superficie del elastómero
- Resistencia al corte: fuerza necesaria para cortar la muestra en condiciones ASTM.
- Resistencia al desgarramiento: Resistencia a la abrasión:
- Resiliencia: velocidad para volver a la forma original, para poder volver a sellar las cavidades.
- Permeabilidad: para evitar la descompresión explosiva, en paros de producción de pozos con gas libre en la succión de la bomba.

Para las diferentes aplicaciones del sistema BCP existen tres tipos de materiales, de los que pueden ser fabricados los elastómeros:

- Elastómero de Nitrilo (NBR), el cual está conformado por cadenas copolímeras de butadieno y acrilonitrilo (ACN). La adición del ACN incrementa la resistencia a la degradación a causa del contacto con fluidos “polares” tales como el aceite. El butadieno posee un doble enlace tenso de carbono, que favorece las reacciones químicas, lo que permite la agregación de aditivos, los cuales mejoran sus propiedades. Este proceso de agregación se da en la vulcanización, los aditivos se mezclan mecánicamente, luego se moldea y vulcaniza la mezcla para acelerar el proceso de formación de los enlaces. Se utilizan más de una docena de aditivos en cada compuesto específico, tales como azufre que provee enlaces, reductores de fricción etc. A mayor porcentaje de ACN mayor resistencia a los Aromáticos y al CO<sub>2</sub>, y a mayor porcentaje de carbono mayor resistencia mecánica. Este material presenta una baja resistencia al H<sub>2</sub>S, ya que continua con el vulcanizado, y también al agua caliente, además de ser un material Oleófilo, es decir, que tiende a absorber petróleo.
- Elastómero de Nitrílico hidrogenado (HNBR). Simplemente la hidratación del nitrilo para tener una mayor saturación de H<sub>2</sub>. Este proceso reduce el número de enlaces dobles resultando en un polímero más resistente a la degradación química y por temperatura. Presenta buena resistencia al H<sub>2</sub>S, debido a que el hidrógeno satura el triple enlace del ACN; muy buena resistencia a la temperatura; propiedades mecánicas medias; descompresión explosiva pobre; baja resistencia a los Aromáticos y al CO<sub>2</sub>; muy baja resistencia al agua caliente.
- Elastómero de Fluorocarbono (FKM). Es un material extremadamente resistente a la degradación química y la temperatura, tiene excelente resistencia a los aromáticos y al CO<sub>2</sub>; excelente resistencia a la temperatura; buena resistencia al H<sub>2</sub>S; poca resistencia a la abrasión; propiedades mecánicas medias; su descompresión explosiva es pobre; tiene muy baja resistencia al agua caliente; es difícil de moldear para BCP; y actualmente es solo moldeable en bombas de paso largo.

**Niple de paro.** Es un tubo de pequeña longitud, el cual se instala bajo el estator y cuyas funciones principales son: servir de punto de tope al rotor, e impide que el rotor y varilla lleguen al fondo del pozo en caso de producirse una rotura.

**Sarta de varillas.** Es un equipo utilizado para transmitir el movimiento rotatorio desde los equipos de superficie, al rotor de la bomba. Está diseñada para



soportar las cargas mecánicas e hidráulicas del sistema, y son clasificadas en dos grupos: varillas que cumplen con las normas API, y varillas que no cumplen con las normas API. Las varillas que cumplen con las normas API, son fabricadas conforme a la norma API 11B, cuyo diseño y especificaciones fueron definidos para trabajar únicamente con bajas cargas de tracción.

\*Torques máximos de trabajo en (lb / ft).

Grado	C	K	D carbón	D aleación
Acero	<b>1530 M</b>	<b>4621 M</b>	<b>1530 M</b>	<b>4142 M</b>
Ambiente	no corrosivos	Ambientes corrosivos donde se recomienda el uso de inhibidores	no corrosivos o con inhibidores efectivos	no corrosivos o con inhibidores efectivos
<b>5/8"</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>200</b>	<b>200</b>
<b>3/4"</b>	<b>240</b>	<b>240</b>	<b>340</b>	<b>340</b>
<b>7/8"</b>	<b>380</b>	<b>380</b>	<b>540</b>	<b>540</b>
<b>7/8" pin</b>	<b>380</b>	<b>380</b>	<b>540</b>	<b>540</b>
<b>1"</b>	<b>570</b>	<b>570</b>		

Tabla 5.1. Varillas API para BCP<sup>16</sup>.

Las varillas que no cumplen con las normas API, están divididas en tres grupos: varillas convencionales, que son las mismas que se utilizan en el sistema de bombeo mecánico y se utilizan para aplicaciones de alto torque; Varillas huecas, las cuales están diseñadas para operaciones con altos torques en fluidos no corrosivos. Contienen una unión que reduce la fricción entre la tubería y la sarta de varillas, disminuyendo turbulencias, además de desgaste en sus componentes. Una de las alternativas que presenta la varilla hueca es la de inyectar por el interior de la misma un diluyente, que es utilizado de manera conjunta con el bombeo de crudo pesado y extra pesado. Esto mejora la eficiencia de la inyección y reduce en gran medida la complejidad de las instalaciones gracias a la eliminación de tubería de inyección; por último, la varilla continua o tubería flexible, la cual es una tubería continua y flexible que no tiene conexiones como las varillas convencionales, solo contienen dos coples para conectarse a la bomba y con la varilla pulida.

**Accesorios.** Con el fin de evitar problemas en el sistema y de ayudar su rendimiento se instalan algunos accesorios que pueden ser parte de la instalación típica, o simplemente complementos para aplicaciones especiales como:

- **Centralizador.** Puede ser un componente adicional, sin embargo, tiene un uso especial para proteger las partes del sistema. Empleado en la

tubería con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez para centralizar la bomba dentro de la tubería de producción.

- **Niple de asiento.** Es una pequeña unión sustituta, que se instala en la tubería de producción y permite fijar la bomba a la profundidad deseada, permitiendo realizar una prueba de presión. En bombas insertables el mecanismo de anclaje es mediante un mandril, evitando en un futuro el movimiento de la tubería de producción al momento de cambiar el sistema de extracción (figura 5.16).

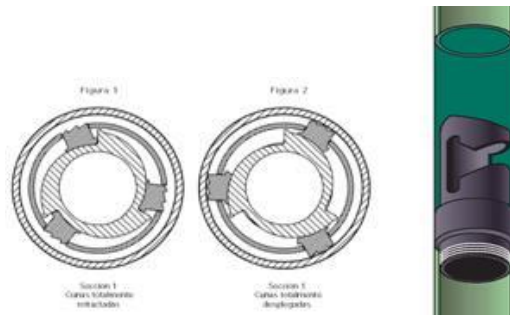


Figura 5.16. Vista lateral y frontal del niple asiento<sup>3</sup>.

- **Niple de drenaje.** Se utiliza para desalojar los fluidos de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotar de la bomba. La mayoría, se activa aplicando presión interna a la tubería de producción.
- **Ancla antitorque.** Este equipo se conecta debajo del niple de paro y se fija a la tubería de revestimiento mediante cuñas verticales. Al aplicar torque, se consigue que las cuñas se aferren al tubo impidiendo el giro de estator (figura 5.17).



Figura 5.17. Ancla antitorque<sup>3</sup>.

- **Separadores de gas.** Es un equipo que sirve para separar la fase líquida de la gaseosa, haciendo que los fluidos pesados se dirijan hacia las paredes exteriores, dejando así que el gas libre migre hacia el centro de la cámara de separación. Los fluidos líquidos son enviados a la bomba y el gas es venteado al espacio anular, como el H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y los aromáticos vienen generalmente relacionados con el gas libre, el uso de los separadores de gas surge como una alternativa indirecta para evitar que estos elementos fluyan a través de la bomba, por lo que se

recomienda el uso de este equipo en casos en los que el volumen de gas libre es considerable

#### 5.3.4. Aplicación del sistema BCP en un campo de hidrocarburos pesados.

El sistema BCP, en las últimas décadas, ha demostrado ser un exitoso y confiable SAP para yacimientos con hidrocarburos pesados. Desde 1995, en el área de Cerro Negro, dentro de la Faja de Orinoco, Venezuela, las unidades BCP, han sido los sistemas artificiales tradicionales para pozos verticales y desviados, con gastos de producción que van de 200 a 600 [bls/d] de aceite extrapesado, con una densidad de 8 [°API] y viscosidades de 2000 [cp], y a temperaturas en el yacimiento de hasta 133 [°F]. Todavía en años más recientes, los sistemas BCP, son utilizados en el área de Cerro Negro para producir aceite extrapesado a altos gastos.

La tecnología de levantamiento artificial híbrido, bombeo en cavidades progresivas impulsado desde el fondo, es un sistema que combina características de los sistemas BEC y BCP. Ha sido evaluada recientemente, y tuvo éxito para explotar reservas de aceite extrapesado, con un montaje que incluyó un medidor multisensorial, para obtener las presiones de fondo de pozo, las temperaturas, y la vibración del sistema; además de un filtro de corriente de energía; un motor de 4 polos; un protector; una caja de engranajes 4:1; y la bomba de cavidades progresivas. El diseño funcional de la BCP no convencional facilita el manejo de fluidos viscosos y abrasivos, incrementa el gasto y disminuye los costos operativos. Las ventajas de esta aplicación también incluyen la completa eliminación de la TP, mediante la supresión de la sarta de varillas. Incluso posee una alta capacidad de torque, un menor mantenimiento superficial, una menor carga y requerimientos de potencia, así como menores pérdidas por fricción.

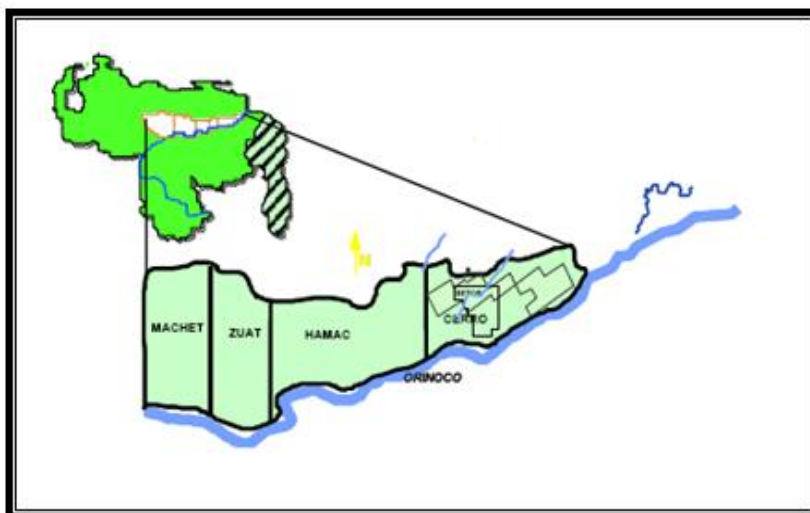


Figura 5.18. Localización del campo Cerro Negro<sup>4</sup>.

**Ubicación del campo.** La Faja del Orinoco se localiza en el lado norte del bajo Orinoco, en Venezuela, como se muestra en la figura 5.18. Esta cubre un área de aproximadamente 33, 553,270 [m<sup>2</sup>], y contiene los yacimientos más grandes de aceite extrapesado del país, estimados en  $1.2 \times 10^{12}$  [bls] de aceite de reserva original. El área de Cerro Negro constituye una parte de la Faja del Orinoco, la cual cubre 112,650 [m<sup>2</sup>], con un volumen original de aceite de  $18.5 \times 10^9$  [bls] de aceite extrapesado. El aceite extrapesado que está siendo producido actualmente en el área, posee valores de densidad relativa que van desde 6 hasta 10 [°API], con un valor promedio de 8.5 [°API] y viscosidades de 2000-5000 [cp], con una temperatura en el yacimiento de 130 [°F].

Para ser capaz de explotar económicamente las amplias reservas de aceite extrapesado, las implementaciones de tecnología de perforación y producción han sido significativas en los últimos 10 años, particularmente en el uso de pozos horizontales y sistema artificiales de producción, conllevando a nuevos objetivos de producción que han llegado a ser de 2000 [bls/d] por pozo, comparados con 200 [bpd] que eran extraídos originalmente.

Los pozos con un potencial productivo por encima de 1000 [bls/d], son terminados ya sea con BEC o con BCP convencional, surgiendo la opción de utilizar las ventajas de ambos sistemas de producción, es decir del BEC y el BCP, para reducir el costo de producción. El sistema BCP no convencional fue evaluado para la producción de aceites extrapesados.

#### 5.3.4.1. Descripción del Yacimiento.

El yacimiento de interés en el área de Cerro Negro, consiste en una arenisca no consolidada, que presenta intercalaciones moderadas de lutitas, y está saturada con aceite extrapesado, además los mecanismos de empuje dominantes en el yacimiento son: la expansión del sistema roca-fluidos y el empuje por gas disuelto liberado. Las propiedades más relevantes del yacimiento se muestran en la tabla 5.2.

Profundidad [m]	1000-1200
Presión del yacimiento [lb/pg <sup>2</sup> ]	1,126
Temperatura del yacimiento [°F]	133
°API	7.4-8.5
Relación de solución gas/aceite [pie <sup>3</sup> /bl]	86
Factor de volumen de aceite[bls/bl]	1.0847
Viscosidad [cp]	5,500
Porosidad	32%
Permeabilidad [Darcy]	12
Saturación inicial del agua	18%

Tabla 5.2. Características del yacimiento en Cerro Negro<sup>4</sup>.

### 5.3.4.2. Diseño de la Transmisión de una BCP convencional.

El primer BCP de altos gastos fue instalado a finales de 1998, en el pozo horizontal CD-38 de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). Este pozo posee una sección tangencial con una longitud de 150 [pie], y una inclinación de 60° (Figura 5.19). Fue ajustado con una TR superficial de 9 5/8" y un liner anclado de 7", para terminar la sección horizontal de 822 [m]. El sistema BCP instalado en este pozo poseía las siguientes características.

- Bomba: capacidad nominal de 6.16 [bpd/rpm], y una cabeza de 5200 [pie].
- Varillas: 1 1/4" x 25 [ft] para perforaciones de diámetro reducido.
- Sensor de presión de fondo para medir la presión (Pi) y la temperatura (Ti) en la entrada.
- Tubería de producción: 5 1/2".
- Transmisión/impulso superior: 2 motores de 75 y 150 [hp].
- Transmisor de velocidad variable: 150 [hp].

Se implementaron veinte instalaciones en el área con el diseño antes mencionado entre 1998 y 2005. Los gastos oscilaban entre 800 y 1500 [bl/d] con presiones a la entrada de la bomba de 500 [lb/pg<sup>2</sup>], y se mantenía un gasto alto y constante.

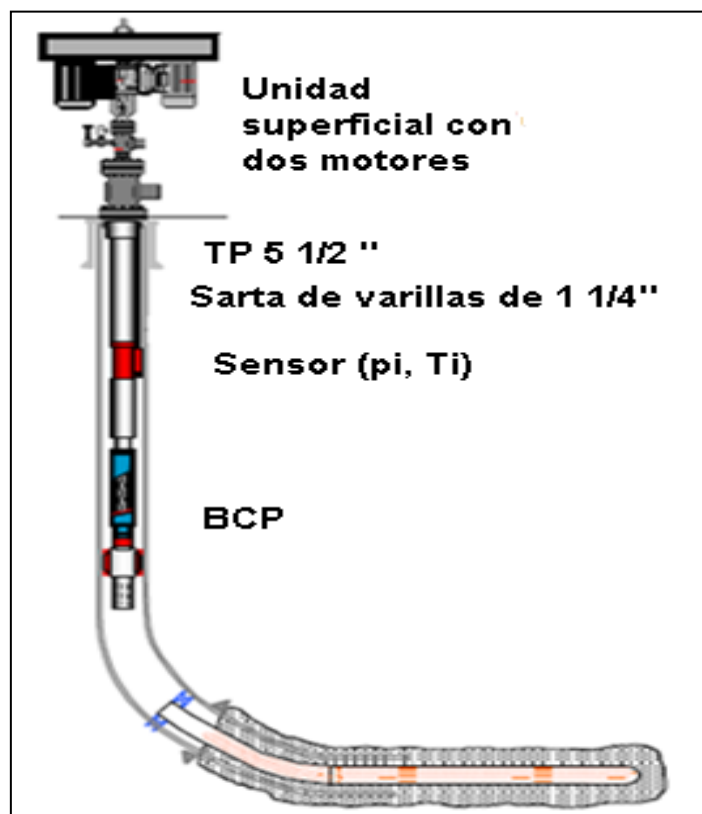


Figura 5.19. Diagrama de BCP instalado en Cerro Negro<sup>4</sup>.

### 5.3.4.3. Prueba de la BCP no convencional.

Para probar la rentabilidad de las BCP no convencionales en la producción de aceites extrapesados en la Faja del Orinoco, fueron realizadas pruebas extensivas en el pozo horizontal CIB-0257.

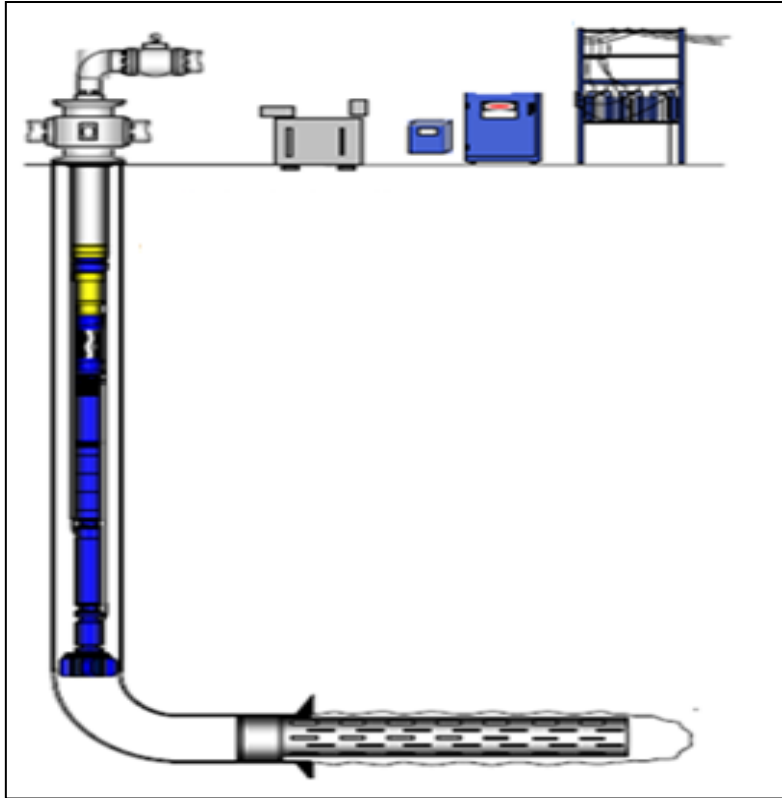
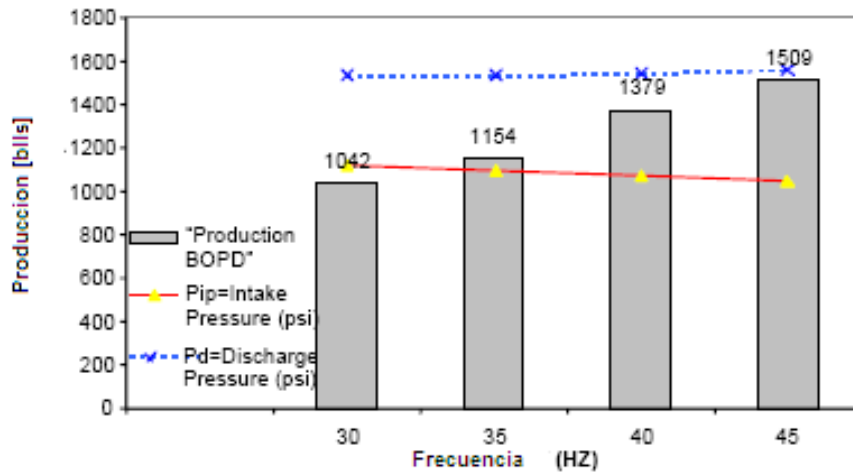


Figura 5.20. Diagrama esquemático del BCP implementado<sup>4</sup>.

La BCP no convencional fue probada a diferentes frecuencias de operación, en un rango de 25-45 [Hz]. Con la ayuda de un medidor de flujo multifásico, diferentes variables fueron adquiridas durante la prueba, incluyendo los gastos, los parámetros eléctricos, las presiones y las temperaturas. La gráfica 5.1 muestra la producción de aceite, la presión de admisión, y una presión de descarga en función de la frecuencia de operación de la bomba. La frecuencia se incrementó gradualmente de 30 [Hz] a 45 [Hz], en donde la producción máxima de aceite fue registrada de 1509 [bl/d], con presiones de admisión y descarga de 1046 [lb/pg<sup>2</sup>] y 1558 [psi], respectivamente.

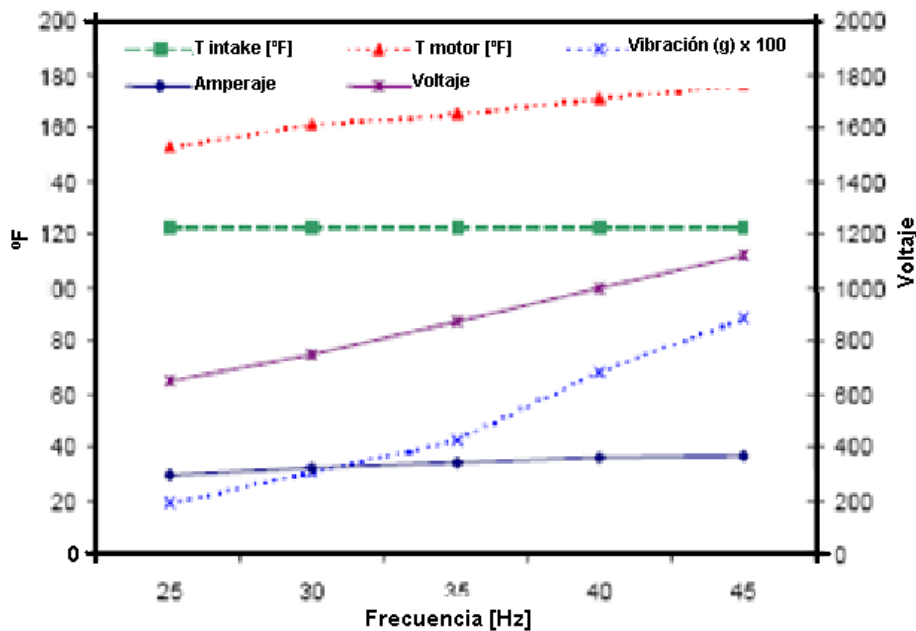
La gráfica 5.2 muestra el comportamiento de las variables eléctricas, las temperaturas de fondo y la vibración, en función de la frecuencia de bombeo. Las variables eléctricas a 45 [Hz], tuvieron valores de 36.6 [A], y 1120 [V], con una temperatura en la entrada de 120 [°F]. La medición de la temperatura del motor, fue crítica para el enfriamiento del motor, debido a que esta era la primera vez que la temperatura del motor era medida, el motor era de 4 polos, y se tenía el objetivo era no exceder una temperatura máxima de operación de

240 [°F]. En esta aplicación, la temperatura máxima del motor a 45 [Hz] fue de 176 [°F].



Gráfica 5.1. Producción contra frecuencia, en el pozo CIB-0257<sup>4</sup>.

Otro parámetro de fondo, que fue medido por primera vez en un sistema BCP no convencional, fue la vibración del sistema, la cual también es mostrada en la gráfica 5.2. La medición de la vibración, puede tener aplicaciones como: proveer una indicación de la salud del sistema en el fondo y para diagnosticar una gran variedad de problemas operacionales.



Gráfica 5.2. Gráfica de parámetros de medición contra frecuencia<sup>4</sup>.

Dado que no hay varillas, la BCP no convencional puede operar con una menor potencia (70 [hp]), por diseño para arrancar el pozo, comparando este valor con el utilizado en un sistema BCP típico se tiene una diferencia de cerca del 50%, ya que el sistema BCP convencional de 150 [hp], debido a la presencia de la sarta de varillas.

#### **5.3.4.4. Ventajas del uso de un sistema BCP no convencional.**

En esta aplicación implementada en Venezuela, se demostró que el sistema BCP no convencional es una alternativa efectiva para producir aceites extrapesados, debido a que se logró una producción adicional de aceite del 9%, con respecto a un sistema BCP convencional, además, la eficiencia volumétrica en términos de [bpd/rpm] fue un 7% más alta con la BCP impulsada desde el fondo. Dado que la presión de descarga en una BCP impulsada desde el fondo es 19% menor, se prolonga la vida productiva del sistema de fondo. Otra de las ventajas encontradas es que debido al calor generado por el motor de fondo, se logró reducir la viscosidad del aceite en un 55%, lo cual es un porcentaje muy bueno, ya que además se está mejorando la movilidad el fluido, con esta transferencia de calor. También se encontró que la potencia requerida en la BCP no convencional, para el arranque fue 53% menor. Por lo que se puede decir que el sistema BCP no convencional, evaluado en el área de Cerro Negro, puede ser un optimo sistema a utilizarse en la producción de aceites extrapesados, y en este caso fueron alcanzados gastos que iban de 1000 a 1500 [bls/d].

#### **5.4. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) aplicado en hidrocarburos pesados.**

En 1911, el ruso Armais Arutunof invento el motor eléctrico y la bomba sumergible, además, construyó e instaló el primer BEC en un pozo de petróleo, en el campo El Dorado, cerca de Burns, Kansas. La noticia de su éxito creó un gran revuelo en la industria petrolera.

El bombeo electrocentrífugo sumergido, desde sus primeras aplicaciones en pozos petroleros en 1929, ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente, y económico, comparado con otros métodos. Un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento. Las altas RGA, temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación corrosivo, son factores que influyen negativamente sobre la eficiencia de este sistema.

Este sistema es muy versátil, puede ser utilizado en operaciones de inyección, impulsión de fluidos, desde aplicaciones en pozos con altos cortes de agua hasta su uso en complejos costa fuera. En los últimos años se ha empezado a usar para la producción de crudos pesados, normalmente asistido con inyección de diluyentes, además, este sistema puede ser implementado en pozos verticales u horizontales, con profundidades de hasta 15,000 [pie] y 250 [°F], y rangos de producción que van desde los 100 [bls/d] hasta los 100,000 [bls/d]



Entre sus características únicas se encuentra su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido a grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo. Los nuevos resultados en cuestión de desempeño y resistencia están ampliando el rango de aplicaciones, además los avances en materia de diseño y fabricación están dando una mayor flexibilidad del sistema, para ambientes hostiles en los pozos (presencia de sólidos, fluidos corrosivos, etc.). Estos sistemas han sido adaptados para prestar servicios a mayor profundidad, incrementando su capacidad de tratamiento del gas, y volviéndolos más resistentes a la presencia de sólidos y a los elementos abrasivos.

Una unidad típica BEC está constituida en el fondo por: motor eléctrico, protector, separador de gas, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Los componentes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control, transformador, caja de venteo y variador de frecuencia (figura 5.21).

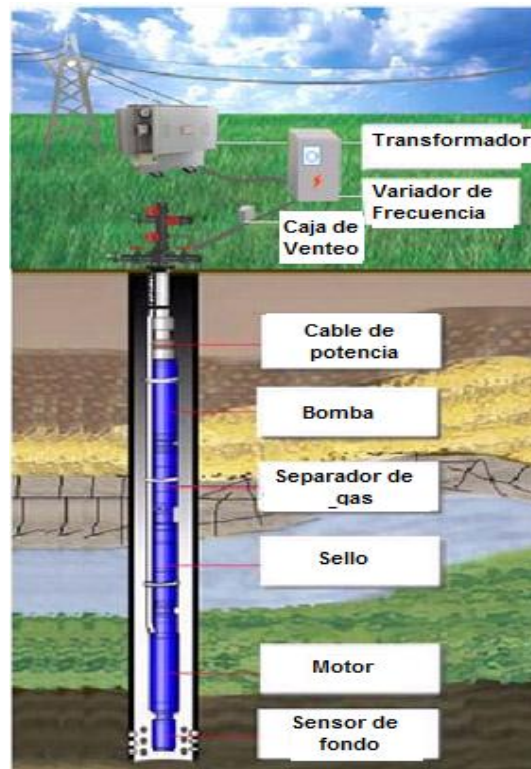


Figura 5.21. Configuración típica de un sistema de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible<sup>7</sup>.

#### 5.4.1. Principio de funcionamiento y componentes del BEC.

Se basa en el principio de centrifugación de fluidos. Un estator gira a alta velocidad y expulsa el fluido hacia la periferia del rotor, donde es ingresado en una tubería que lo descarga. Este tipo de bombas tienen varias etapas de centrifugación, es decir, no es un solo rotor, sino que son varios colocados en forma sucesiva, uno sobre otro y alimentándose entre ellos para ganar mayor presión. El principio básico de diseño y operación de los motores de los

equipos BEC, son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie, ya que son de inducción, trifásicos, tipo jaula de ardilla, y con dos polos de inducción.

El sistema BEC consta de varios componentes principales incluyendo equipos de fondo y equipos de superficie. Los equipos de fondo consisten básicamente de una bomba centrífuga multietapas, cuyo eje está conectado a un motor eléctrico sumergible a través de una sección de sello, el cable se sujeta a la tubería mediante bandas metálicas flexibles o protectores de cable. La entrada del fluido a la bomba se efectúa a través del separador de gas, dispuesto en la parte inferior de la bomba. Los equipos de superficie incluyen cabezal del pozo, caja de venteo, transformador de corriente y variador de frecuencia.

Como equipo opcional esta el sensor de fondo, cuya función es medir los valores de presión y temperatura en el fondo, se encuentra normalmente suspendido en la TP y sumergido en los fluidos del pozo.

#### 5.4.1.1. Equipo subsuperficial.

Los ejes de todos los equipos subsuperficiales están interconectados entre sí, y la bomba electrocentrífuga se encuentra suspendida de la tubería de producción.

**Motor electrosumergible.** Es un equipo que es colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable, su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencia elevados, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia. Debido al diámetro reducido de los pozos, el motor electrosumergible se encuentra constituido por pequeños estatores que se encuentran internamente acoplados de forma mecánica (figura 5.22).

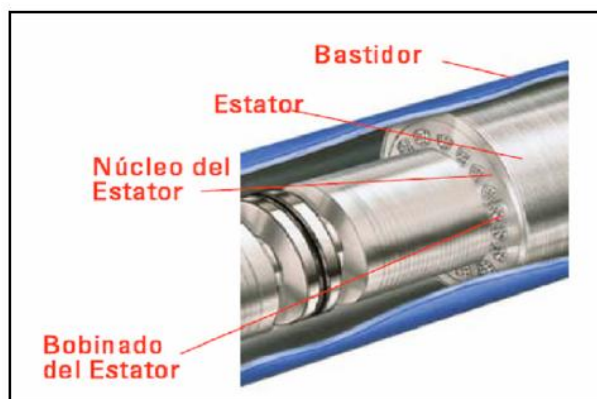


Figura 5.22. Sección transversal del motor<sup>6</sup>.

Las partes del motor electrosumergible son:

- Bastidor ó Housing.
- Estator.
- Rotor.

**Bastidor ó Housing:** El bastidor es la cubierta del motor, está provisto de roscas en ambos extremos para facilitar su instalación, entre el cabezal y la base del motor electrosumergible, los diámetros varían según los fabricantes, y su elección depende principalmente del diámetro de cada pozo. La selección de los motores, para aplicaciones con fluidos altamente viscosos, debe considerar que operarán a temperaturas mayores, debido a la baja capacidad calorífica del aceite. La potencia se debe considerar 8% mayor que la mostrada en los catálogos del fabricante.

**Estator.** Es el elemento del motor que se encuentra conformado por: un núcleo, el cual está formado de laminaciones comprimidas entre sí, para asegurar una estabilidad mecánica a lo largo de todo estator; y, bobinados, mismos que están conformados por conductores de cobre revestidos de esmalte (figura 5.23).

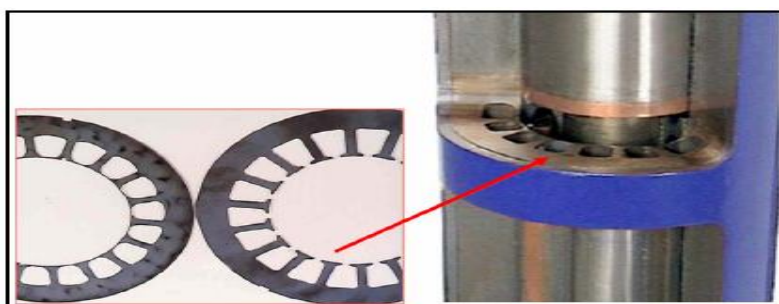


Figura 5.23. Laminaciones internas en el núcleo del estator<sup>6</sup>.

**Rotor.** Es el elemento del motor que gira libremente acoplado al eje del motor, como se observa en la figura 5.24.

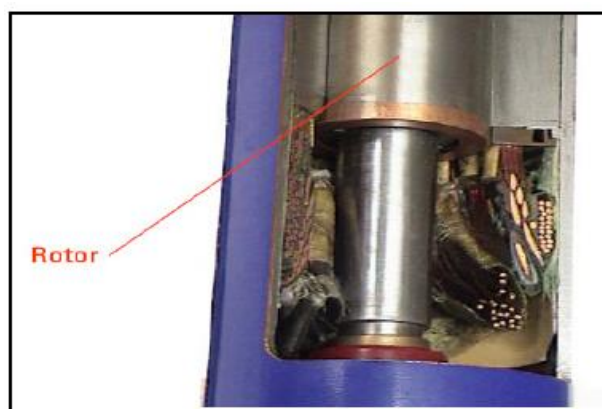


Figura 5.24. Segmento en corte del rotor<sup>6</sup>.

El enfriamiento del motor electrosumergible, se realiza mediante la circulación de aceite mineral altamente refinado con una alta rigidez dieléctrica (30 [kV]), y conductividad térmica, ofreciendo además una buena lubricación de los componentes mecánicos, adicionalmente el motor se enfría por la circulación del fluido del pozo, mismo que debe tener una velocidad mínima de 1 [pie/s]. Los valores nominales del motor electrosumergible se encuentran especificados por la serie que tiene el respectivo equipo, en la tabla 5.3 se indican los rangos para un motor de la serie-540.

Rango de operación del motor.				
60 Hz			50 Hz	
Potencia		Voltaje		Corriente
HP		V		A
100	83	1305	1088	51.5
		2313	1928	27
120	100	1105	921	69.5
		2270	1892	32.5
140	117	1022	852	85
		1299	1083	69.5
		2101	1751	40.5

Tabla 5.3. Rangos de operación para motor de la serie-540<sup>2</sup>.

Este tipo de motores pueden ser configurados dependiendo de los requerimientos de potencia, por lo que existen tres configuraciones básicas para poder desarrollarlas, estas son: sección única (con la cabeza y la base), o tandem (figura 5.25), el cual puede ser, tandem superior (con cabeza, sin base), tandem centro (sin cabeza, sin base), o tandem bajo (sin cabeza con base).

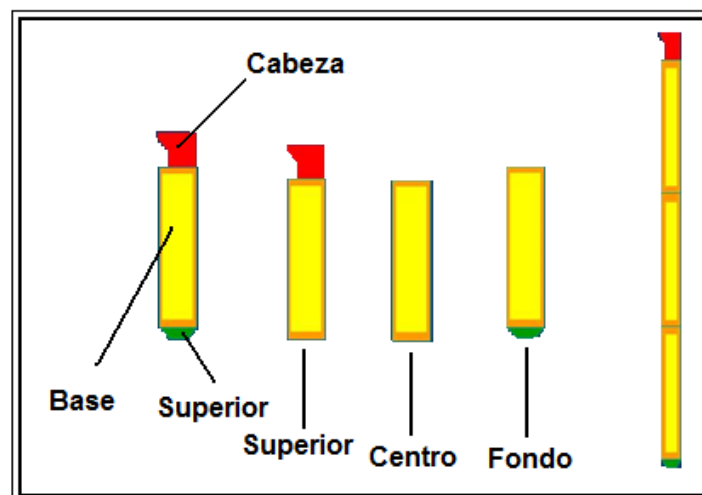


Figura 5.25. Combinaciones tándem<sup>1</sup>.

Cuando son usadas las combinaciones tándem es posible alcanzar una mayor potencia (HP), y es necesario mayor voltaje.

**Protector o sello.** También llamado sección sellante (figura 5.26), se localiza entre el motor y la bomba; está diseñado principalmente para proteger al motor del fluido producido por el pozo, e igualar la presión del fluido del motor, y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo.

Las funciones básicas del sello ó protector son:

- Proveer el volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor, debido al incremento de la temperatura del motor cuando se encuentra funcionando.
- Igualar la presión externa del fondo de pozo con la del fluido dieléctrico en el interior del motor.
- Protege al motor de la contaminación de los fluidos del pozo, mediante secciones sellantes, las cuales evitan que ingresen dichos fluidos por el eje de acoplamiento.
- Absorbe los movimientos axiales al eje producidos por las etapas de la bomba.

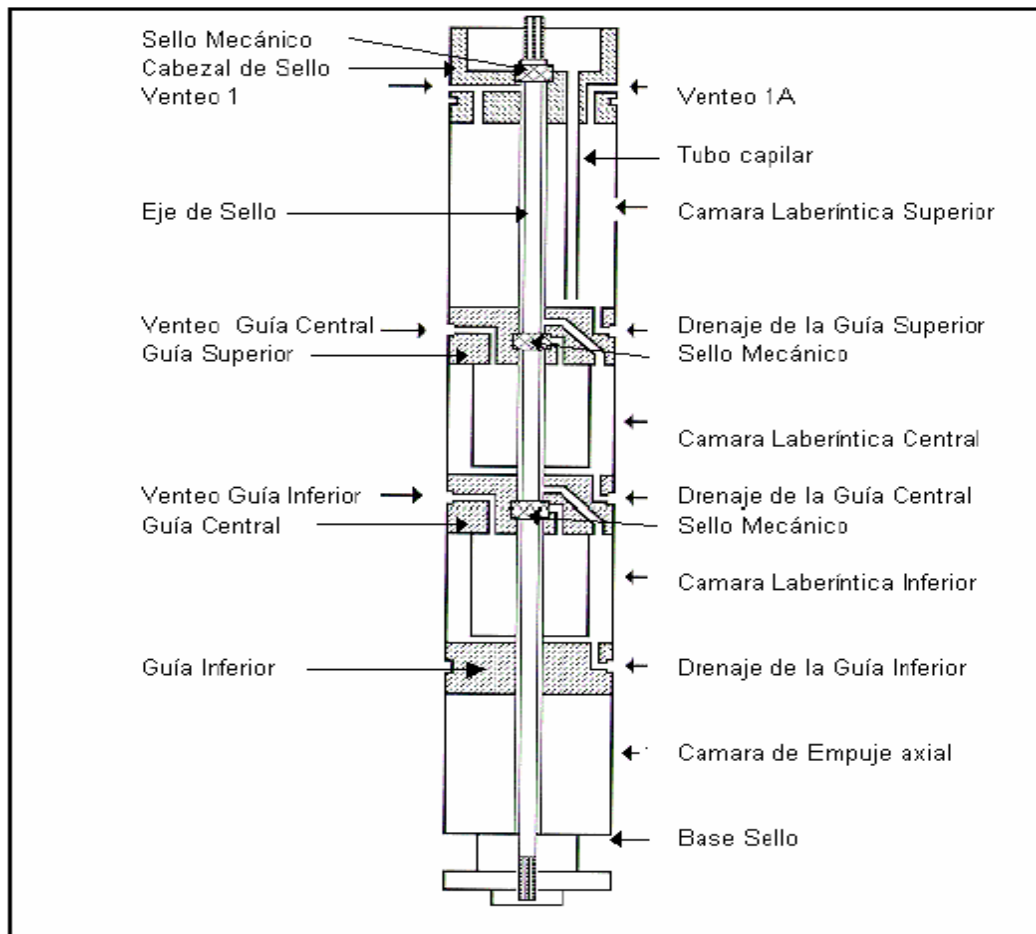


Figura 5.26. Partes del protector de BEC<sup>2</sup>.

**Separador de gas.** Es un equipo que se coloca entre la bomba y el protector, sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la

succión hacia el espacio anular (figura 5.27), pueden ser estáticos, dinámicos o tipo vortex, y su elección depende de la cantidad de gas libre presente en el fluido. El uso del separador de gas permite una operación de bombeo más eficiente en pozos con RGA elevadas, ya que reduce los efectos de disminución de capacidad de carga en el motor, las cuales son producidas por la severa interferencia del gas.

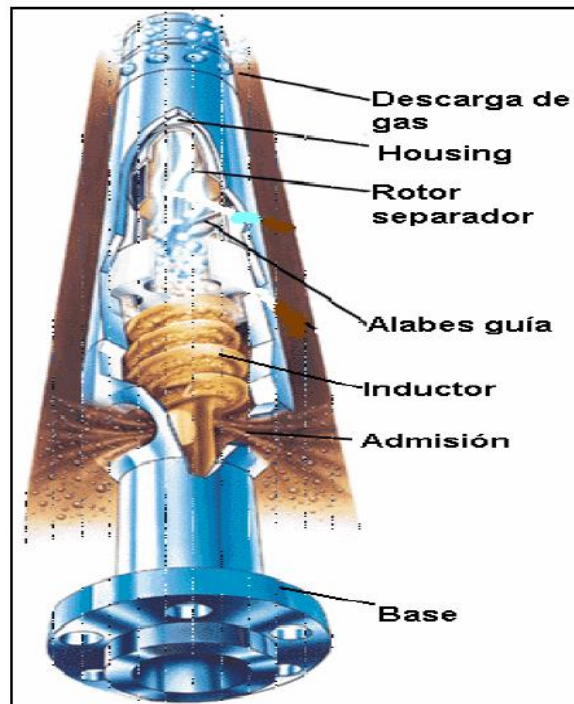


Figura 5.27. Separador de gas<sup>8</sup>.

Separadores estáticos, tienen un arreglo mecánico interno que permite que el gas tomado en la admisión del separador continúe su migración ascendente, orientándolo hacia el anular, mientras fuerzan al fluido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad, nuevamente, para luego ser impulsados hacia la parte superior.

Separadores centrífugos, la separación se realiza gracias al proceso de centrifugación, el cual obliga al gas a pegarse a la flecha, mientras separa al fluido por diferencia de gravedad específica, haciéndolo fluir hacia las paredes del dispositivo separador, para luego orientar el gas separado hacia el anular, el fluido a su vez es dirigido hacia la bomba.

Separadores VORTEX, es un separador dinámico, el cual utiliza el efecto de remolino (vortex), que es generado cuando el fluido pasa por los puertos de entrada, inductor, propulsor y by pass de descarga. Presenta un mejor rendimiento y durabilidad en presencia de fluidos altamente abrasivos, además de una mayor eficiencia de separación.

Además, también existe comercialmente disponible un manejador avanzado de gas, el cual es fabricado por la compañía REDA. Es una bomba centrífuga de etapas múltiples altamente modificada, que reduce el tamaño de las burbujas de gas, cambiando su relación con el líquido. Este equipo permite la instalación del equipo BEC en pozos que producen crudos con altas RGA, en rangos de 20 a 30% de gas libre, mejorando la eficiencia total del sistema.

**Bomba centrífuga.** Su función básica es impulsar los fluidos del pozo, proporcionando el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie, a una presión suficiente en la cabeza del pozo. Estas bombas son de múltiples etapas, donde cada etapa está constituida por un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. Los componentes mecánicos de cada etapa de la bomba son: un impulsor rotatorio y un difusor estacionario (figura 5.28).

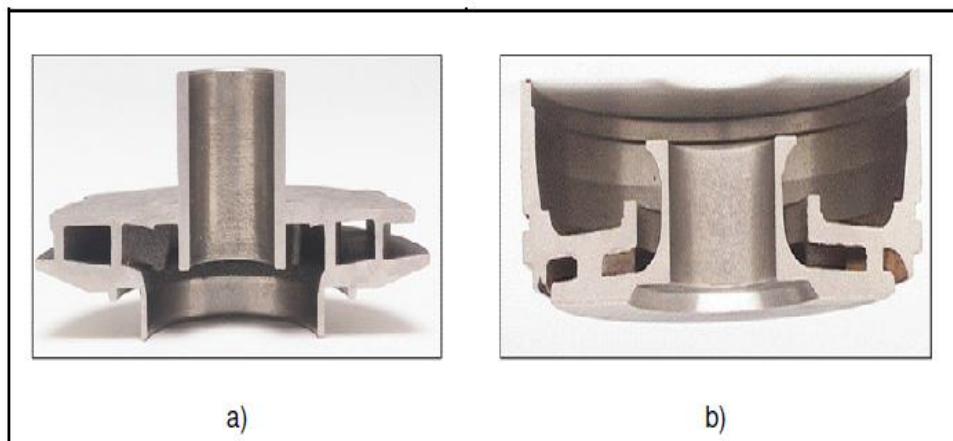


Figura 5.28. a) Impulsor, b) Difusor<sup>8</sup>.

El movimiento del fluido a través de las etapas de la bomba centrífuga, se produce por el movimiento rotatorio del impulsor, lo que proporciona la energía cinética necesaria para que el fluido circule por el difusor. La suma de etapas genera la adición de presiones, produciendo suficiente energía potencial elevando el fluido hasta la superficie, como se observa en la figura 5.29.

Cuando las bombas centrífugas manejan aceites viscosos, las cargas y capacidades de bombeo son reducidas, esto se debe al aumento de las pérdidas de presión por fricción, las cuales se dan por el paso del fluido a través de los impulsores y difusores, además provoca que la potencia de frenado de la bomba sea reducida. El comportamiento de las bombas cuando manejan fluidos viscosos se puede estimar por el uso de factores de corrección de viscosidad, mismos que son aplicados para predecir el comportamiento del agua en la bomba.

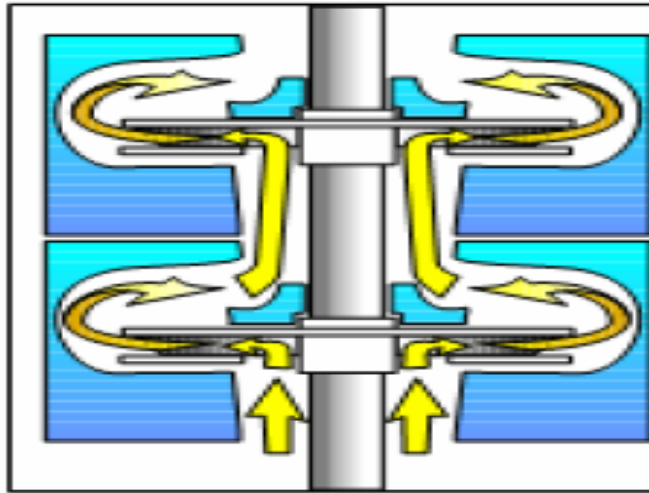


Figura 5.29 Movimiento del fluido a través de las etapas internas de la bomba<sup>8</sup>.

**Cable de potencia.** Es un cable trifásico, el cual transmite la energía eléctrica al sistema. Los conductores son de tipo sólido o trenzado, pueden ser de diferente diámetro de acuerdo a la aplicación requerida. Su configuración puede ser plana o redonda de forma simple, pero se sabe que el cable redondo ayuda a eliminar el desbalance entre las fases, aunque su uso depende de factores mecánicos y de diámetros dentro del pozo, además puede ser incluido un tubo capilar, el cual es usado para la inyección de químicos, como diluyentes. El cable normalmente va cubierto por un blindaje de acero galvanizado, aunque se fabrican con blindaje de monel (aleaciones de níquel-cobre, con relaciones de peso 2:1), para contrarrestar el ataque de elementos corrosivos, como el ácido sulfhídrico o corrosión, por lo que se puede decir que el aislamiento y la cubierta, están diseñados especialmente para que resistan la penetración de gases y agua. El cable representa una parte considerable de la inversión total en la unidad de bombeo eléctrico, es diseñado y fabricado para condiciones de diferentes temperaturas (figura 5.30).

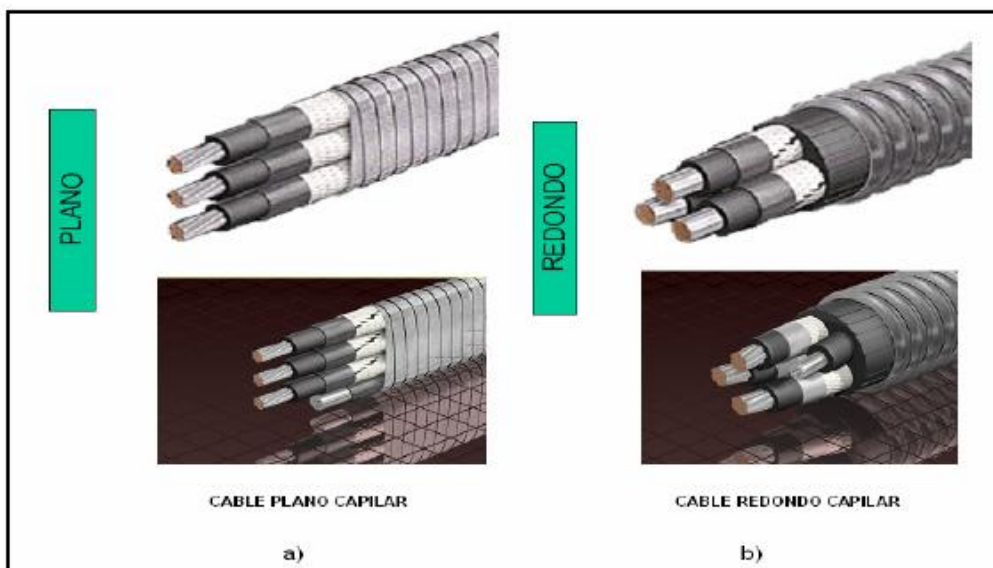


Figura 5.30. Cable de Potencia Trifásico<sup>8</sup>.



Los componentes internos del cable eléctrico de potencia, se observan en la figura 5.31.

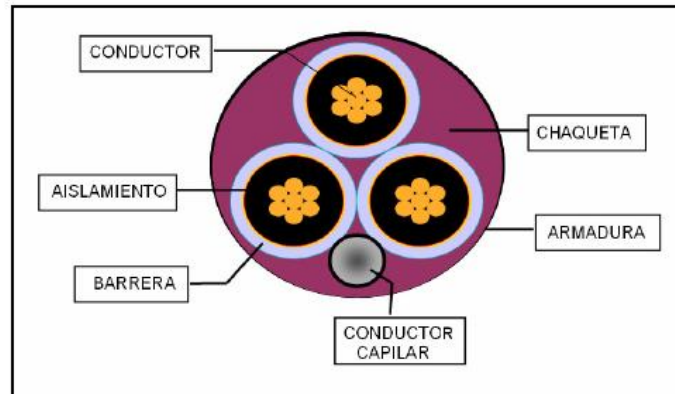


Figura 5.31. Componentes internos del cable<sup>8</sup>.

#### 5.4.1.2. Equipo superficial.

Para poder darle la potencia al motor eléctrico, y que este pueda accionar la bomba, se debe conocer la fuente de alimentación del BEC, y de esta forma obtener una operación adecuada. Es por eso que el BEC necesita de un equipo superficial que está conformado por: cabezal del pozo, variador de frecuencia, caja de venteo, transformador.

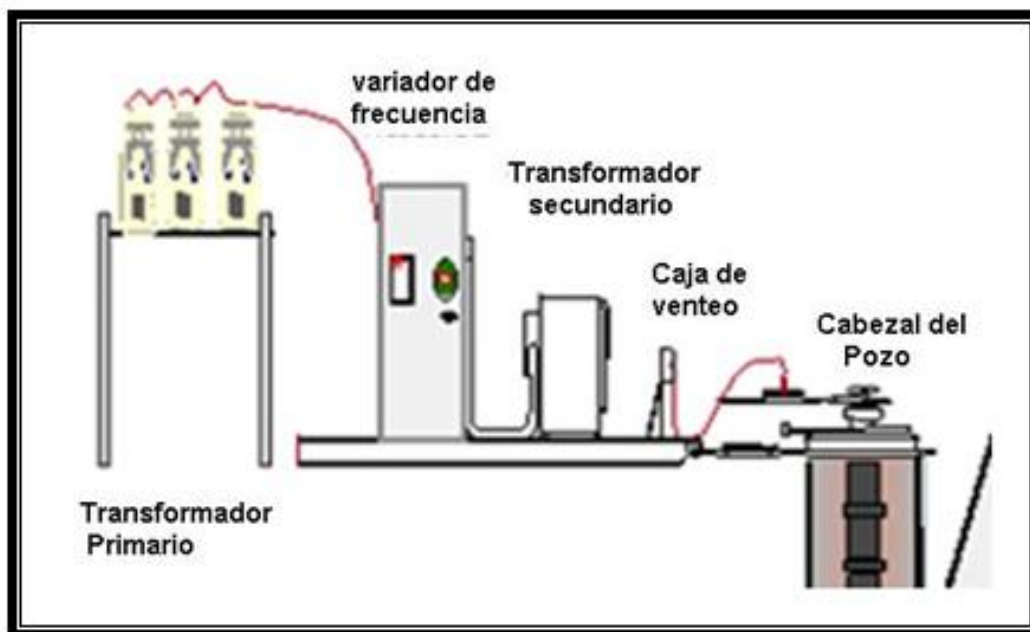


Figura 5.32. Equipo superficial del BEC<sup>1</sup>.

**Transformador.** Es un equipo que permite la reducción del voltaje suministrado, normalmente de 13.8 [kV] a 480 [V], que es lo requerido para la operación óptima de los equipos, tanto subsuperficiales como los superficiales (figura 5.33).

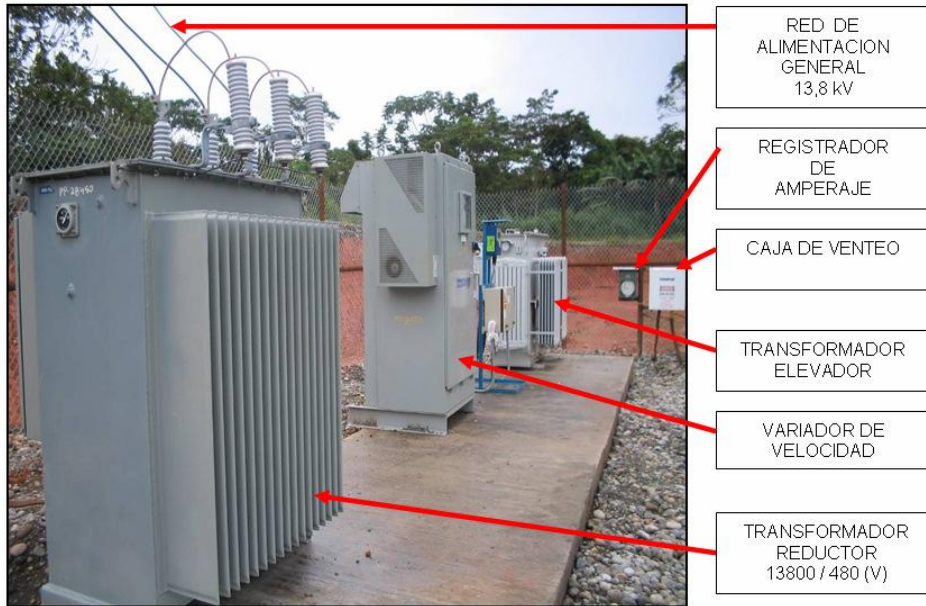


Figura 5.33. Transformador en la superficie<sup>12</sup>.

**Variador de frecuencia (VSD).** Es un equipo que permite la variación de la frecuencia del BEC, consiguiendo con esto la variación de la velocidad de la bomba, el gasto, el nivel dinámico o todas las propiedades del sistema, permitiendo así un ajuste adecuado. El BEC es un sistema que puede operar a frecuencia fija (50-60 [Hz]), o variable, por lo que el propósito principal del VSD, es poder suministrar una frecuencia variable (de 30 a 90 [Hz]), y conseguir mejores condiciones para el arranque del motor de fondo. La bomba generalmente es poco flexible cuando opera a una velocidad fija, el equipo está limitado a ciertos rangos de gastos de producción, por lo que el variador de frecuencia ha ganado rápida aceptación como un accesorio del BEC, debido a que permite la reducción de estas restricciones.



Figura 5.34. Variador de frecuencia<sup>11</sup>.

**Caja de Venteo.** Cumple con tres funciones importantes: proveer un punto de conexión entre el bobinado secundario del transformador elevador, y el cable eléctrico de potencia proveniente del fondo del pozo; ventea a la atmósfera cualquier gas que se encuentre en la armadura de protección del cable eléctrico de potencia, el cual proviene del pozo; además provee puntos de prueba accesibles para realizar mediciones eléctricas del equipo de fondo (figura 5.35). Por lo general junto a la caja de venteo se ubica un registrador amperimétrico, donde se registra de forma gráfica la corriente del motor electrosumergible en cartas Amperimétricas.

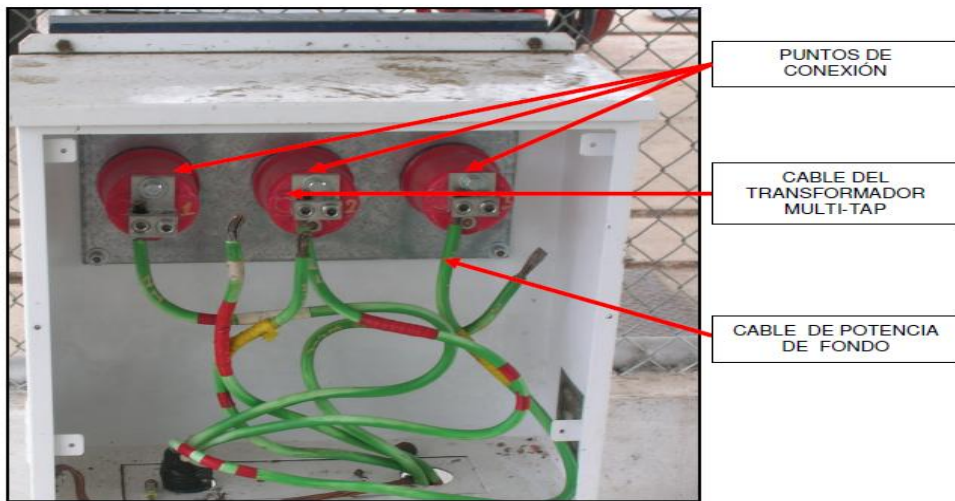


Figura 5.35. Caja de Venteo<sup>12</sup>.

La conexión del cable de potencia que viene de la caja de venteo, se realiza mediante un conector llamado “Quick Conector”, donde se realiza el empalme de los cables eléctricos de superficie y de fondo (figura 5.34).

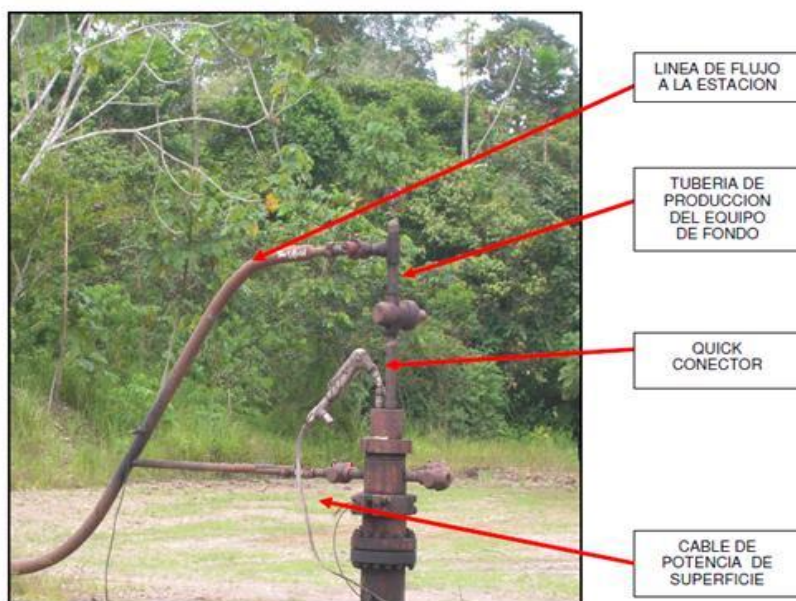


Figura 5.36. Cabezal del Pozo para BEC<sup>12</sup>.

### 5.4.2. Aplicación del sistema BEC para la producción de hidrocarburos pesados.

Gran parte de las reservas de hidrocarburos pesados en Venezuela se encuentran en el campo Urdaneta, localizado en el noroeste del lago de Maracaibo. El sistema artificial usado en los últimos años en este campo, para aumentar la producción, es el bombeo neumático, con el cual se han logrado obtener producciones de 400 [bls/d], por cada pozo. Pero por la dificultad de abastecer el gas a altas presiones en esta zona, ha llevado a PDVSA a buscar nuevos sistemas artificiales de producción, que sean más viables de utilizar en el campo.

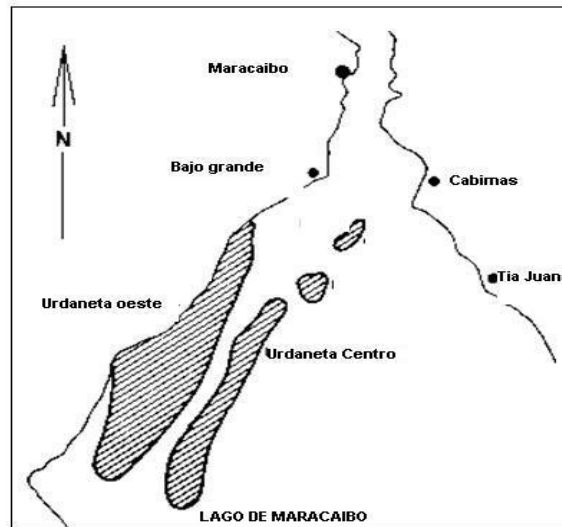


Figura 5.37. Ubicación del campo Urdaneta<sup>14</sup>.

#### 5.4.2.1. Descripción del yacimiento.

El campo Urdaneta está constituido por arenas no consolidadas, con un espesor de 210 [ft], además de una porosidad y una permeabilidad de 27% y 650 [mD], respectivamente. La densidad del fluido varía entre 10 a 12 [°API], con una viscosidad aproximada de 250 [cp], a 175 [°F], La presión estática del yacimiento es de 2500 [psi], con una presión de burbuja de 617 [psi].

Gasto de producción	911 [bl/d]
Presión estática	2750 [lb/pg <sup>2</sup> ]
Presión de burbuja	617 [lb/pg <sup>2</sup> ]
Presión en el intaje de la bomba	395 [lb/pg <sup>2</sup> ]
RGA	177 [scf/bbl]
°API	12
Cortes de agua	3%
Temperatura de fondo del pozo	172 [°F]
Viscosidad del aceite	300 [cp]
T.P.	3 ½ in - 9.3 [lb/pie]
T.R.	7 in - 26 [lb/pie]
Profundidad del pozo	8033 [pie]
Profundidad de la bomba	7750 [pie]

Tabla 5.4. Datos típicos de un pozo en el campo Urdaneta 01<sup>14</sup>.

#### **5.4.2.2. Terminaciones y tipos de pozos.**

La mayor parte de los pozos perforados para la explotación de hidrocarburos pesados en el campo Urdaneta son verticales, con profundidades de 2000 [m], en promedio. El objetivo del proyecto fue ambicioso, y se buscaba reducir los costos de transporte de gas, PDVSA comenzó una búsqueda de un sistema alternativo al bombeo neumático, para mejorar la eficiencia de operación en el campo. El sistema BEC fue instalado en pozos que tenían BN, con presiones de fondo fluyente de 1000 [psi], donde la producción promedio era de 400 [bpd] por cada pozo. Para que el índice de productividad sea aceptable, no se debía permitir que la presión de fondo fluyente cayera a un valor de 500 [psi].

Los sistemas BEC fueron instalados en pozos de agujero descubierto con grandes áreas de drene, logrando mejorar la producción de 600 a 1000 barriles por pozo. La operación de la bomba fue analizada tomando en consideración los diferentes tipos de terminación, y las diferentes áreas de producción en el yacimiento Urdaneta 01. El análisis de rentabilidad del proyecto se hizo en pozos con BEC y no en los pozos de BN, debido a que tenían baja producción. En el año de 1996, se perforaron nuevos pozos verticales con terminación en agujero descubierto, instalándoles sistemas BEC, lo que mejoró la producción en un rango de 800 [bpd] por cada pozo.

#### **5.4.2.3. Descripción general de la aplicación de BEC.**

Se escogió la instalación de BEC debido que es el que más se adaptaba a las características del campo, debido a las altas temperaturas (180 [°F]), mismas que mejora la movilidad del fluido en el intake, bajas RGA (150 [pie<sup>3</sup>/bls]), y una presión estática de 2400 [lb/pg<sup>2</sup>]. La desventaja es que el yacimiento es de arenas no consolidadas y permite el flujo de porcentajes altos de arenas, por lo que se instalaron desarenadores de fondo (figura 6.38).

Tomando en consideración los métodos comentados, se llevo a cabo la evaluación de la producción del área, y de los niveles dinámicos para pozos de todo el yacimiento, en los que sería implementado el sistema BEC. Las presiones de fondo fluyendo fueron calculadas, lo que permitió construir una curva de IPR, para identificar el potencial de los pozos del yacimiento.

En los pozos con BN, el criterio para seleccionar el cambio del sistema fue el IPR, dando como resultado que para pozos con índices de productividad mayores de 0.3 [bls/(lb/pg<sup>2</sup>)], sería implementado el cambio de sistema. Los pozos seleccionados para la instalación de BEC obtuvieron un aumento de producción de 150 [bls].

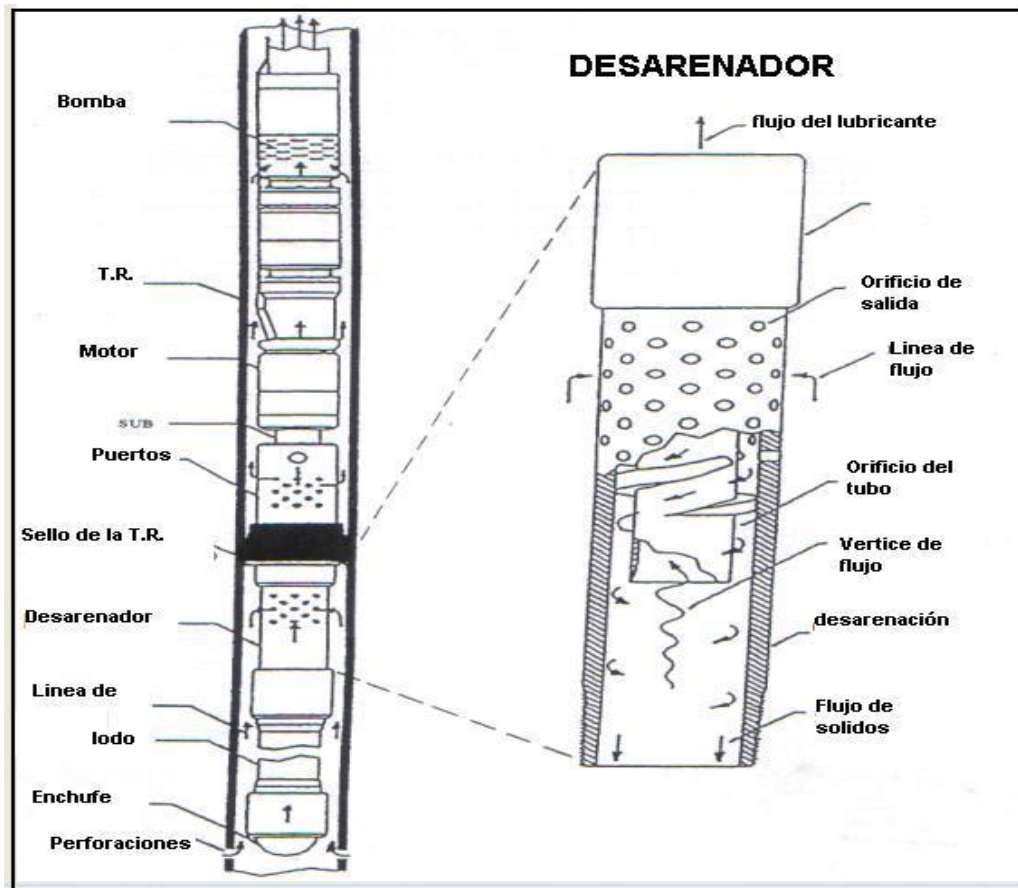


Figura 5.38. Diagrama del desarenador instalado<sup>14</sup>.

Para llevar a cabo una relación de explotación del campo Urdaneta, en la selección futura de pozos, se pensó tomar en cuenta todo el yacimiento, y los resultados de producción de los primeros pozos. Esto porque hay mayores problemas en operaciones costa afuera, la mejor opción para que se dé una selección adecuada, es la de estudiar la mayor cantidad posible de pozos, por lo que a lo largo de la plataforma marina, se instalaron seis controladores cada 2000 [m] de distancia.

#### 5.4.2.4. Resultados obtenidos en la aplicación del BEC.

En la instalación del sistema BEC, se realizaron 103 pruebas desde 1994, finalizando con 93 correctas y con producciones de alrededor de 61,000 [bls/d]. En 1996, el número de instalaciones aumentó a 135 y terminando con 113 pozos operando con gastos de 65,000 [bls/d]. A finales de 1997 el campo tuvo 154 pozos operando con BEC con una producción total del campo de 108,000 [bls/d].

Los cambios observados en la producción desde 1995 y 1996 mostraron gastos favorables. En 32 pozos con BEC, produjeron 20,000 [bls/d], y solo se observó una declinación del 20%.

Para 1997, la instalación en 47 nuevos pozos, 20 con pozos horizontales con agujero descubierto genero un beneficio en la producción de 18,000 [bl/d]. El resto de los 27 pozos verticales con agujero descubierto obtuvieron una producción de 28,000 [bl/d].

#### **5.4.2.5. Beneficios obtenidos por la aplicación del sistema BEC.**

- Se incremento el 53% de la producción en pozos que se le instalaron BEC.
- Los sistemas BEC resultaron ser sistemas eficientes para la producción de aceites pesados.
- Con la instalación de sistemas BEC se puede obtener una rápida optimización de la producción de campos de aceites pesados, además de optimizar el transportar de gas.

En 1994 fueron instalados 4 sistemas BEC en el campo Urdaneta. El campo presenta un crudo que tiene una densidad de 12 [°API], y una viscosidad de 250 [cp] a 175 [°F], en una profundidad de 7500 [pie]. La evaluación de estos 4 equipos mostró un incremento de 160 [bl/d], por cada pozo con una reducción en la cantidad de gas inyectado de 2.4 [MMpie<sup>3</sup>/d]. También se decidió acrecentar el proyecto a 58 unidades BEC adicionales. Los resultados obtenidos fueron de un promedio de 16,200 [bls/d], por cada pozo, con aproximadamente una reducción del gas inyectado de 21.6 [MMpie<sup>3</sup>/d] que finalmente ayudó a optimizar el bombeo neumático.

## REFERENCIAS:

1. Economides MJ, Dunn-Norman S, "Watters LT: Petroleum Well Construction", Nueva York, EE.UU., John Wiley y Sons, 1998.
2. Hirschfeldt M, "Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas", oilproduction.net, versión 2008.
3. Ramos M.A. y Brown, "Producing extra-heavy oil from the Orinoco Belt, Cerro Negro Area, Venezuela, using bottomdrive Progressive Cavity Pumps", artículo SPE/PS-CIM/CHOA 97889, 2005.
4. Van Dyke K, "A Primer of Oil well Service, Workover, and Completion", Austin, Texas, EE.UU. 1997.
5. Fleshman R, Harryson y Lekic O, "Artificial Lift for High-Volume Production", Oilfield Review 11, no. 1 (Primavera de 1999).
6. Al-Asimi M, Butler G, Brown G, Hartog A, Clancy T, Cosad C, Fitzgerald J, Ingham J, Navarro J, Gabb A, Kimminau S, Smith J y Stephenson K: "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos", Oilfield Review 14, no. 4 (Primavera de 2003).
7. MacFarlane JS, "Gannet E: The World's Longest Subsea ESP Tie-Back," artículo SPE 38534, 1997.
8. Adamson K, Birch G, Gao E, Hand S, Macdonald C, Mack D y Quadri A, "High-Pressure, High-Temperature Well Construction", Oilfield Review 10, no. 2 (Verano de 1998).
9. Sarian S, "Wireline Evaluation Technology in HPHT Wells", artículo SPE 97571 ,2005.
10. Konopczynski MR, Moore WR y Hailstone JJ, "ESP and Intelligent Completions", artículo SPE 77656, 2002.
11. Vachon G y Bussear T, "Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology", artículo SPE 93617, 2005.
12. Nicholson B, Ollre A, Percy M, Salmas CJ y Solanki SC, "Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles", Oilfield Review 18, no. 4, (Primavera de 2007).
13. Salazar V, "Production increase applying ESP at Urdaneta field Maracibo lake, Venezuela", PDVSA 2008.
14. Tovar C., "Sizing and selecting ESP for heavy crude oil applications", Departament- rotating Equipment Group, PDVSA 2008.
15. [http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas\\_pcp.asp](http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas_pcp.asp).



## **CAPITULO VI**

### **EVALUACIÓN DE UN CASO DE ESTUDIO CON EL SIMULADOR OLGA**

La simulación del flujo de fluidos, aplicada al transporte de hidrocarburos, es una herramienta poderosa para el estudio de grandes y complejos sistemas de transporte y distribución de fluidos. Esta herramienta es especialmente útil cuando el sistema bajo estudio transporta flujo en dos fases (generalmente líquido y gas), el cual es llamado flujo multifásico. La simulación permite apoyar a estos sistemas en diversas etapas de su vida útil, que van desde la planeación y diseño de nuevos sistemas, hasta la evaluación de la operación, seguridad y cambios en el sistema.

Durante la etapa de diseño, la simulación es útil en la planeación de sistemas, la evaluación de diversas configuraciones del sistema, la predicción de condiciones operativas en diferentes puntos, además de la predicción y prevención de situaciones indeseables y riesgosas. Durante la etapa de operación normal, la simulación permite la evaluación de los parámetros operativos básicos, tales como presión, velocidad, temperatura, patrones de flujo, evaluación de los efectos por cambio en el gasto de producción, impacto de las propiedades de los fluidos producidos, el transporte de mezclas de fluidos, etc. Respecto a la seguridad operativa de los sistemas, la simulación permite evaluar el efecto de eventos que ponen en riesgo la seguridad operacional de éstos, ocasionados por fallas de equipo o por contingencias ambientales de emergencia. Algunos de los parámetros importantes que se pueden evaluar en esta etapa, incluyen las presiones máximas alcanzables, lo cual permite efectuar recomendaciones para la protección de sistemas y prevenir accidentes.

#### **6.1. Flujo multifásico en tuberías.**

En el Capítulo I se habló de lo que nos puede aportar el yacimiento. Sin embargo el potencial del pozo es determinado por la presión en la cabeza del pozo y del rendimiento del SIP. El rendimiento del SIP depende de las geometrías del sistema (tuberías y accesorios) y de las propiedades de los fluidos producidos. Los fluidos que se pueden presentar en los pozos de aceite son: aceite, agua, gas y algunos sólidos como la arena. El análisis del rendimiento del SIP consiste en determinar una relación entre; las presiones en la cabeza y el fondo del pozo, gasto de producción, propiedades de los fluidos. A este análisis del sistema se le llama flujo multifásico en tuberías.

### 6.1.1. Principales propiedades de los fluidos que afectan el flujo multifásico en tuberías.

Cuando se habla de flujo multifásico en la industria petrolera, se refiere al flujo simultáneo de aceite, gas y agua en el SIP. El flujo multifásico es mucho más complejo que el flujo monofásico, debido a que la variación en la distribución de las fases cambia mucho, a estas variaciones se les denomina patrones de flujo y afectan considerablemente la caída de presión en las tuberías (figura 6.1).

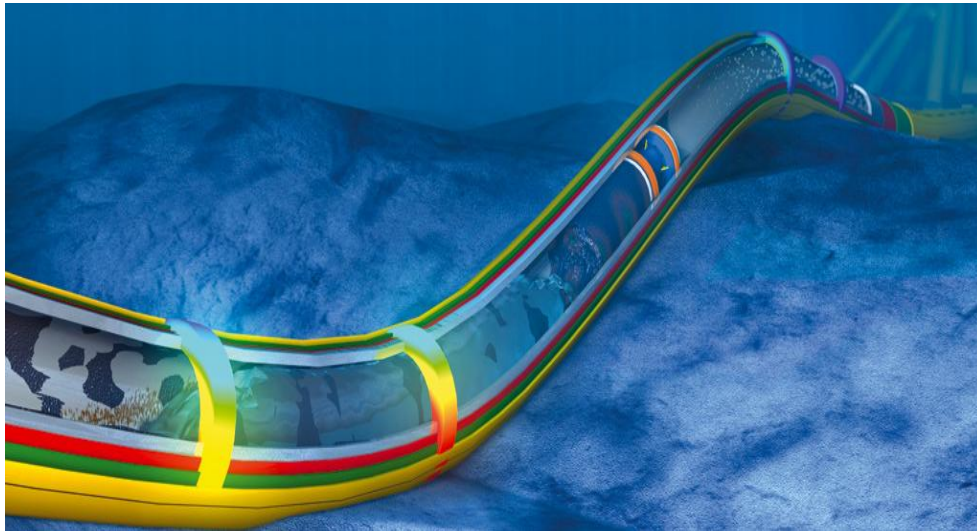


Figura 6.1. Flujo multifásico en tuberías<sup>3</sup>.

**Patrones de flujo.** Es evidente que al tener el flujo de un fluido en dos fases, la configuración estructural y distribución relativa de una fase, con respecto a otra, generará el flujo de las fases en diferentes formas, llamado patrones de flujo, o regímenes de flujo. En las figuras 6.2 y 6.3 se presentan los patrones de flujo en tuberías verticales y horizontales respectivamente.

Los patrones de flujo dependen de las velocidades superficiales de las fases, así como de las geometrías del sistema y de las propiedades físicas del fluido. En pozos de aceite donde la fase continua es el aceite, la relación gas-líquido será baja, ocasionando que se formen pequeñas partículas de gas, generando el flujo burbuja. Con el incremento del gas en la tubería, las burbujas se hacen más grandes hasta formar tapones en la sección transversal de la tubería, llamado flujo tapón. Con el aumento continuo de las proporciones de gas, ocurrirá que el aceite y el gas se separen, y fluyan en forma de estratos. Con el incremento de la relación gas-aceite, el gas se convertirá en la fase continua y el líquido será arrastrado por el gas, que se encuentra en la superficie de la tubería, el flujo será de forma anular, donde el gas fluye por el centro y el aceite entre el gas y la superficie de la tubería.

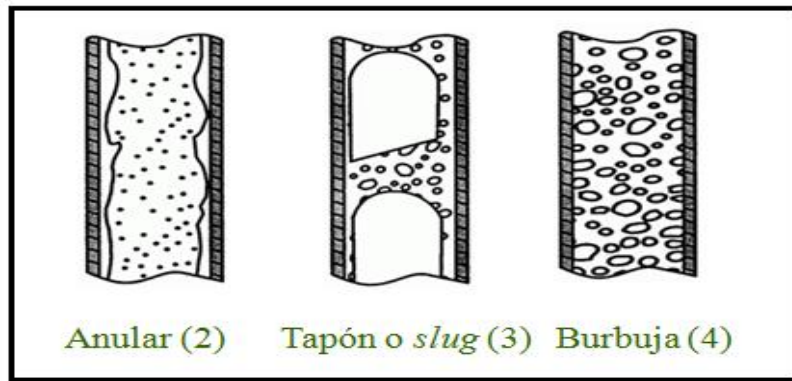


Figura 6.2. Patrones de flujo en tuberías verticales reconocidos por el simulador OLGA<sup>6</sup>.

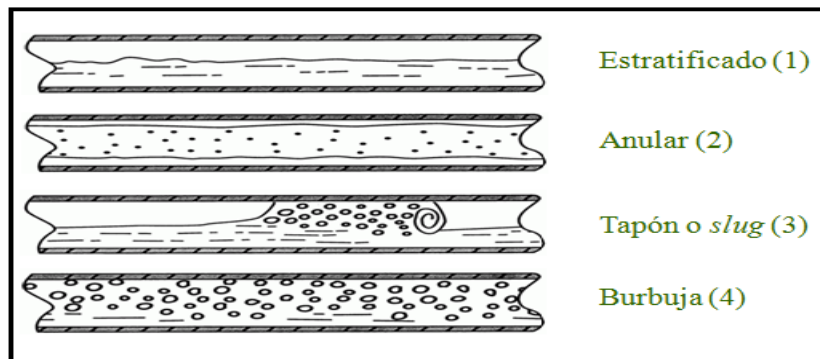


Figura 6.3. Patrones de flujo en tuberías horizontales reconocidos por el simulador OLGA<sup>6</sup>.

**Resbalamiento.** En general, el gas en las líneas de transporte se mueve más rápido que el líquido, debido a su menor densidad y viscosidad. A la relación entre la velocidad promedio de las fases gas y líquido, se define como resbalamiento. Las causas de este fenómeno son varias; el gas opone menos resistencia al flujo que el aceite, la alta compresibilidad del gas, hace que el gas en expansión viaje más rápido.

$$S = \frac{\tilde{u}_G}{\tilde{u}_L} \quad 6.1$$

Donde:

S= resbalamiento de la mezcla.

$\tilde{u}_L$  = velocidad superficial de la fase líquida.

$\tilde{u}_G$  = velocidad superficial de la fase gaseosa.

**Velocidad superficial.** La velocidad superficial del fluido es aquella que se obtiene al suponer que la fase ocupa la totalidad del área de la tubería.

$$u_{SL} = \frac{Q_L}{A_T}; u_{SG} = \frac{Q_G}{A_T} \quad 6.2$$

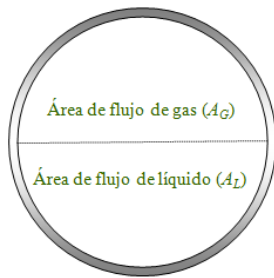
Donde:

$Q_L$  = gasto de líquido.

$Q_G$  = gasto de gas.

$A_T$  = Área de flujo.

**Colgamiento o holdup.** Se define para tuberías, como la relación entre el área ocupada por el líquido y el área total. El colgamiento depende de las propiedades de los fluidos, patrones de flujo, además de la geometría y dimensiones de la tubería. Por lo que se define como se muestra en la figura:



$$H_L = \frac{A_L}{A_L + A_G} \quad 6.3$$

$$H_L + \text{Fracción de gas} = 1 \quad 6.4$$

$$A_T = A_L + A_G \quad 6.5$$

### 6.1.2. Modelos para flujo multifásico.

Para llevar a cabo el análisis de un pozo fluuyente, es necesario cubrir algunos aspectos importantes como: tener claro los mecanismos de flujo de los fluidos producidos, desde la frontera de drene del yacimiento, hasta las instalaciones de recolección de los fluidos. El sistema integral de producción está dividido en 4 áreas de flujo: flujo en el yacimiento, flujo en el pozo, flujo en el estrangulador, y flujo en la línea de descarga (figura 6.4).

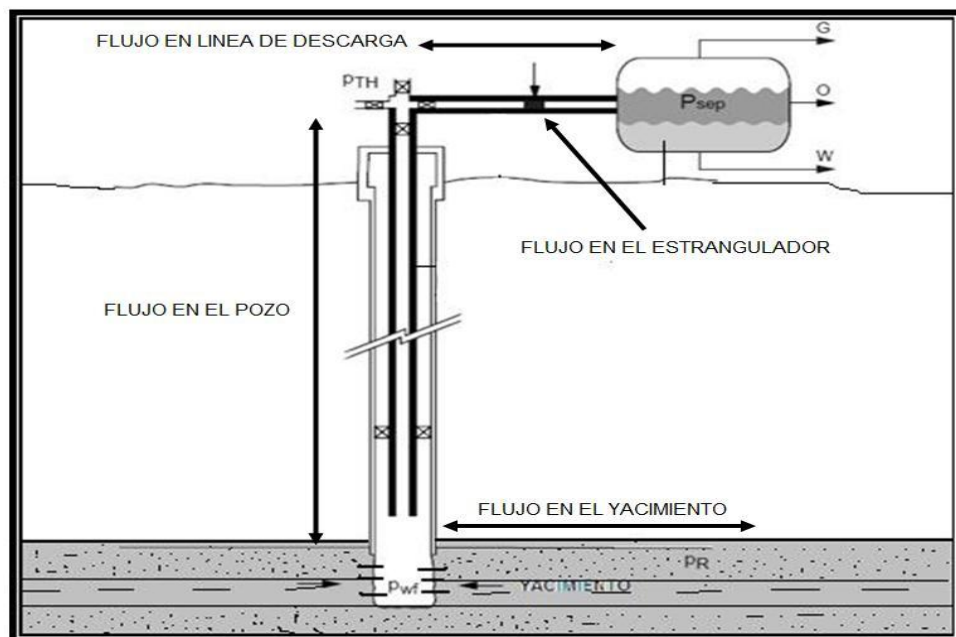


Figura 6.4. Áreas de flujo en el sistema integral de producción.

**Flujo en el yacimiento.** Se refiere al flujo de los fluidos desde el yacimiento a la zona de drenaje del pozo. En esta área de flujo, la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total. Para saber si un pozo es productor es necesario saber su potencial, que está definido como el gasto máximo que aporta un pozo. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, caídas de presión, saturaciones de fluidos, permeabilidades, daño del pozo y las características de la tubería de producción y línea de descarga, permiten determinar que un pozo en particular puede producir.

**Flujo en el pozo.** Una vez que los fluidos del yacimiento han llegado al pozo se inicia el flujo ascendente a través del sistema de tuberías instaladas para la conducción de los fluidos hasta la superficie. El proceso de flujo se efectúa desde la profundidad media del intervalo productor hasta la superficie. El comportamiento de flujo de esta parte del sistema, conocida como flujo multifásico vertical en tuberías, ha sido ampliamente estudiado por un gran número de investigadores.

En el flujo multifásico vertical, el trayecto de los fluidos a través de la tubería consume la mayor parte de la presión disponible para llevarlos del yacimiento a las baterías de separación. Se ha establecido que la caída de presión en esta área de flujo es alrededor de 40 a 80% del total, la cual depende de variables tales como diámetro de la tubería, profundidad del pozo, gasto de producción relación gas-líquido (RGL) y propiedades del fluido. Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión en tuberías con flujo multifásico, pueden clasificarse en tres grupos basándose en el criterio utilizado para su desarrollo como se muestra en la tabla 6.1.

Poettmann y Carpenter (1952), desarrollaron un método semi-empírico con los datos de 34 pozos fluyentes de aceite, de los cuales 15 tenían bombeo neumático con tuberías de 2, 2 ½ y 3 [pg]. El aceite, gas y agua fueron consideradas como una sola fase sin tomar en consideración el efecto del colgamiento. Después Baxendell y Thomas (1961), observaron que la correlación de Poettmann y Carpenter, para el cálculo de presiones para pozos con altos gastos de producción, no eran correctas, extendiendo la aplicación para pozos con gastos de 30,000 [bls/d] en tuberías de 2 7/8 y 3 ½ [pg]. Con el enfoque de Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown establecieron una correlación para determinar la caída de presión en función de la RGL. Hagedorn y Brown mostraron que las correlaciones establecidas no eran del todo certeras, por lo que agregaron el factor de colgamiento para el cálculo de las caídas de presión.

Más tarde Duns y Ros (1963), descubrieron que las caídas de presión también se verán afectadas por los gastos de gas, por lo que incorporaron los patrones de flujo en tres regiones:

1. La fase continua es el líquido y existen partículas de gas, flujo burbuja y flujo tapón.
2. Las fases líquidas y gas se alternan, flujo niebla y flujo estratificado.
3. La fase continua es el gas con gotas de líquido, flujo anular y flujo bache.

Orkiszewski (1967), señaló que el colgamiento se debe calcular sobre los fenómenos físicos y que las caídas de presión tienen relación con los patrones de flujo, describiendo cuatro tipos de patrones de flujo: burbuja, tapón, estratificado y niebla. Por último Beggs y Brill (1973), agregaron que el cálculo del factor de fricción es calculado usando ecuaciones que son independientes de los patrones de flujo, pero dependientes del colgamiento.

Grupo	I	II	III
<b>Consideraciones</b>	No considera resbalamiento. Resbalamiento y colgamiento en función del factor de fricción. Densidad de la mezcla en función de las propiedades de los fluidos y se corrige por presión y temperatura. No hay patrones de flujo.	Se toma en cuenta resbalamiento. Densidad de la mezcla en función del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen patrones de flujo.	Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo.
<b>Correlaciones</b>	Poettmann y Carpenter (1952). Baxendell y Thomas (1961). Fancher y Brown (1963).	Hagedorn y Brown (1965).	Duns y Ros (1963). Orkiszewski (1967). Beggs y Brill (1973). Gould y Tek (1974).

Tabla 6.1. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales<sup>1</sup>.

**Flujo en estranguladores.** Una vez que los fluidos llegan a la superficie, estos pasan a través del estrangulador instalado en el cabezal del pozo (figura 6.5). La función principal del estrangulador es mantener condiciones estables de flujo dentro del sistema y evitar que las variaciones de presión, que ocurren corriente abajo del estrangulador, se reflejen en el sistema yacimiento-pozo causando inestabilidad de flujo.

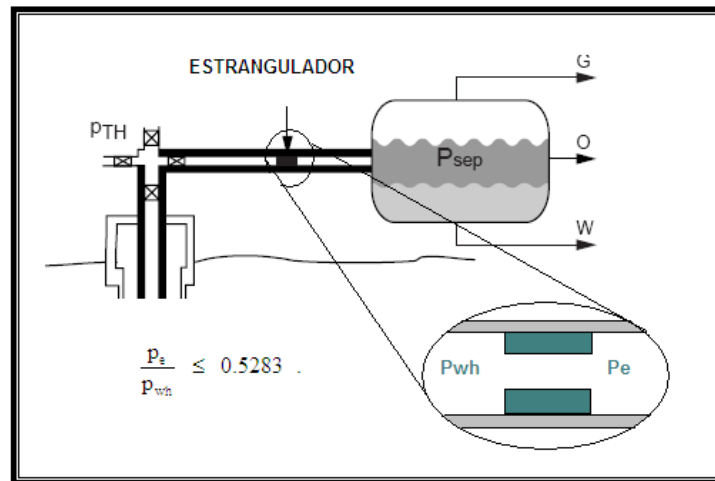


Figura 6.5. Flujo crítico en estranguladores.

Para que el estrangulador cumpla su función y evite efectivamente que las variaciones de presión corriente abajo del estrangulador, lleguen hasta la formación productora, es necesario que en el estrangulador se alcancen condiciones de flujo crítico. El flujo crítico o sónico de un fluido es definido como el flujo del fluido, a la velocidad equivalente de propagación de una onda de presión en el medio. El flujo crítico ocurre cuando la velocidad relativa ( $V_f$ ) de un fluido es equivalente a la velocidad de la onda plástica ( $V_p$ ).

$$\frac{V_f}{v_p} = M \quad 6.6$$

Donde  $M$  es el número de Mach, que es el número que define tres diferentes regímenes de flujo en estranguladores.

- Para  $M < 1$  el flujo es subsónico.
- Para  $M > 1$  el flujo es supersónico.
- Para  $M = 1$  el flujo es sónico o crítico.

Durante la presencia de flujo crítico o supercrítico, el gasto a través del estrangulador alcanza un valor máximo con respecto a las condiciones corriente arriba.

Las principales razones para instalar un estrangulador superficial en el pozo son:

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.
- Prevenir conificación de gas.
- Prevenir conificación de agua.
- Obtener el gasto de producción deseado.

Varios autores han desarrollado expresiones para calcular la caída de presión en el estrangulador. Las expresiones propuestas por Gilbert (1954), Ros (1960), Baxendell (1961) y Achong (1974) tienen la misma forma, sólo difieren en los valores de las constantes empleadas por cada uno de ellos. La forma general de las ecuaciones es:

$$P = \frac{Aq_L R^B}{d^C} \quad 6.7$$

Donde:

P es la presión corriente arriba [psi]

$Q_L$  es el gasto de producción [bbl/d]

d es el diámetro del estrangulador [1/64 pg]

A, B y C son las constantes de las correlaciones de los autores (tabla 6.2).

Autor	A	B	C
<b>Gilbert</b>	10	0.546	1.89
<b>Ros</b>	17.4	0.5	2.0
<b>Baxendell</b>	9.56	0.546	1.93
<b>Achong</b>	3.82	0.65	1.88

Tabla 6.2. Constantes de las correlaciones para flujo en estranguladores.

**Flujo en la línea de descarga.** Después de que los fluidos han pasado a través del estrangulador, estos fluyen por la línea de descarga, hasta la central de recolección, en donde son separados. Al llegar los fluidos al separador, estos descargan a una determinada presión, previamente establecida, para lograr una separación eficiente de los fluidos. Esta presión depende a su vez de las condiciones de operación de los equipos instalados para el manejo de los diferentes fluidos, como son bombas y compresores.



Por último cabe mencionar que cualquier variación de presión ocasionada dentro del sistema, se refleja en el comportamiento del mismo, por lo que todo el análisis deberá realizarse con base en el Sistema Integral de Producción.

Las principales correlaciones desarrolladas para calcular el gradiente de presión en tuberías horizontales son las siguientes:

- Lockhart y Martinelli (1949).
- Baker (1954).
- Dukler (1964).
- Eaton (1966).
- Beggs y Brill (1973).

Las mejores correlaciones son las de Dukler, Eaton y la de Beggs y Brill con limitaciones en la viscosidad, donde solo se pueden utilizar para fluidos con viscosidades menores de 12 [cp].

Lockhart y Martinelli en 1949, presentaron un trabajo para gastos bajos de gas y aceite, para diámetros pequeños de tubería. Baker incluyó 7 patrones de flujo y como calcularlos para tuberías con diámetros mayores de 6 [pg]. Los patrones de flujo que ocupó fueron: estratificado, bache, tapón, burbuja, niebla, ondulado y anular.

Dukler solo dividió el cálculo en dos casos; en tuberías con longitudes cortas y tuberías con longitudes largas. Mientras que Eaton basó su estudio en un campo de Louisiana, donde tomó pruebas de dos líneas de 5000 [m], con diámetro de 2 y 4 [pg]. La precisión del método dependerá de las magnitudes del decremento de las presiones tomadas, entre más pequeñas sean, los decrementos de presión, aumentará la precisión del cálculo. Por último Beggs y Brill, desarrollaron 584 pruebas tomadas de datos experimentales, donde descubrieron que el ángulo de inclinación afectaba el colgamiento. Las correlaciones empleadas para modelar el flujo multifásico en tuberías presentan los siguientes problemas:

- La mayoría fueron desarrolladas empleando datos experimentales para el sistema aire-agua, con tubos de diámetros menores de 2 [pg].
- Para las aplicaciones reales se tienen diámetros mayores, por lo cual es necesario extrapolar.
- La validez de la extrapolación es dudosa, ya que el comportamiento de flujo multifásico es muy diferente para tubos de diámetros pequeños, en comparación con tuberías de diámetros grandes.

### 6.1.3. Simulación en régimen estacionario y transitorio.

Como se menciona en el capítulo 1 existen tres tipos de regímenes de flujo, estacionario, pseudoestacionario y transitorio. Los regímenes más utilizados en la simulación son el estacionario y el transitorio, la diferencia entre un tipo de régimen y el otro, es que en régimen transitorio se estudia el comportamiento del flujo con respecto al tiempo, mismo que se resuelve por un conjunto de ecuaciones de diferencias parciales, y en el régimen estacionario no interviene el tiempo, el cual se resuelve con un sistema de ecuaciones lineales.

En el flujo transitorio el sistema de ecuaciones en diferencias parciales se resuelve empleando un método de diferencias finitas, el método consiste en discretizar el dominio físico continuo en una malla discreta de diferencias finitas. Esto se logra aproximando las derivadas parciales mediante ecuaciones algebraicas en términos de diferencias finitas. De esta forma un sistema de ecuaciones diferenciales parciales se convierte en un sistema de ecuaciones algebraicas.

Para la solución numérica del sistema de ecuaciones en diferencias parciales, es necesario discretizar las variables independientes del sistema, en este caso son la posición y el tiempo, por ejemplo, la tubería es dividida en celdas, mismas que serán discretizadas posteriormente (figura 6.7).

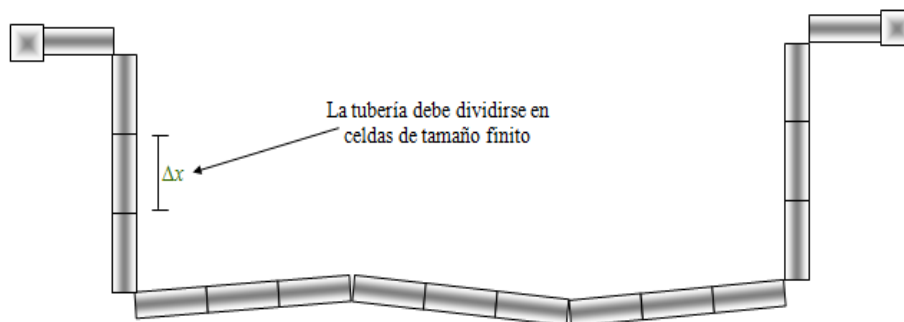


Figura 6.7. Discretización de las tuberías<sup>6</sup>.

Hay factores que se deben tomar en cuenta para la simulación en régimen transitorio, como:

- La geometría del sistema se mantienen constante durante la simulación.
- Para la integración respecto al tiempo es necesario establecer el valor del paso de integración, En general entre más pequeño sea, mucho mejor será la aproximación obtenida con el método numérico.
- Si el paso de integración es muy pequeño, el tiempo de cómputo y por tanto el esfuerzo computacional son mayores.

- El valor del paso de integración se determina en base a la precisión requerida de la solución numérica y el tiempo de cómputo que se desea invertir.
- Si el paso de integración es muy grande, la solución numérica no será representativa de la solución real, provocará una condición conocida como inestabilidad numérica.

#### **6.1.3.1. Programas de cómputo para simulación de flujo multifásico.**

Los programas de cómputo comerciales más ampliamente utilizados en la industria petrolera para la simulación en estado estacionario de flujo multifásico, son los siguientes:

- Pipephase (Invensys).
- Pipesim (Schlumberger).
- Prosper/GAP (Petroleum Experts).

La mayor parte de los simuladores de procesos químicos (PRO/II, Hysys, Aspen, etc.), tienen módulos para simular la caídas de presión en ductos. Los programas de cómputo más ampliamente empleados para la simulación de flujo multifásico en régimen transitorio son los siguientes:

- OLGA (Scandpower).
- TACITE (IFP, incorporado al simulador Pipephase).
- PLAC (AES Technology).

El uso de la simulación en régimen transitorio presenta mayores ventajas, ya que es como tener el comportamiento del flujo del fluido visualizado en una película, y en el régimen estacionario es como si tuviéramos una foto del sistema en un tiempo dado. Las principales aplicaciones de la simulación en régimen transitorio se relacionan con análisis de escenarios que dependen del tiempo.

- Paro y arranque de líneas.
- Simulación de flujo tapón en líneas.
- Simulación de la formación de sólidos orgánicos e inorgánicos.
- Simulación de equipo de proceso y sistemas de control.
- Dimensionamiento de tapones severos.
- Simulación de transitorios rápidos de presión (con un modelo simplificado).

Esta es una herramienta que se puede aplicar durante toda la vida de un sistema de producción de hidrocarburos. Para el análisis de sistemas de

producción de hidrocarburos mediante simulación en régimen transitorio, se deben seguir las siguientes etapas.

- Obtención de un estado pseudoestacionario.
- Perturbar el sistema.
- Simular el comportamiento el sistema después de la perturbación.

Como se mencionó anteriormente uno de los factores importantes para la simulación del flujo multifásico es el comportamiento de los patrones de flujo, ya que la variación de estos en el sistema, ocasiona una fuerte variación del comportamiento del flujo de fluidos en el sistema, principalmente cuando se presenta bacheo, por lo que se debe contar con modelos que describan adecuadamente el cambio de estos a lo largo del sistema y con respecto al tiempo. Debido a que existen pocos simuladores que cuentan con las herramientas adecuadas para realizar este tipo de análisis, se decidió utilizar el simulador OLGA, ya que este cuenta con una herramienta muy útil para determinar el comportamiento de los patrones de flujo en el sistema, así como el seguimiento de baches llamado *SLUGTRACKING*.

## **6.2. Simulador OLGA.**

El modelo de OLGA fue desarrollado por los institutos noruegos IFE y SINTEF, con el financiamiento de varias empresas petroleras. Teniendo un uso en más de 100 sitios en el mundo.

Desde los 90's, Chevron y Texaco han adoptado la tecnología de OLGA como la herramienta principal para la solución de sus problemas de Aseguramiento de Flujo. Hoy en día OLGA forma parte integral de los procedimientos de trabajo en Chevron y Texaco, y sigue siendo usado en el diseño de sus principales campos petroleros.

El modelo de OLGA es un modelo de flujo bifásico unidireccional en estado transitorio, el cual se basa en una formulación de tres campos, la fase líquida, el gas y gotas de líquido dispersas en la fase gaseosa. El simulador resuelve simultáneamente las ecuaciones de conservación de masa y balance de energía para cada campo, con la suposición de que existe equilibrio térmico entre las fases, por esto se tiene sólo una ecuación de conservación de energía. Adicionalmente, se considera que la tubería es completamente rígida, el conjunto de ecuaciones diferenciales obtenido, se resuelve empleando un método semi implícito.

Es una herramienta única para la simulación dinámica de flujo multifásico, así como de evaluación conceptual, diseño de sistemas de producción, procedimientos operativos, y análisis de seguridad.

### 6.2.1. Aplicación de OLGA.

OLGA puede ser usado durante todo el ciclo de vida de un proyecto, desde el desarrollo de nuevos campos, hasta la evaluación de los mayores retos para el aseguramiento de flujo, con la posibilidad de evaluar puntos específicos como optimización de la producción, y largas distancias submarinas de gas y condensado en instalaciones costa fuera (figura 6.8), por mencionar un ejemplo.

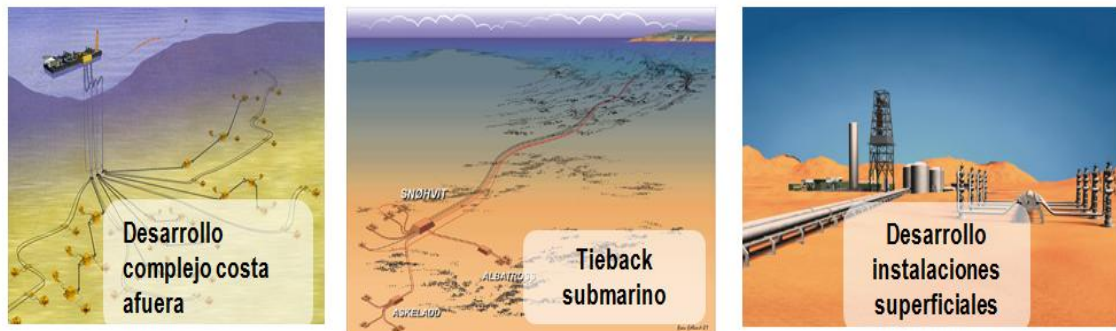


Figura 6.8. Aplicación de OLGA en proyectos de explotación de aceite<sup>4</sup>.

Este simulador presenta una gran versatilidad para el análisis en operaciones en ductos, permitiendo la simulación con escenarios en los que exista bacheo (figura 6.9), despresurización, aperturas, cierres, por mencionar algunos. Además, permite el estudio del manejo térmico, que es un tópico de gran importancia, debido al creciente desarrollo de campos costa fuera, en los que se pueden presentar problemas con parafinas, asfaltenos, hidratos, etc. Por lo que es de gran ayuda para poder modelar distintas operaciones.

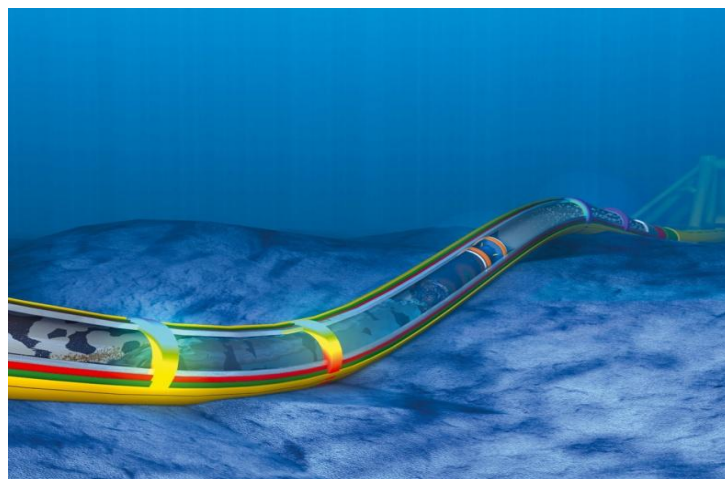


Figura 6.9. OLGA en la simulación de flujo en ductos<sup>4</sup>.

Además el simulador OLGA, no solo tiene aplicabilidad en operaciones relacionadas con ductos, si no que su gran versatilidad también ofrece la posibilidad de incluir componentes de procesamiento, como compresores,

bombas multifásicas, válvulas, controladores separadores con seguimiento de varias fases, cambiadores de calor y tapones severos. Así mismo es útil para hacer el seguimiento de la seguridad en los procesos (figura 6.10).

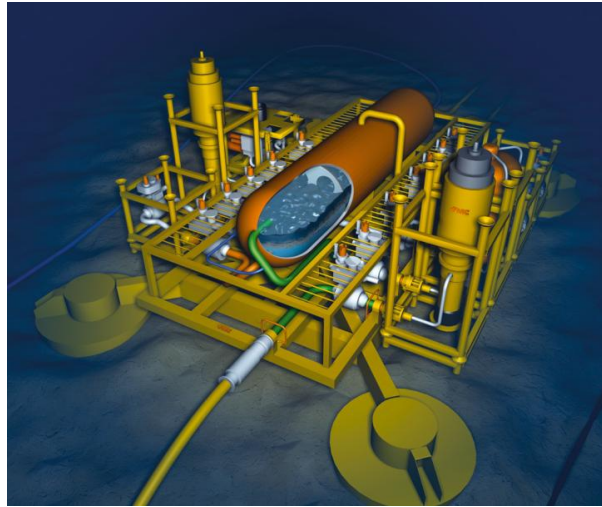


Figura 6.10. OLGA en equipos de proceso<sup>4</sup>.

### 6.2.2. Simulación de pozos con OLGA.

El diseño de los pozos en el simulador OLGA puede ser de varias formas ya sea por su régimen (estacionario o transitorio), o tipo de terminación. En el caso de régimen, si es estacionario se pueden contemplar tópicos como rendimiento de TP, comportamiento de afluencia, diseño de Terminación de Pozo, diseño de bombeo neumático, y calentamiento térmico. Si por el contrario se utiliza el régimen transitorio, las variables disponibles pueden ser análisis de bacheo, optimización de sistemas artificiales, cierre, arranque, carga de líquidos, formación y disolución de hidratos, limpieza de pozo y perforación bajo balance (figura 6.11).

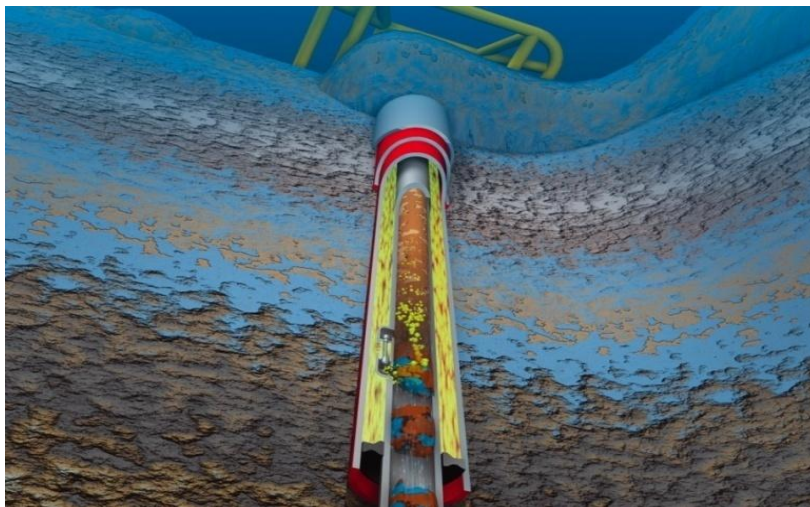


Figura 6.11. Vista en 3D de un pozo diseñado en OLGA<sup>4</sup>.

Los resultados de la simulación dinámica de pozos se emplean para respaldar la toma de decisiones en los proyectos en las áreas mostradas en la tabla 6.3.

Pozos	Tuberías	Redes de recolección
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificación de la producción planeada.</li> <li>• Ruta optima de tuberías.</li> <li>• Acumulación de agua.</li> <li>• Arranque de pozo.</li> <li>• Diseño de SAP.</li> <li>• Estabilidad de flujo.</li> <li>• Desarrollo de inhibidores.</li> <li>• Operaciones de perforación.</li> <li>• acumulación de agua.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Empacamiento y vaciado de líneas.</li> <li>•Paro y arranque.</li> <li>•Instalaciones de bombeo y compresión.</li> <li>•Corridas de diablos.</li> <li>•Rompimiento de baches.</li> <li>•Diseño de aislamiento, ensambles y medios de calentamientos.</li> <li>•Desarrollo de inhibidores.</li> <li>•Acumulación de agua.</li> <li>•Identificación de aéreas con alto contenido de corrosión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Control de la estabilidad del aceite.</li> <li>• Optimización de la producción.</li> <li>• Separación submarina.</li> <li>• Dimensionamiento de tanques.</li> <li>• Control de incremento de líquidos.</li> <li>• Manejo de volúmenes de parafinas.</li> <li>• Diseño de etapas de separación.</li> <li>• Medición de fluidos.</li> </ul>

Tabla 6.3. Ayuda de toma de decisiones con OLGA<sup>5</sup>.

La simulación de pozos con OLGA presenta variables beneficios al ser usado en las diferentes operaciones en campo, tales como:

- Arranque y paro de producción.
- Efectos térmicos.
- Producción de varias zonas del yacimiento (pozos multilaterales y multi-capas).
- Análisis de flujo cruzado entre zonas.
- Inyección al yacimiento, por ejemplo inyección alternada de agua y gas (WAG).
- Limpieza de pozos.
- Efecto de enfriamiento después del paro.
- Acumulación en espacio anular después de la producción.
- BN y bombas sumergibles.
- Carga de líquido, agua y condensado.
- Optimización de la producción.
- Prueba de pozos efecto de segregación y agujero del pozo.
- Aseguramiento de flujo (parafinas e hidratos).
- Inhibidores de corrosión.

Además, para la simulación de pozos costa afuera se puede simular la línea de flujo de la cabeza del pozo a la plataforma marina, es decir que con OLGA si existe una conexión entre el yacimiento y las instalaciones de superficie, lo que nos permite simular correctamente pozos en aguas profundas, lo que es una gran ventaja (figura 6.12).



Figura 6.12. Comparación de OLGA con otros simuladores en simulación de pozos costa fuera<sup>4</sup>.

### 6.2.3. Seguimiento de tapones.

Una de las características más importantes del simulador OLGA es la capacidad de efectuar el seguimiento de tapones (SLUGTRACKING), en sistemas multifásicos. El modelo empleado fue desarrollado por Bendiksen y Straume, el cual presenta una malla que se deforma en función de una velocidad arbitraria, la cual es independiente de la velocidad del fluido. Cada cola y frente de los baches se describe dando la posición de cola y frente en función del tiempo.

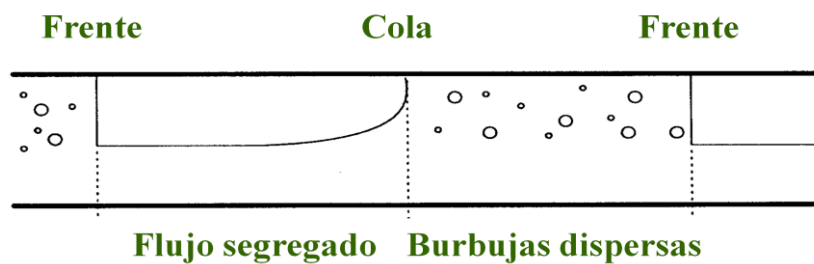


Figura 6.14. Seguimiento de tapones.

Es posible simular tapones que son generados por cuatro mecanismos:

- Hidrodinámico.
- Debidos al terreno.
- Por nivel (para arranque de líneas)
- Por corridas de limpieza.



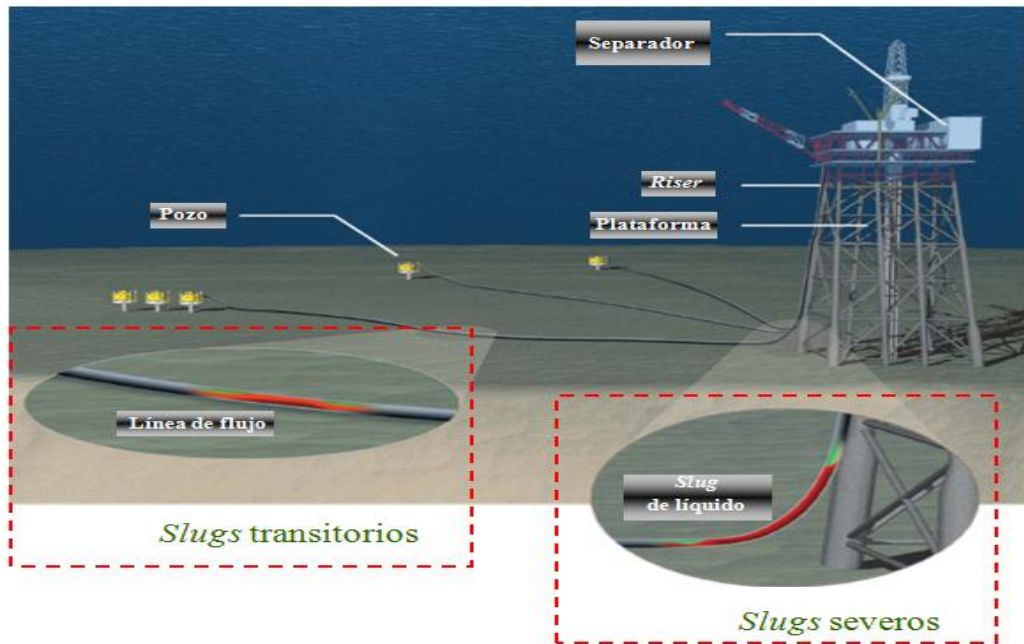


Figura 6.15. Formación de tapones en líneas de flujo<sup>6</sup>.

Los tapones se forman por la interacción en el sistema de transporte. El fenómeno es cíclico y se da en 4 etapas.

1. La tubería ascendente se bloquea por el líquido que escurre y el que fluye por el ducto. La entrada de gas se bloquea parcialmente con lo que aumenta la presión hacia atrás.
2. La presión aumenta en el fondo hasta que el líquido acumulado alcanza la parte superior de la tubería ascendente.
3. Cuando el líquido alcanza la parte superior de la tubería ascendente empieza a llenar el separador hasta que el gas llega a la base, se alcanza la máxima presión en el sistema. Cuando el gas penetra expulsa el líquido en una descarga caótica y violenta.
4. Durante la descarga la presión desciende rápidamente permitiendo al líquido remanente escurrir hacia la base de la tubería ascendente. Este proceso se repite una y otra vez.

#### 6.2.4. Limitaciones de OLGA.

El simulador OLGA presenta las siguientes limitaciones:

- Las propiedades de los fluidos (en la versión estándar) son función sólo de la temperatura y la presión, además de ser constantes en el espacio

y el tiempo. Esta limitación es particularmente importante para la simulación de sistemas donde los cambios en la composición total puede tener un efecto importante en el comportamiento.

- Debido al método numérico empleado, es posible sólo simular transitorios lentos, tales como los de temperatura o los debidos a cambios en el flujo. Los transitorios rápidos tales como los de presión se pueden simular con un modelo simplificado, además de que es necesario cumplir muchas condiciones.

### **6.3. Caso de estudio con el simulador OLGA.**

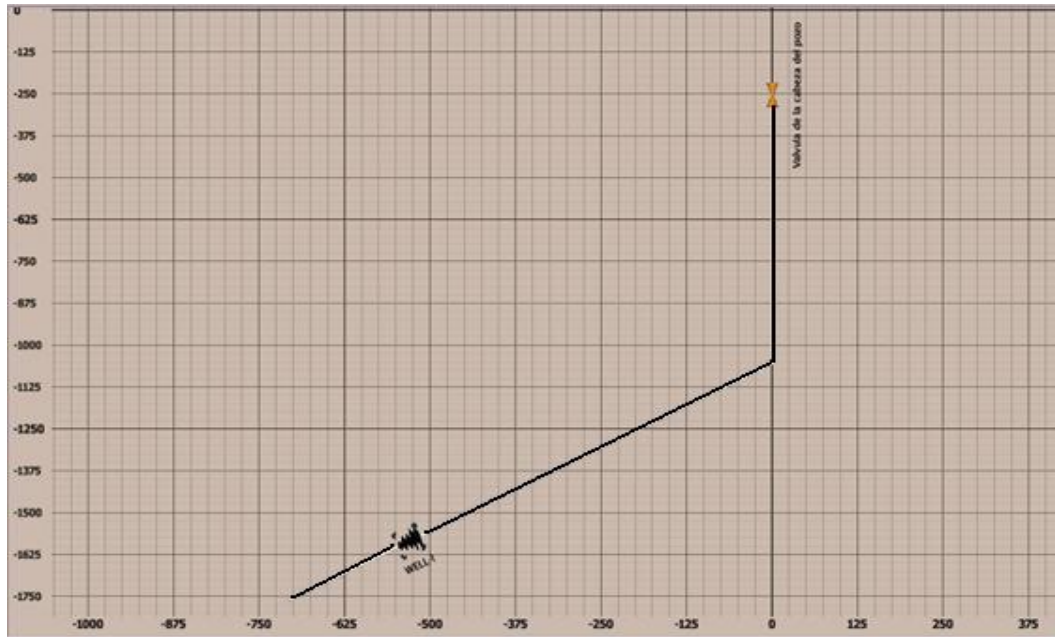
El uso de los simuladores como una herramienta para la evaluación de diferentes métodos de explotación es de gran ayuda, debido a que permite ver las ventajas y desventajas de usarlos sin tener que haberlos implementado, esto nos permite hacer una selección del mejor método a usar en un pozo. El objetivo de este caso de estudio es realizar un análisis de sensibilidad para determinar cuál sería el aumento en la producción del pozo 1, mediante la simulación de tres modelos simplificados, calentamiento eléctrico, BEC, y BEC con inyección de diluyente.

#### **6.3.1. Características del modelo usado.**

**Pozo 1.** El pozo 1 es desviado, productor de hidrocarburos pesados, se encuentra en un tirante de agua de 250 [m], y tiene una profundidad de 1750 [m]. La cima del intervalo productor se encuentra a 1595 [m] de profundidad, y la ubicación de la plataforma se encuentra 25 [m] por encima del nivel del mar. La representación del modelo en OLGA se hizo a partir de dos secciones, una que va del fondo del pozo a la cabeza, y la otra que va de la cabeza del pozo hasta la plataforma.

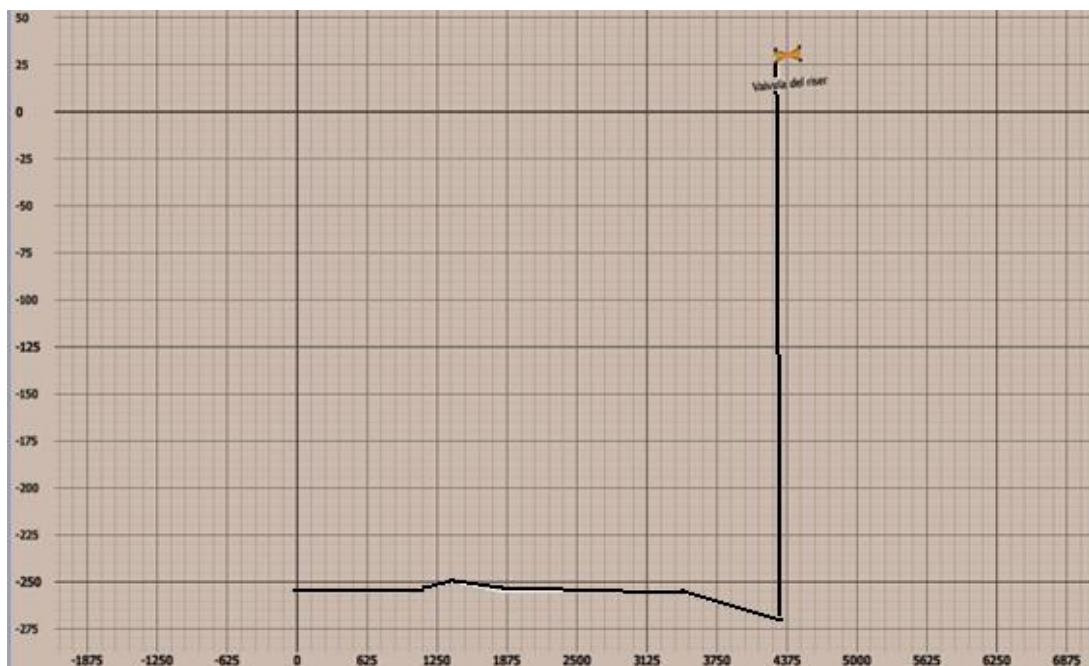
La primera sección, que es donde se encuentra la desviación del pozo, se represento de manera simplificada, y se consideró un único cambio de inclinación, obteniendo así dos secciones, una con inclinación de 45° y 1000 [m] de longitud, y la otra de 800 [m] y una inclinación de 90° (gráfica 6.1).

La segunda sección, que es la línea de descarga que va hasta la plataforma, está compuesta por una sección horizontal de 4370 [m] de longitud, la cual incluye cambios de inclinación importantes, y otra sección vertical de 300 [m] (gráfica 6.2).



Gráfica 6.1. Perfil del pozo 1.

El estado mecánico del pozo cuenta con una TR superficial de 30" a 40 [m] de profundidad, una TR conductora de 20" a 200 [m], una TR intermedia de 13 3/8" a 700 [m], un liner de 9 5/8" a 1850 [m], y TP de 7". Los accesorios instalados son un medio árbol de válvulas de 13 5/8"x7 1/16" (5M), un cabezal compacto de 20 3/4" (3M)x13 5/8" (5M), una brida doble sello 20 3/4" (3M)x20 3/4" (5M), un cabezal soldable 20 3/4" (3M), y una válvula de tormenta BAKER de 7 1/2", 12.6 lb/p, VAM-TOP @ 255 MD. En el lecho marino se tiene una tubería de 12" con una longitud de 4300 [m], un riser de 10" de 300[m], y una válvula de 3 1/2".



Gráfica 6.2. Perfil de la línea de descarga.

**Yacimiento 1.** El yacimiento de interés consiste en areniscas con intercalaciones de lutitas saturadas con aceite pesado, con un espesor de disparos de 65 [m], a una profundidad de 1595 [m]. Los mecanismos de empuje dominantes en el yacimiento son expansión del sistema roca-fluidos, así como la expansión del gas disuelto liberado. Los datos del yacimiento usados para la simulación se presentan en la tabla 6.4.

Profundidad [m]	1595
Presión del yacimiento [lb/pg <sup>2</sup> ]	2650
Temperatura del yacimiento [°F]	131
°API	18
Relación gas-aceite [pie <sup>3</sup> /bl]	80
Factor de volumen de aceite [b/bl]	1.0847
Viscosidad [cp]	15
Porosidad	32%
Permeabilidad [mD]	12
Saturación inicial del agua	5%
Presión en la cabeza del pozo [lb/pg <sup>2</sup> ]	500
Potencial del pozo [(bl/d)/(lb/pg <sup>2</sup> )]	4.5

Tabla 6.4. Características del yacimiento 1.

**Fluido 1.** El fluido utilizado en la simulación es un crudo pesado de 18 °API, y su composición se muestra en la tabla 6.5, a partir de estos datos, se realizaron tablas para ser usadas con el simulador OLGA, las cuales incluyen el comportamiento de la viscosidad del aceite y el gas, así como de sus densidades, entre otras propiedades, con respecto a la temperatura y la presión. Las tablas elaboradas deben contener el rango de presiones y temperaturas que se manejarán en la simulación, de lo contrario no se podrán obtener resultados, ya que son imprescindibles para el simulador OLGA.

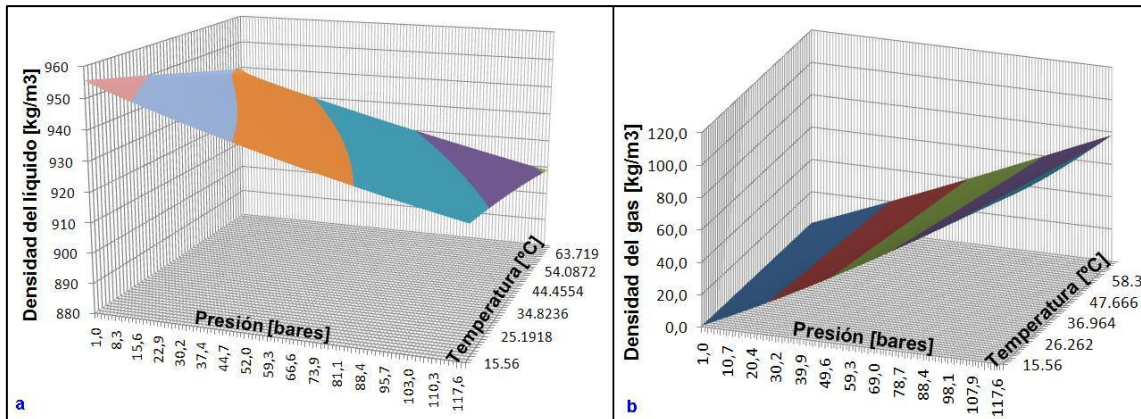
Componente	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7+</sub>	M <sub>C7+</sub>	ρ <sub>C7+</sub>
%mol	0.90	0.14	38.78	2.03	0.06	0.01	0.05	0.04	57.99	2.96	0.955

Tabla 6.5. Composición del fluido en porcentaje mol.

El fluido 1 es un crudo pesado, aunque su viscosidad no es muy elevada, ya que las viscosidades que presenta están entre las más bajas para un crudo pesado, mismas que pueden variar dentro de un rango que va desde los 10 [cp] hasta valores muy por encima de los 300 [cp]<sup>7</sup>.

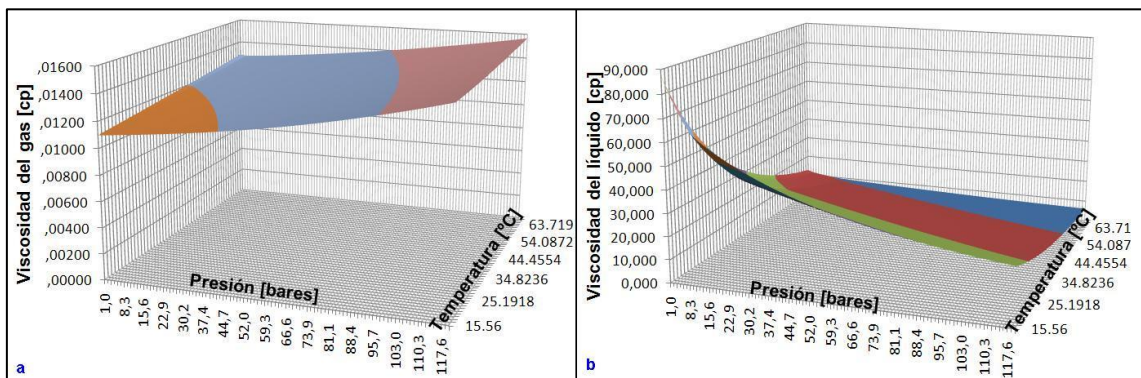
Si se observa la gráfica 6.3, se puede notar que los valores de la densidad tienen una mayor variación cuando se modifica la presión, ya sea para el

líquido o para el gas, ya que el área que representa el comportamiento de la densidad con respecto a la presión y la temperatura tiene una mayor pendiente en la dirección de la presión. La variación de la densidad debido al cambio en la presión, dejando la temperatura constante, llega a ser hasta de aproximadamente 50 [Kg/m<sup>3</sup>], para el líquido y 80 [Kg/m<sup>3</sup>], para el gas; y la variación de la densidad debido al cambio en la temperatura, dejando la presión constante, es de aproximadamente 15 [Kg/m<sup>3</sup>], para el líquido y 45 [Kg/m<sup>3</sup>], para el gas.



Gráfica 6.3. a) Comportamiento de la densidad del líquido (a) y del gas (b), con respecto a la presión y la temperatura.

En cuanto a la viscosidad de las fases, se puede notar que la viscosidad del líquido es la que se ve mayormente afectada por el cambio de presión y temperatura, presentando un cambio brusco en la pendiente del manto para presiones y temperaturas bajas, alcanzando valores de hasta 80 [cp].



Gráfica 6.4. a) Comportamiento de la viscosidad del gas (a) y del líquido (b), con respecto a la presión y la temperatura.

### 6.3.2. Diseño del modelo con OLGA.

Para realizar los perfiles del pozo y la línea de descarga, se obtienen datos a partir de los giroscópicos, los cuales generalmente se componen de una gran

cantidad de puntos, con los que se generan segmentos cortos, pero debido a que la velocidad de ejecución de la simulación depende de la longitud de dichos segmentos, los perfiles deben ser simplificados.

No. De tubo	Ramal	Etiqueta	Diámetro [pg]	X final [m]	Y final [m]
<b>Punto de inicio</b>	Línea de descarga			0	-255
<b>1-1</b>	Línea de descarga	Pipe-1	12	1000	-255
<b>1-2</b>	Línea de descarga	Pipe-2	12	1400	-250
<b>1-3</b>	Línea de descarga	Pipe-3	12	1800	-255
<b>1-4</b>	Línea de descarga	Pipe-4	12	3400	-255
<b>1-5</b>	Línea de descarga	Pipe-5	12	4300	-270
<b>1-6</b>	Línea de descarga	Pipe-6	10	4300	30
<b>1-7</b>	Línea de descarga	Pipe-7	10	4400	30
<b>Punto de inicio</b>	Pozo			-707	-1762
<b>2-1</b>	Pozo	Pipe-1	7	0	-1055
<b>2-2</b>	Pozo	Pipe-2	7	0	-255

Tabla 6.6. Configuración de la línea de descarga y aparejo de fondo en OLGA.

Los perfiles de los pozos tienen como característica poseer secciones de inclinación casi constante, por lo tanto para conseguir una simulación más eficiente se deben conservar solo los puntos que definen cambios de inclinación importantes, y eliminar aquellos considerados no relevantes. Además del perfil del pozo, los accesorios en el mismo se modelan con base a los datos proporcionados en el estado mecánico. La configuración del pozo 1, es mostrada en la tabla 6.6, donde se puede observar, que se consideran 2 secciones de tubería para el flujo en el pozo, y 7 secciones de tubería para el flujo en la línea de descarga, donde 5 secciones pertenecen a tubería en el lecho marino y 2 secciones al riser de producción.

En la simulación de los procesos de transporte es muy importante considerar las pérdidas de calor en el sistema, por lo que es conveniente contar con información detallada de las paredes que lo limitan, y en qué forma interactúan estas con su entorno, es decir, se deben conocer los coeficientes de transferencia de calor de cada una de las paredes consideradas en el diseño.

En el modelo utilizado para la simulación del pozo 1, se consideró que se tenían diferentes paredes en el pozo. Los materiales de las paredes

consideradas para el pozo fueron, cemento, formación, lodo o fluido empacador. Una vista esquemática del pozo es mostrada en la figura 6.16.

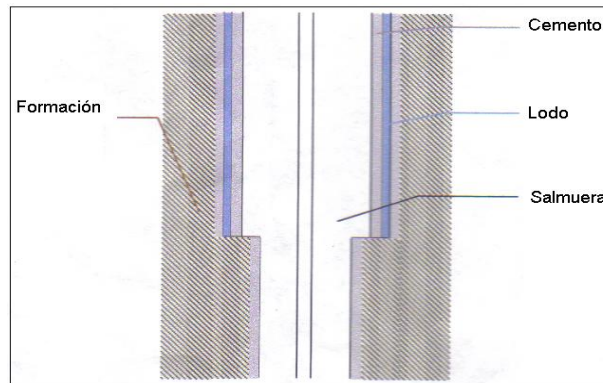


Figura 6.16. Paredes del pozo.

Las propiedades de las paredes consideradas, son mostradas en la tabla 6.7, donde solo se presentan valores de viscosidad y expansión, para la salmuera, ya que es la única que se considero como un fluido, las demás paredes fueron consideradas como solidas, por lo que no cuentan con dichos valores.

	Cemento	Formación	Lodo	Acero	Aislante	Salmuera
Cp [J/Kg*°C]	837.51	1256	1616.08	500	1500	2047.7
Conductividad [W/m*K]	0.983	1.59	0.623	50	0.135	0.455
Densidad [kg/m <sup>3</sup> ]	1889.96	2243	1390.4	7850	1000	1677.38
Expansión [1/°C]	-	-	-	-	-	3.66x10 <sup>-4</sup>
Viscosidad [N*s/m <sup>2</sup> ]	-	-	-	-	-	1x10 <sup>-3</sup>

Tabla 6.7. Propiedades de los materiales del pozo 1.

El diseño del modelo contempla 4 zonas con una configuración diferente para las paredes que estarán interactuando con el medio circundante. La primer zona es la que corresponde al pozo, y se contemplan 6 diferentes espesores de formación, los cuales se van haciendo más gruesos conforme se alejan del centro del pozo, adicionalmente se considera una pared de cemento, una de acero, que corresponden a la TR cementada, una de salmuera y otra de acero, que corresponden al fluido empacador y a la tubería de producción. La segunda zona que comprende la parte superior del pozo contempla más paredes, considerando el estado mecánico del pozo, por lo que se tienen paredes de cemento, lodo, salmuera, acero, y formación. La tercer zona es la que corresponde a la tubería de descarga, la cual está en el lecho marino, por lo que se contempla además del acero, una pared de aislante térmico. Por último, la cuarta zona comprende solo al riser de producción, el cual también está sumergido en agua, pero no se considera aislante térmico en el, así que solo consta de una pared de acero. Los espesores utilizados se muestran en la tabla 6.8.

Pared	Material	Espesor de pared
<b>Tubería</b>	Acero	9 [mm]
	Aislante	25 [mm]
	Aislante	25 [mm]
<b>Riser</b>	acero	7.5 [mm]
<b>Parte superior del pozo</b>	Acero	1.18 [pg]
	Salmuera	1.578 [pg]
	Acero	0.797 [pg]
	Cemento	0.8125 [pg]
	Acero	0.625 [pg]
	Lodo	0.6125 [pg]
	Acero	0.575i[pg]
	Cemento	2 [pg]
	Formación	1 [pg]
	Formación	2 [pg]
	Formación	4 [pg]
	Formación	8 [pg]
	Formación	16 [pg]
	Formación	32 [pg]
<b>Fondo del pozo</b>	Acero	0.375 [pg]
	Salmuera	1.252 [pg]
	Acero	0.498 [pg]
	Cemento	0.75 [pg]
	Formación	1 [pg]
	Formación	2 [pg]
	Formación	4 [pg]
	Formación	8 [pg]
	Formación	16 [pg]
	Formación	32 [pg]

Tabla 6.8. Aproximación de la formación.

En este caso se consideró un gradiente geotérmico lineal entre las perforaciones y el lecho marino (70 a 6 [°C]), y un coeficiente de transferencia de calor de 6.5 [W/m<sup>2</sup> °C]. La configuración de los accesorios se muestra en la tabla 6.9.

Nombre	Ramal	Posición	Tubo	diámetro
<b>Válvula de riser</b>	Línea de descarga	4650.19 m	PIPE-7	0.1 [m]
<b>Válvula de cabeza del pozo</b>	Pozo	1799.85 m	PIPE-2	0.089 [m]

Tabla 6.9. Configuración de los accesorios.

### 6.3.3. Simulación de los diferentes escenarios.

Con el objetivo de realizar un análisis de sensibilidad se hizo la simulación de la puesta en producción del pozo 1, para un tiempo de 24 horas, considerando cuatro escenarios posibles: flujo natural del pozo, implementación de calentamiento eléctrico, implementación de un sistema BEC, e implementación



de un sistema BEC asistido con inyección de diluyente. Con lo anterior se pretende mostrar el efecto del aumento de la temperatura, y el efecto de la inyección de diluyente para el mejoramiento de la producción del pozo 1. El diagrama base utilizado para la simulación es mostrado en la figura 6.17.

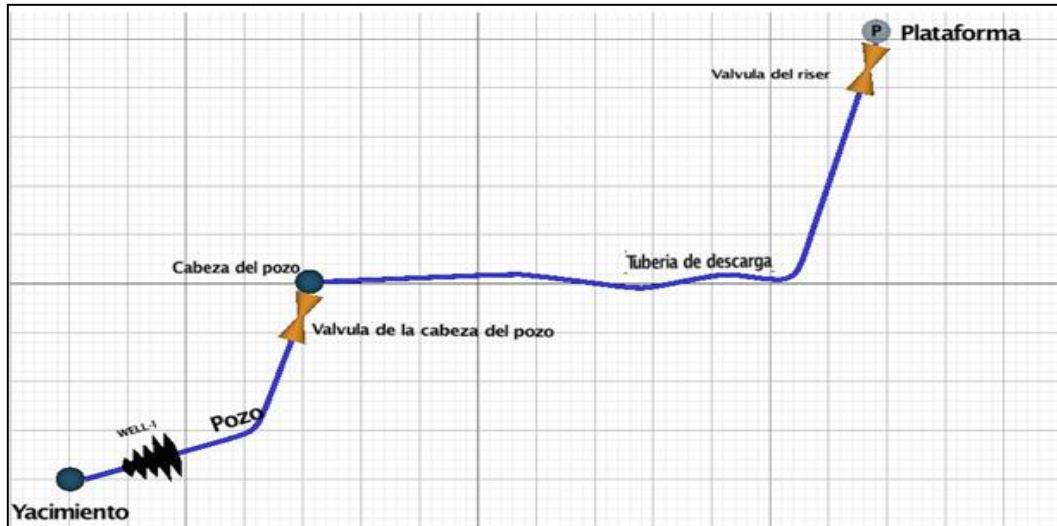
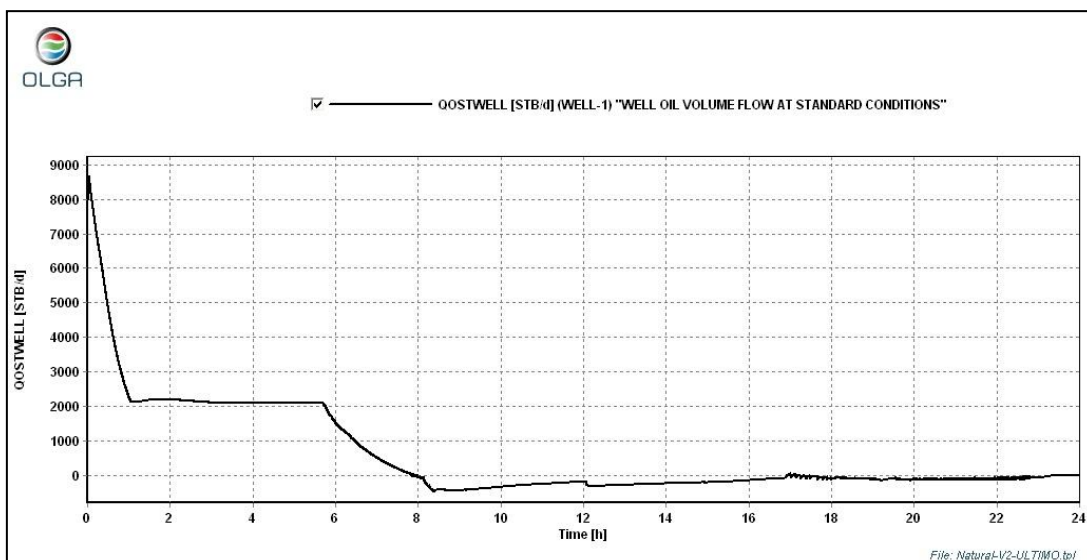


Figura 6.17. Diagrama base utilizado en la simulación.

### 6.3.3.1. Simulación del flujo natural del pozo 1.

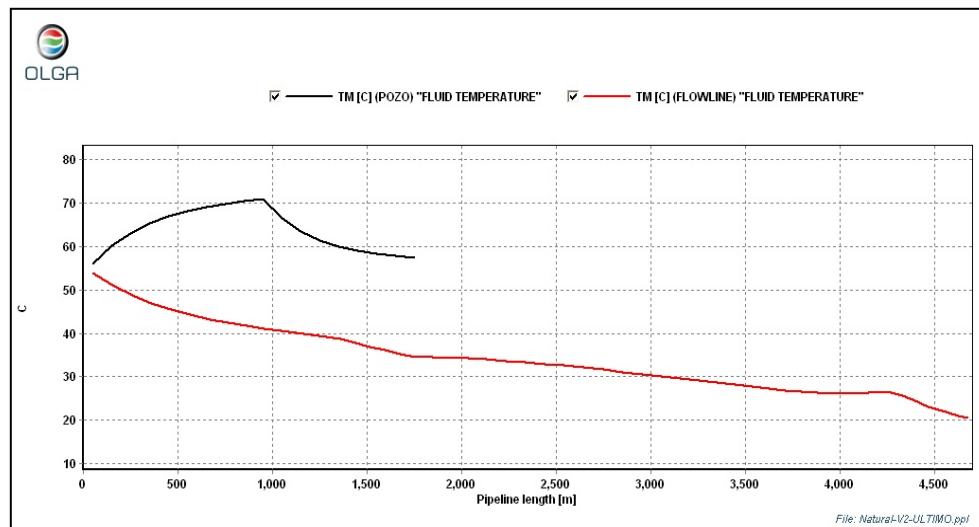
Para este caso, no se obtuvo flujo, las condiciones de presión, temperatura, y propiedades del fluido consideradas, dieron como resultado que el pozo 1 no sea productor. Como se puede observar en la gráfica 6.5, la producción del pozo 1 cae hasta llegar a cero después de 6 horas, de donde se deduce que las condiciones no permitirán un flujo óptimo y es necesario implementar algún sistema que adicione energía al pozo 1 para que este sea productor.



Gráfica 6.5. Gasto de producción contra tiempo, del pozo 1.

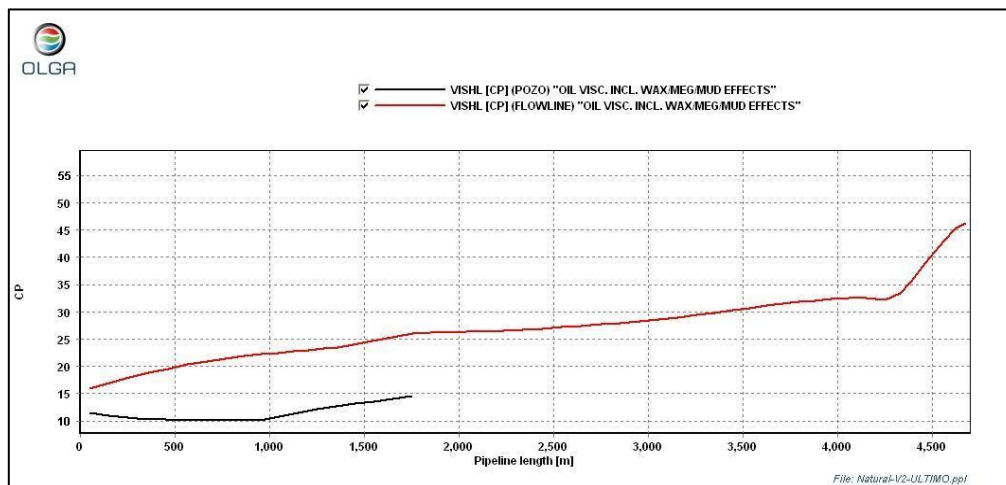
### 6.3.3.2. Simulación del calentamiento eléctrico del pozo.

En este escenario se implemento un modelo simplificado de un cable calentador de fondo del pozo, con una longitud de 1000 [m], y una capacidad para suplir 250 [W/m], esta cantidad se asumió, debido a que se consideró la implementación de un calentador con cable de aislamiento mineral (MI), como el visto en el capítulo III.



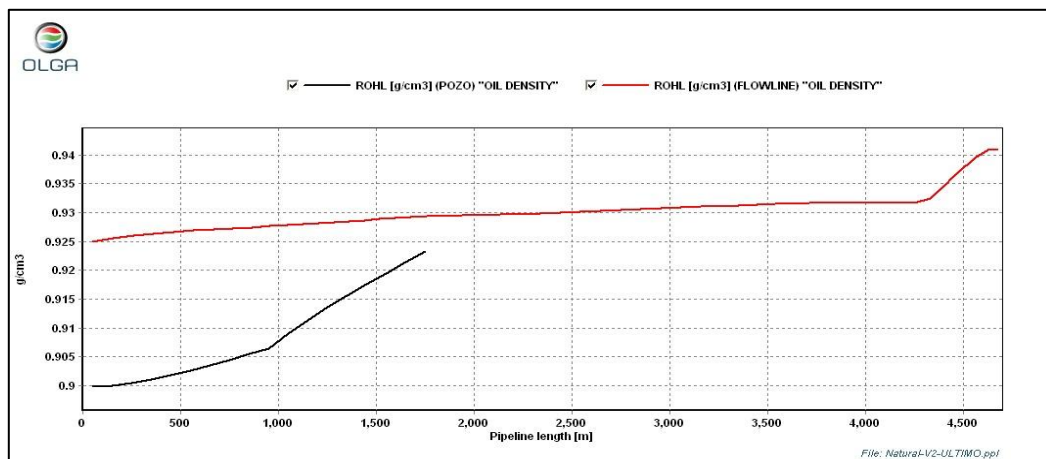
Gráfica 6.6. Perfil de temperatura del pozo 1 con calentamiento eléctrico.

Para este escenario, con el perfil de temperatura mostrado en la gráfica 6.6, se puede observar como la temperatura del pozo aumenta de 55 [°C] hasta 70 [°C], debido a que el cable calentador fue implementado en el fondo del pozo con una longitud de 1000 [m]. Por lo tanto es visible que la curva de temperatura después de los 1000 [m] comienza a descender, ya que el fluido no está bajo los efectos del calentador, y comienza a perder temperatura.



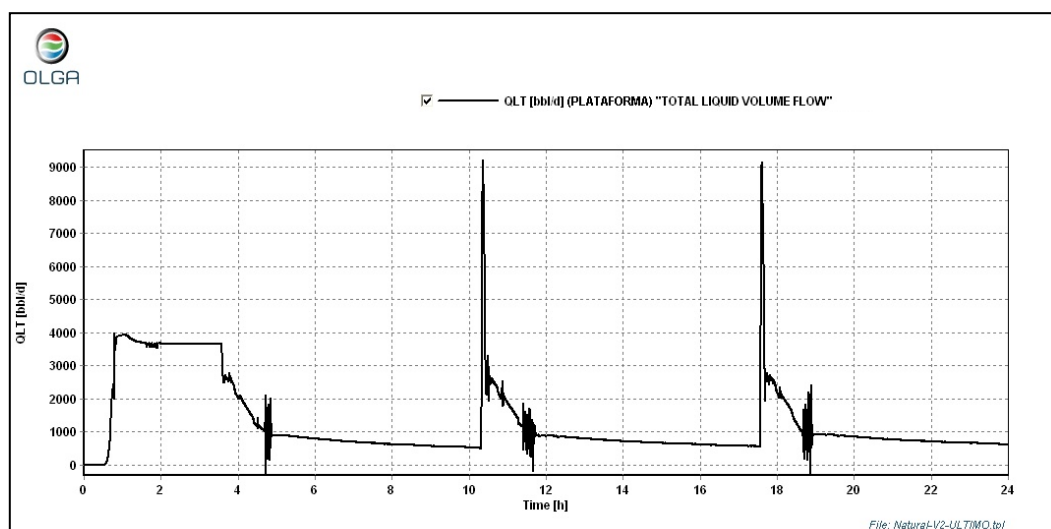
Gráfica 6.7. Comportamiento de la viscosidad a lo largo de la tubería con calentamiento eléctrico.

Este efecto de calentamiento del pozo afecta la viscosidad del aceite producido por el pozo 1, como se puede ver en la gráfica 6.7, donde la viscosidad del fluido está por debajo de los 15 [cp], mientras se mantiene el calentamiento, para después regresar a su valor original, va aumentando mientras el fluido avanza en la línea de flujo y se va enfriando. Al final de la gráfica se puede observar que hay un aumento brusco en la viscosidad del fluido, la cual pasa de un valor de aproximadamente 27.5 [cp] a 45 [cp]. Este cambio abrupto se le puede atribuir a la sección del riser, el cual no tiene aislamiento térmico lo que provoca una disminución rápida de la temperatura, y el consecuente aumento en la viscosidad.



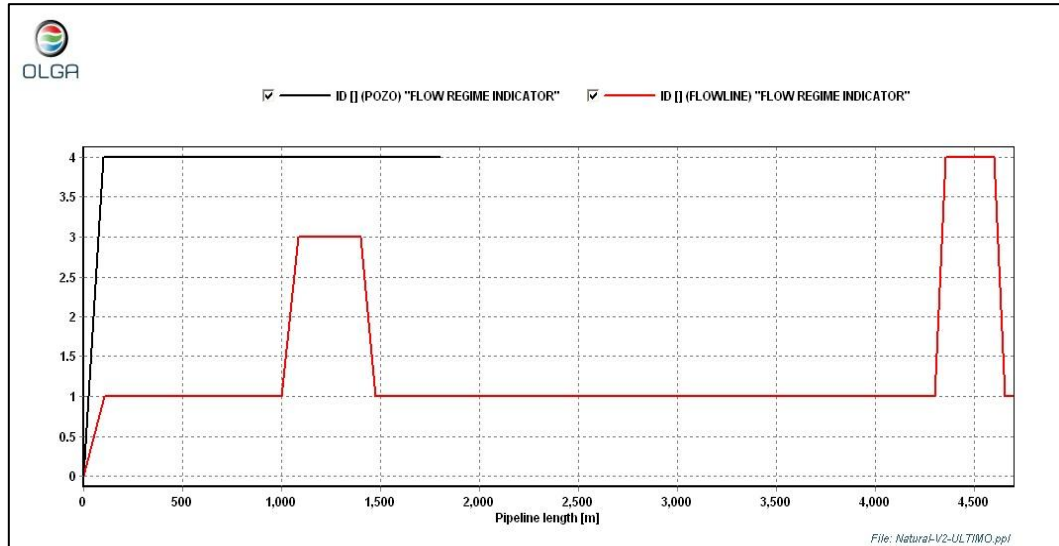
Gráfica 6.8. Comportamiento de la densidad a lo largo de la tubería con calentamiento eléctrico.

Adicionalmente se tiene una pequeña disminución en la densidad del fluido como se puede observar en la gráfica 6.8, con lo que se logra hacer que el fluido del pozo 1 fluya hasta la plataforma, con un gasto de aproximadamente 700 [bls/d], como se puede ver en la gráfica 6.9.

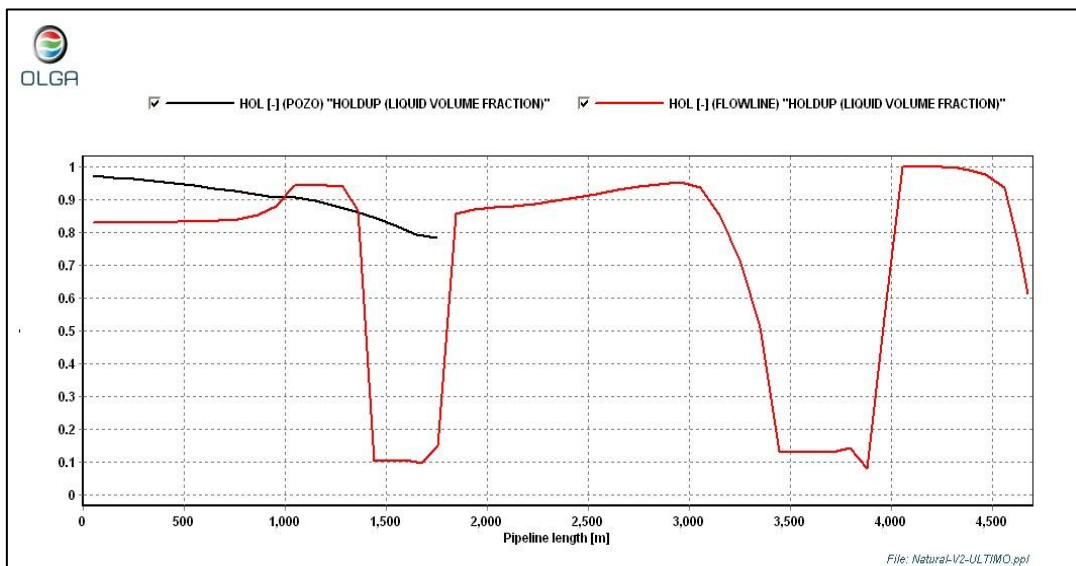


Gráfica 6.9. Gasto de producción del pozo 1 contra tiempo, en la plataforma con calentamiento eléctrico.

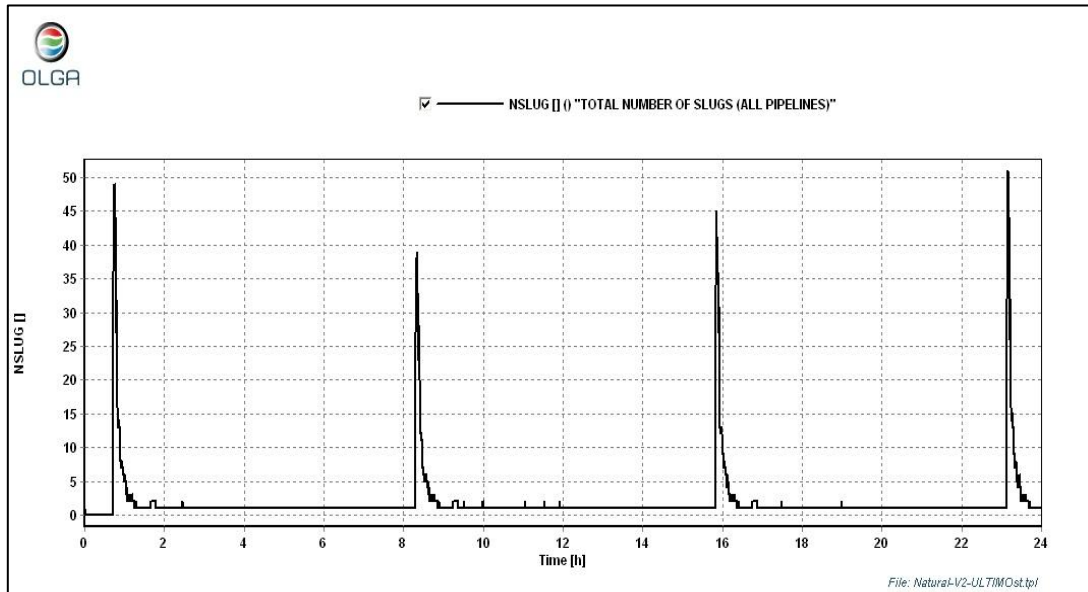
El gasto en la plataforma muestra dos variaciones importantes, a las 10 y 18 horas de producción, lo que se debe a los patrones de flujo presentes en el sistema. Como se muestra en la gráfica 6.10, los patrones presentes en el sistema son básicamente 3, flujo burbuja (representado con el número 4 en OLGA), laminar (1), y tapón (3).



Adicionalmente si se observa el colgamiento a lo largo de la tubería en la gráfica 6.11, se puede notar que al inicio hay mayor flujo de líquido en el pozo, pero después va aumentando el volumen de gas, por lo que el valor del factor de colgamiento disminuye. Se pueden notar dos zonas con un importante flujo de gas, aproximadamente a los 1500 [m], y 3500 [m] en la línea de flujo.



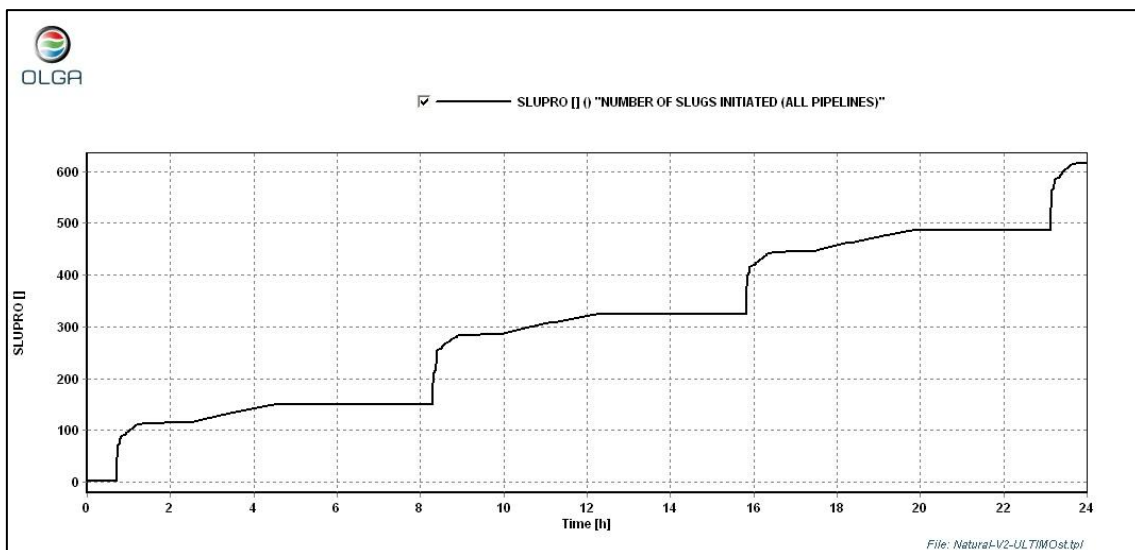
Debido a lo anterior, se puede asumir que existe bacheo en el sistema, y se comprueba observando la gráfica 6.12, que nos muestra el bacheo presente en el sistema con respecto al tiempo.



Gráfica 6.12. Número de baches con respecto al tiempo con calentamiento eléctrico.

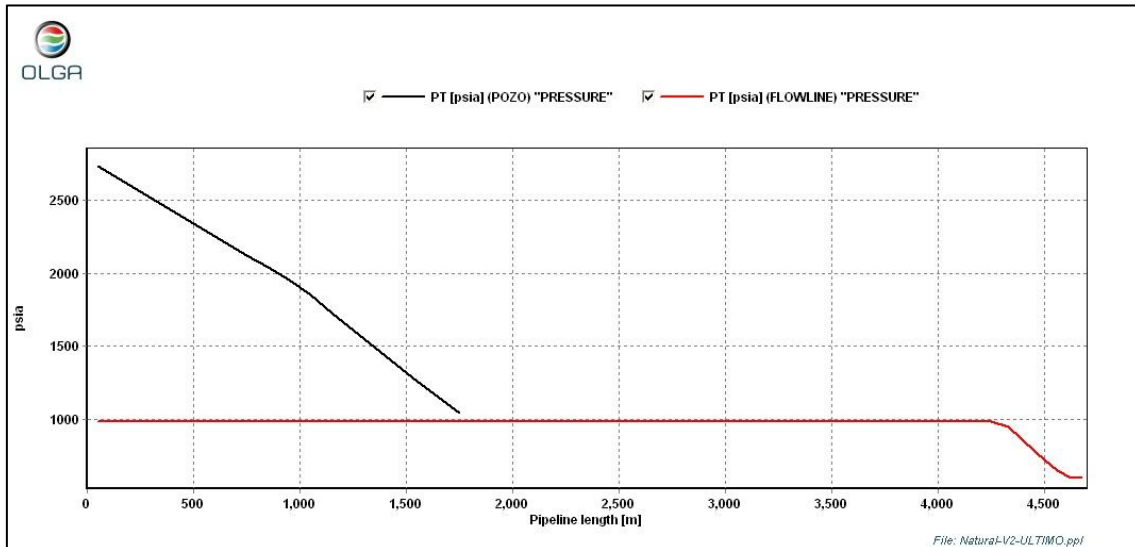
En número de baches generados en el sistema varía, y en algunos momentos alcanza un valor muy elevado, de hasta 50, manteniéndose estable por tiempos mayores en valores que oscilan entre 1 y 3.

El total de baches formados en el sistema que reporta OLGA, como se puede ver en la gráfica 6.13 es de poco más de 600, para las 24 horas simuladas.



Gráfica 6.13. Total de baches formados en el sistema a las 24 horas de simulación con calentamiento eléctrico.

Debido a estos fenómenos presentes en el sistema, podemos observar las caídas de presión a lo largo del sistema, desde el fondo del pozo hasta la plataforma.



Gráfica 6.14. Perfil de presión a lo largo del sistema con calentamiento eléctrico.

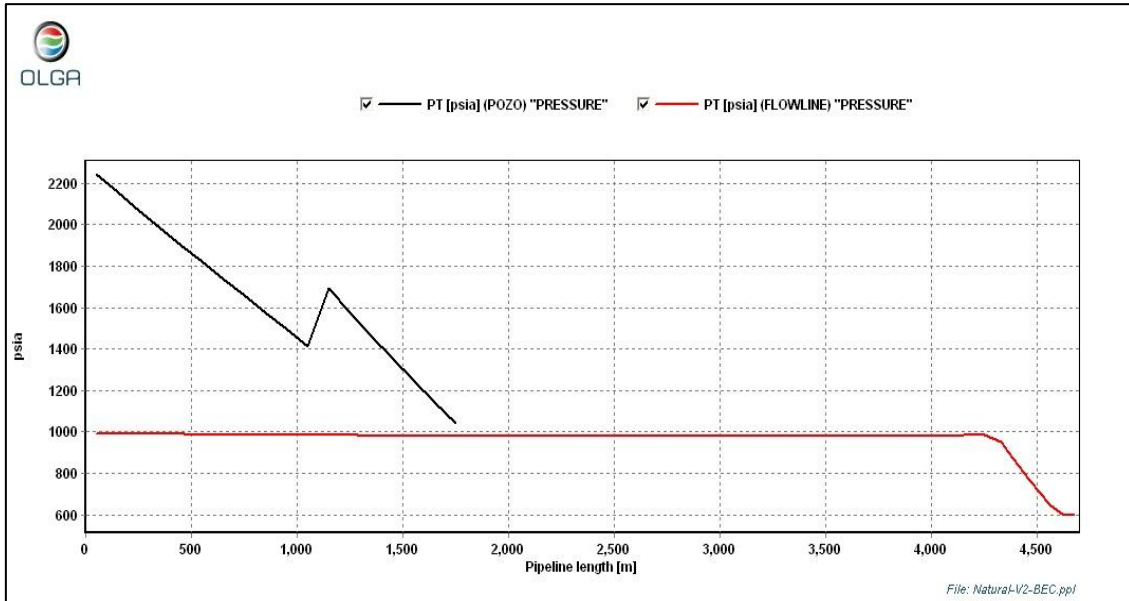
Como se puede observar, las caídas de presión mayores se tienen en las secciones que presentan inclinación, como es el pozo y el riser. A lo largo de la sección horizontal de la línea de flujo, las caídas de presión son mínimas.

### 6.3.3.3. Simulación del bombeo electrocentrífugo sumergido.

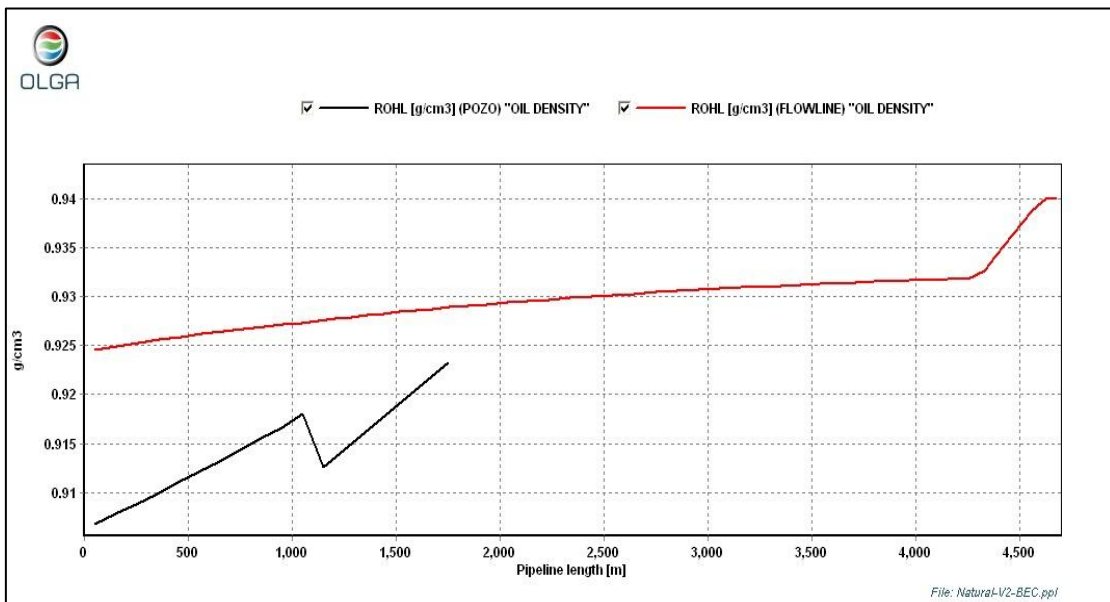
Para este caso, se hizo una simplificación para representar los efectos de la instalación de una bomba en el pozo, a una profundidad de 1000 [m], con las siguientes características:

- Velocidad máxima de la bomba 3000 [rpm].
- Velocidad de la bomba 400 [rpm].
- Gasto de la bomba 100 [bbl/d].
- Eficiencia de la bomba [70%].
- Torque 200 [Nm].

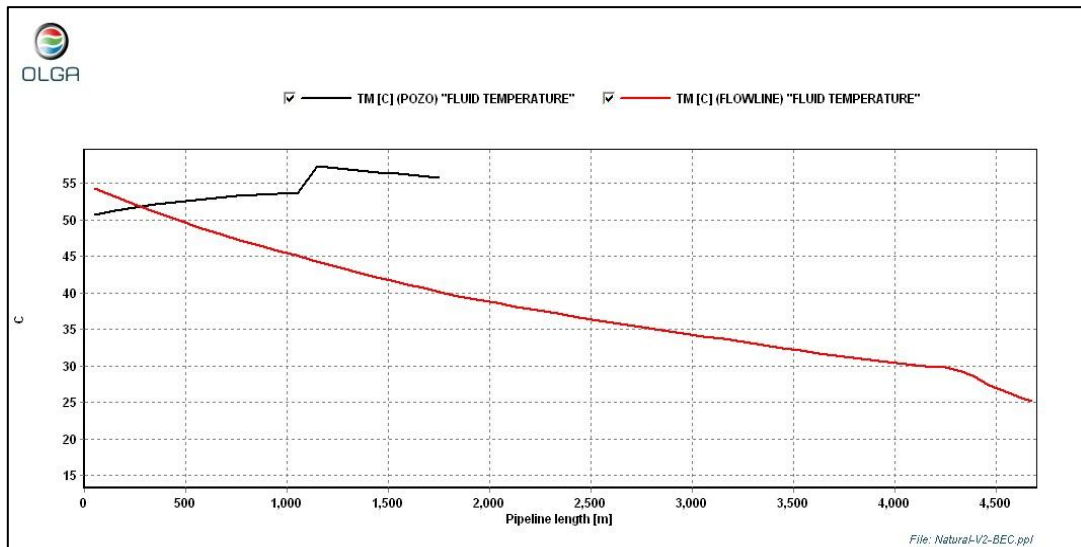
Con estas condiciones, se logró modificar el perfil de presión del sistema, como se puede ver en la gráfica 6.15. La alteración de la presión en el pozo se observa a la profundidad que fue implementada la bomba, es decir a los 1000 [m], donde se observa un aumento en la presión de aproximadamente 300 [lb/pg<sup>2</sup>], para después volver a la presión de 1000 [lb/pg<sup>2</sup>], a partir de la cabeza del pozo.



Esta alteración en la presión modifica los demás perfiles, como se puede ver en la gráfica 6.16, la densidad del fluido después de la bomba sufre una disminución de alrededor de  $0.005 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ , lo que puede ser atribuible al cambio de presión y temperatura que ocurre en la zona en la que se encuentra instalada la bomba.

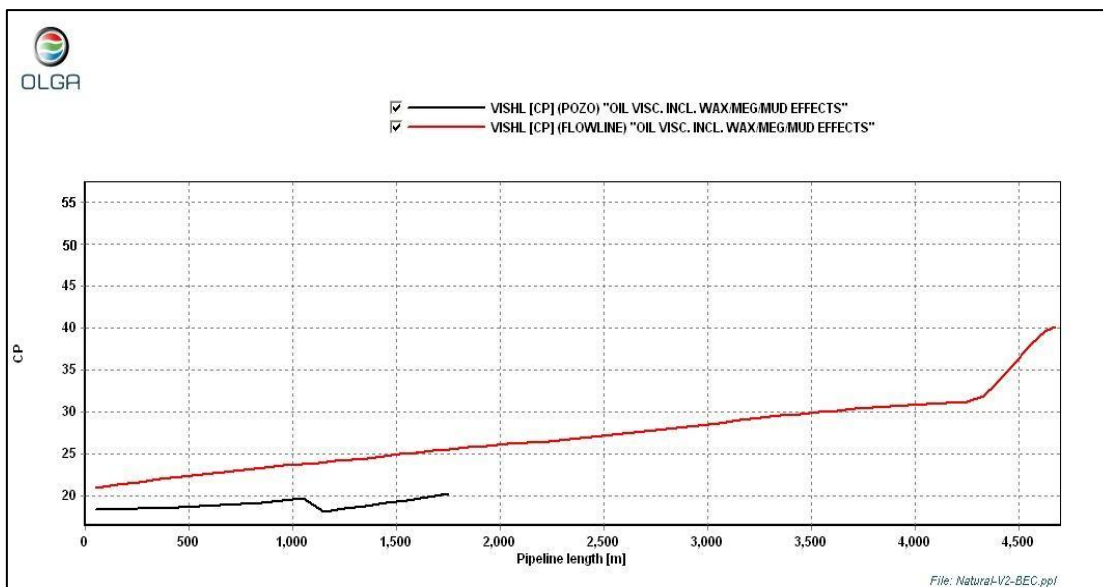


El perfil de temperatura presenta un incremento después de la zona donde se encuentra la bomba, aunque este no es tan grande como el que se observó en el calentamiento eléctrico.



Gráfica 6.17. Perfil de temperatura en el sistema con BEC.

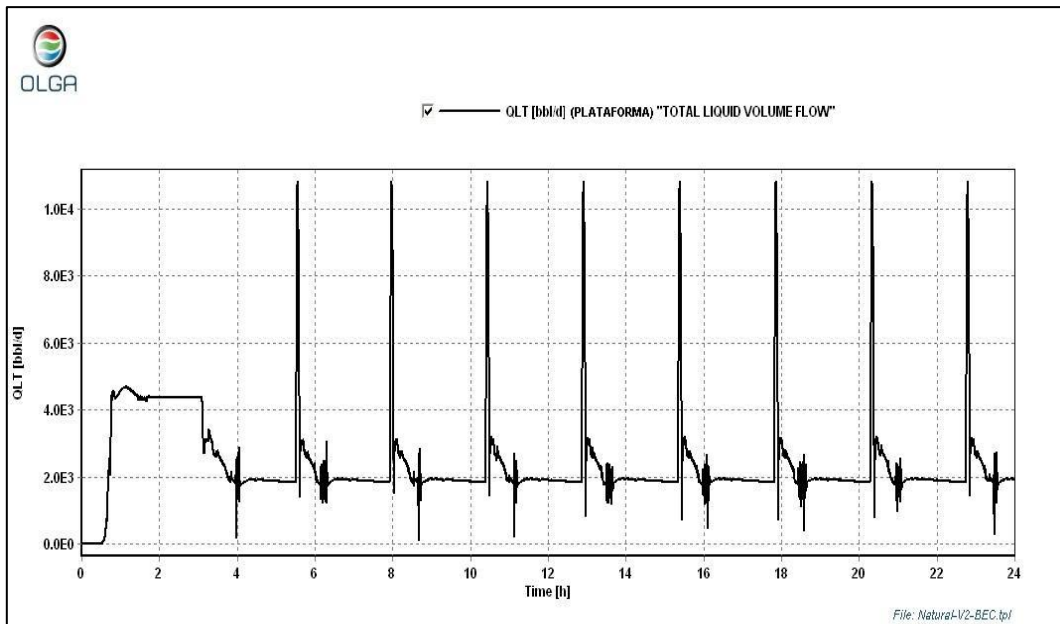
Las variaciones de presión y temperatura a las que es sometido el fluido, provocan además, una variación pequeña en su viscosidad, como se puede observar en la gráfica 6.18. En esta gráfica podemos observar, como en las graficas anteriores, que después de la bomba el fluido presenta una variación, ahora en la viscosidad, la cual disminuye fuertemente, para después incrementar su valor a lo largo de la línea de descarga. Se puede notar también el cambio en la viscosidad del fluido debido al riser sin aislamiento térmico.



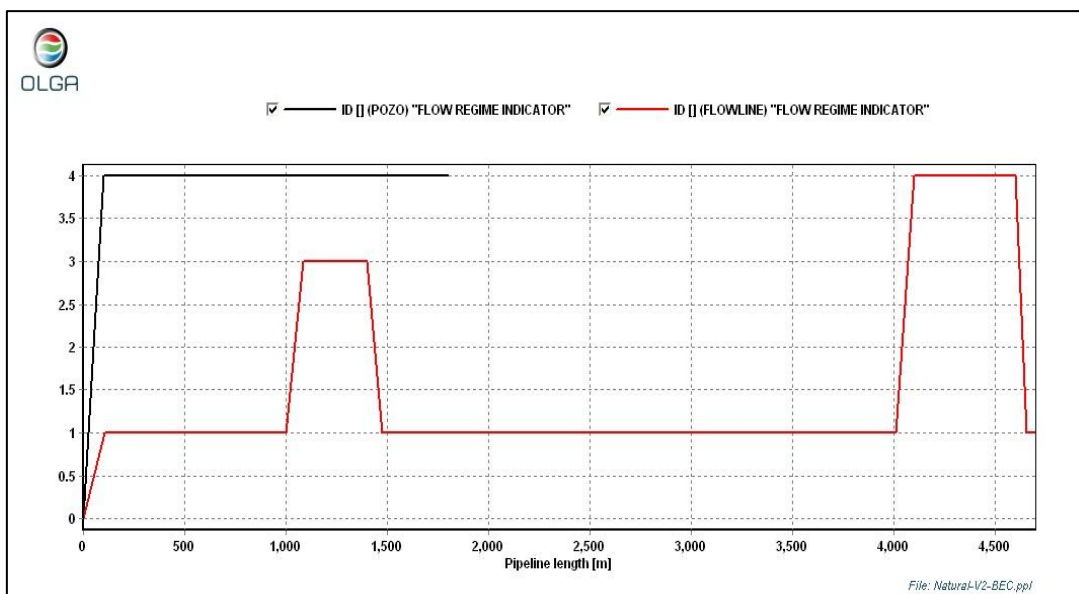
Gráfica 6.18. Comportamiento de la viscosidad a lo largo de la tubería con BEC.

Gracias a estos efectos, se logra obtener el flujo del fluido hasta la plataforma, con un gasto de aproximadamente 2000 [bls/d], pero al igual que en el calentamiento eléctrico, el gasto no es constante y presenta fuertes variaciones cada 2 horas aproximadamente como se puede observar en la gráfica 6.19.

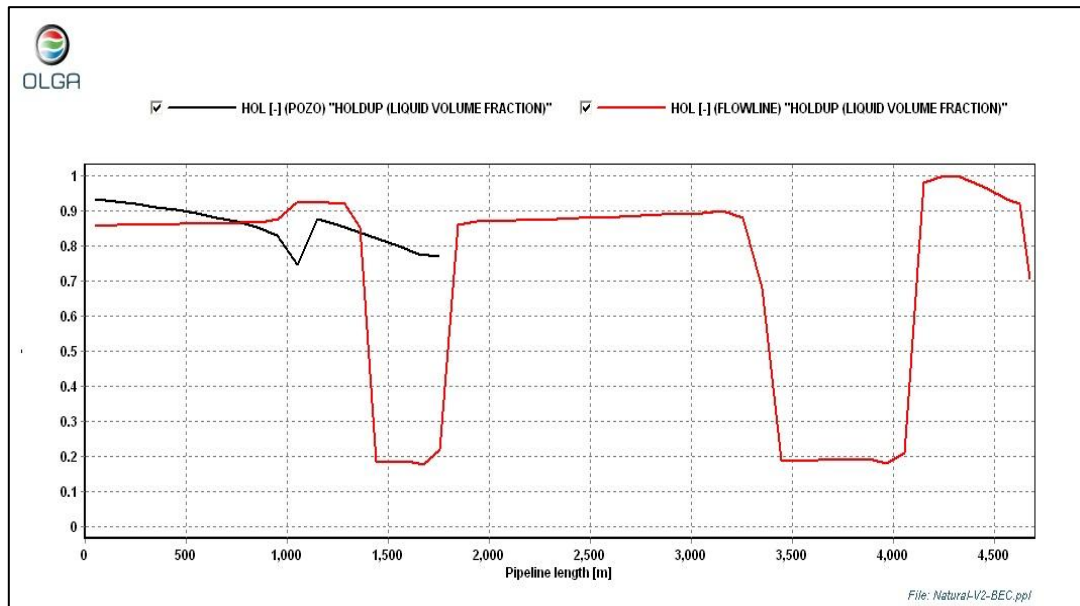




Como se observa en la gráfica 6.20, los patrones de flujo presentes en el sistema son nuevamente tres, burbuja, laminar, y bache. El flujo burbuja se da principalmente en el pozo, y en la línea de descarga se presentan los tres, pero predomina el flujo laminar.

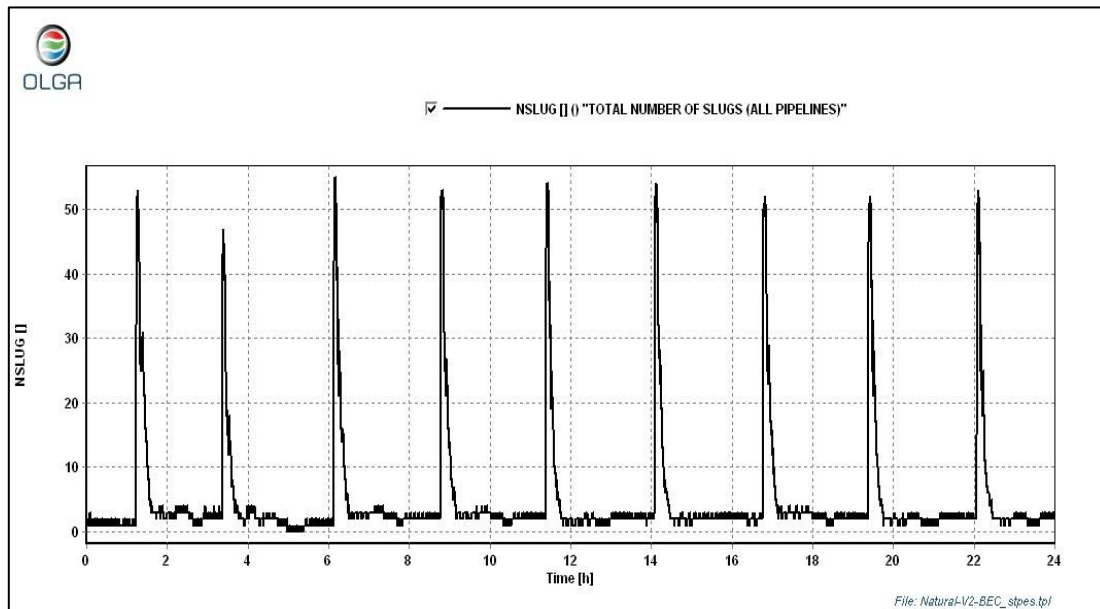


En la gráfica 6.21, se puede observar el comportamiento del colgamiento a lo largo del sistema, adicionalmente se ve el efecto que ocasiona la bomba después de los 1000 [m] en el pozo, en donde la cantidad de líquido vuelve a aumentar por el efecto ocasionado por la presencia de la bomba.



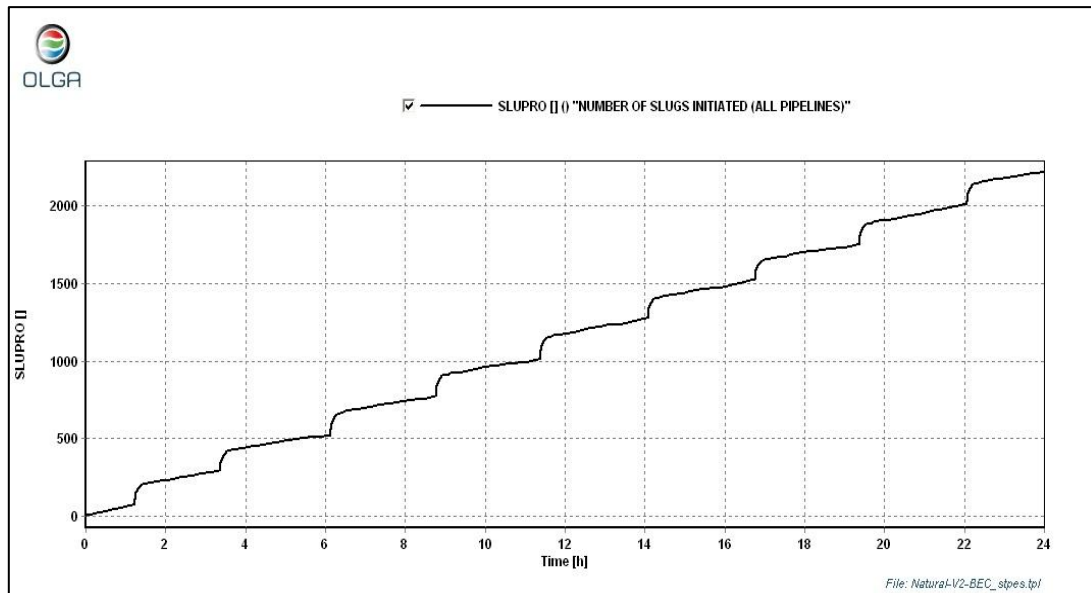
Gráfica 6.21. Variación del colgamiento a lo largo de la tubería con BEC.

Debido al comportamiento del gasto, a los patrones de flujo presentes, y al comportamiento del colgamiento, se puede analizar la presencia de bacheo en el sistema, el cual se puede observar en la gráfica 6.22. El número de baches presentes en el sistema llega a ser en ocasiones mayor a 50, y se presentan con frecuencia aproximadamente cada 2 horas, pero predominan valores menores a 10.



Gráfica 6.22. Número de baches presentes en el sistema contra el tiempo con BEC.

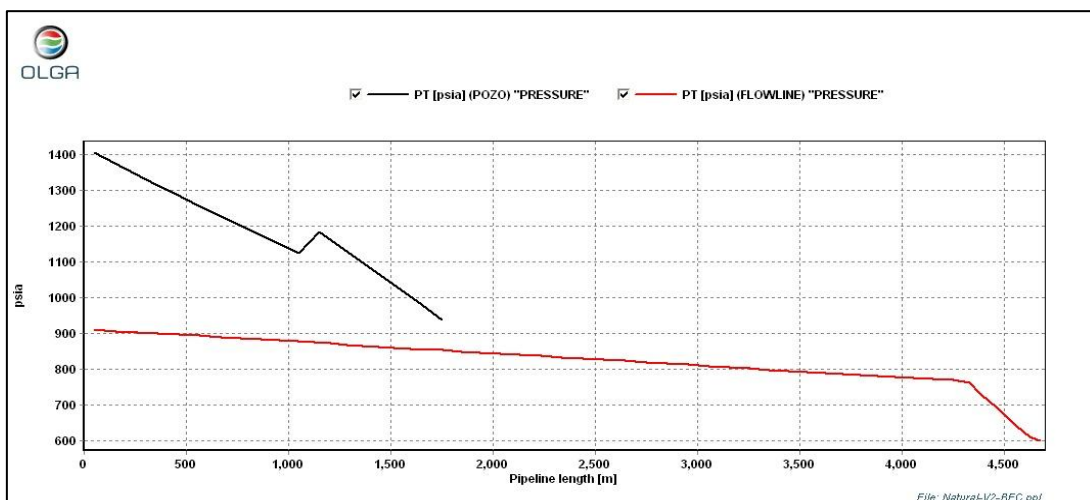
Finalmente se tiene que el número de baches en el sistema es elevado, por encima de los 2000, para las 24 horas que se simuló la producción del pozo 1, lo cual se muestra en la gráfica 6.23.



Gráfica 6.23. Número de baches formados en el sistema después de 24 horas con BEC.

#### 6.3.3.4. Simulación del BEC asistido con inyección de diluyente.

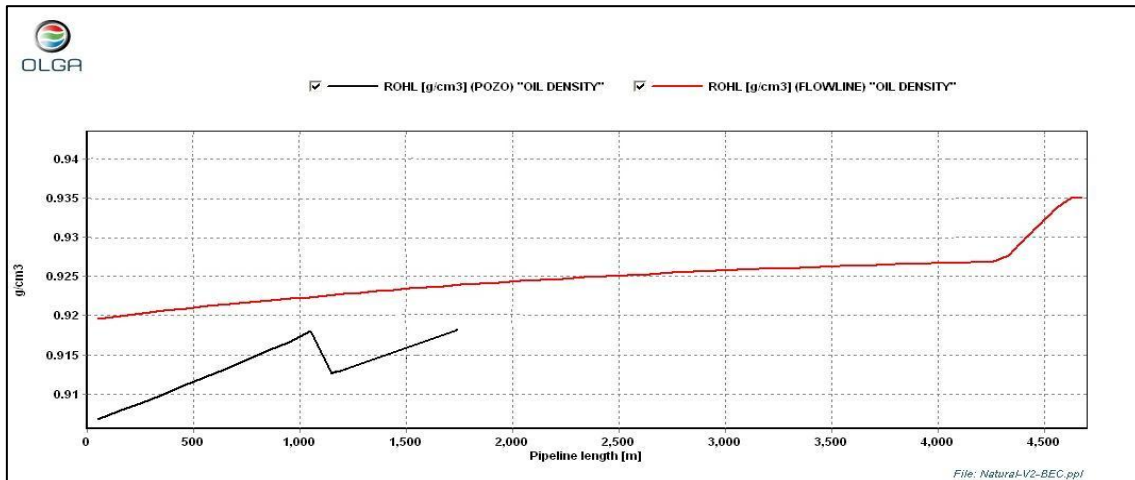
Para la simulación de BEC asistido con inyección de diluyente, se realizó una simplificación del sistema, ocupando las mismas características de la bomba usada para la representación del BEC, y adicionalmente se propuso la inyección de un fluido a un gasto de 2000 [bls/d], a una profundidad de 1000 [m]. El aceite inyectado se consideró un ligero con una densidad de 30 [°API]. Con la inyección de diluyente la presión en el fondo disminuyó considerablemente, como se muestra en la gráfica 6.24, y se puede observar además el efecto de la bomba a los 1000 [m] en el pozo.



Gráfica 6.24. Perfil de presión en el sistema con BEC asistido con diluyente.

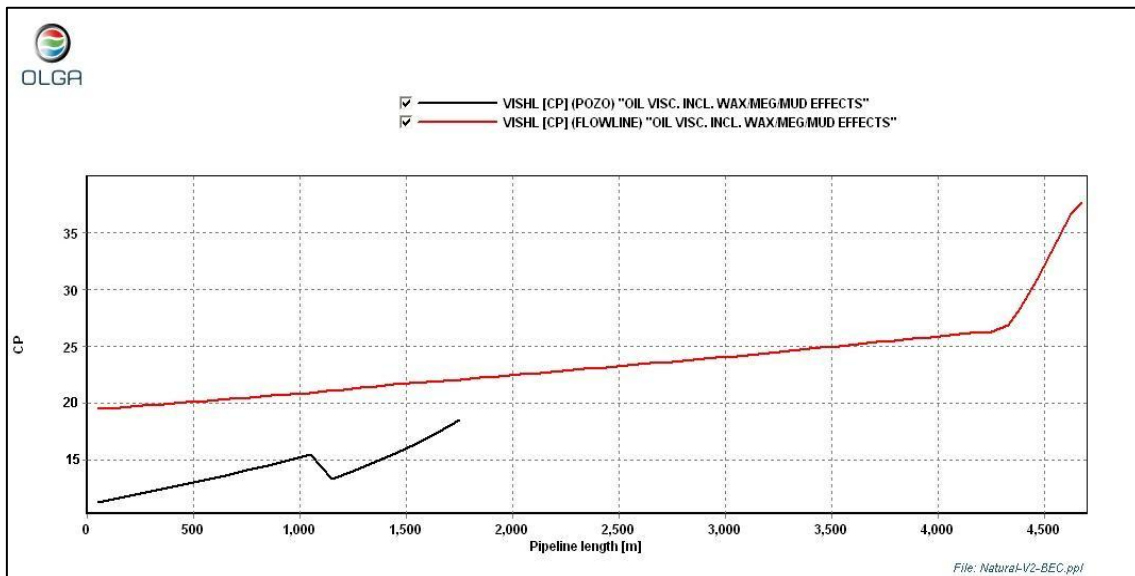
La densidad mantiene su comportamiento igual que el BEC del caso anterior, pero después de los 1000 [m], sufre una disminución, lo que se le puede

atribuir a la inyección del diluyente, aunque se sigue notando el cambio provocado por la bomba, como se muestra en la gráfica 6.25.



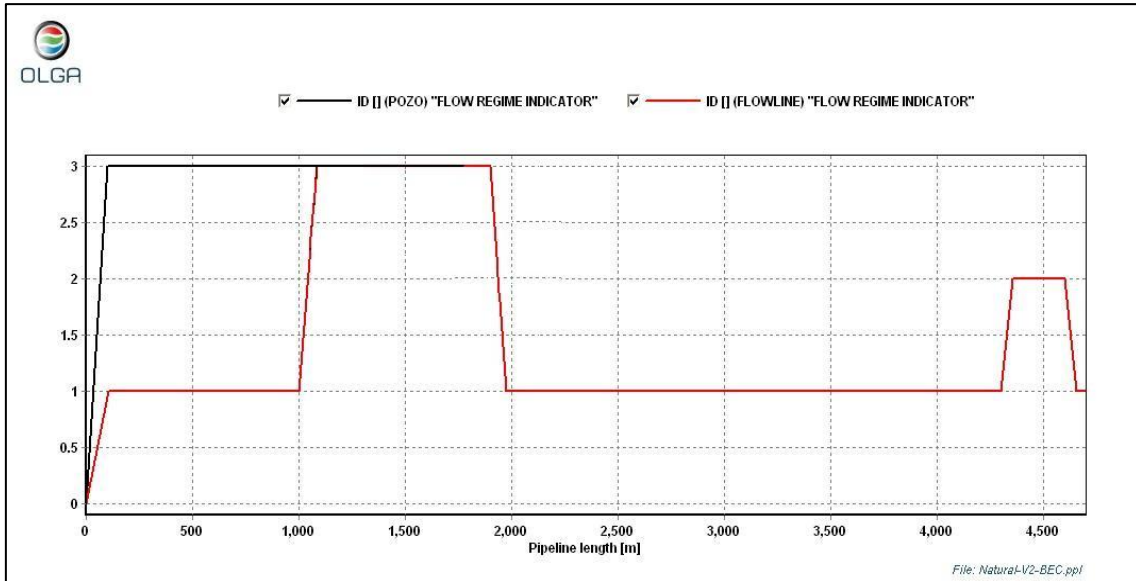
Gráfica 6.25. Comportamiento de la densidad en el sistema con BEC asistido con diluyente.

La viscosidad también se ve afectada, presenta una disminución como se muestra en la gráfica 6.26, además cabe destacar que la viscosidad final es menor que la presente en el caso en que se implementa solo el BEC.



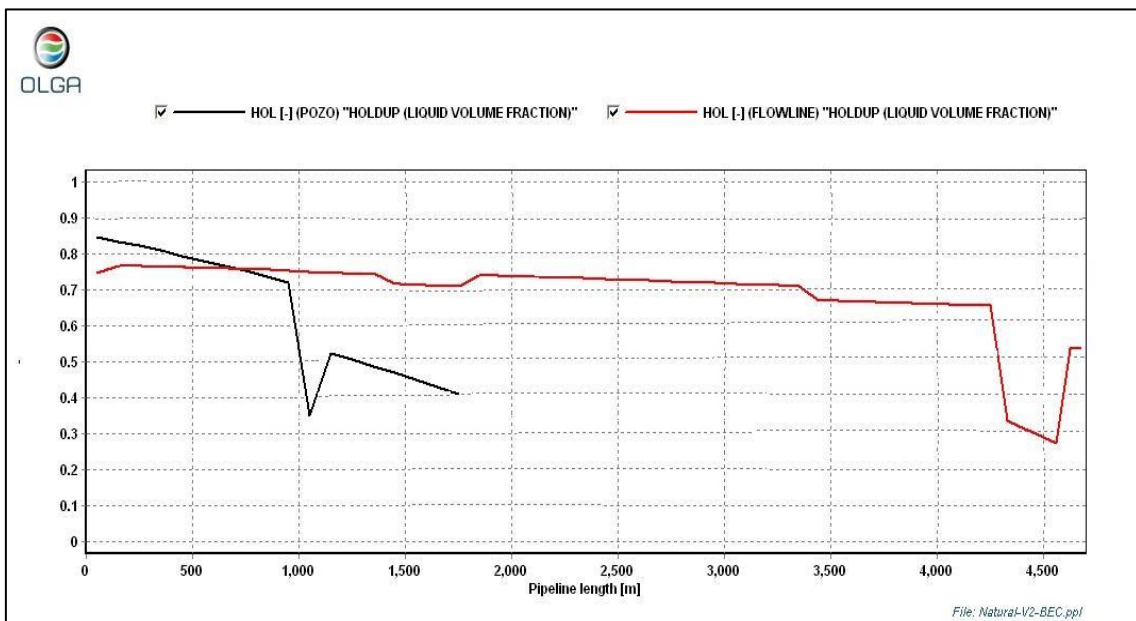
Gráfica 6.26. Comportamiento de la viscosidad en el sistema con BEC asistido con diluyente.

Los patrones de flujo presentes en el sistema son tres para este caso, flujo burbuja, laminar y anular. Este cambio en los patrones de flujo se puede atribuir a la inyección del ligero, lo que ocasiona un incremento en la presencia de la fase gaseosa. En la gráfica 6.27 se puede observar la presencia de flujo anular en la última parte de la línea de flujo, que es donde se encuentra el riser.



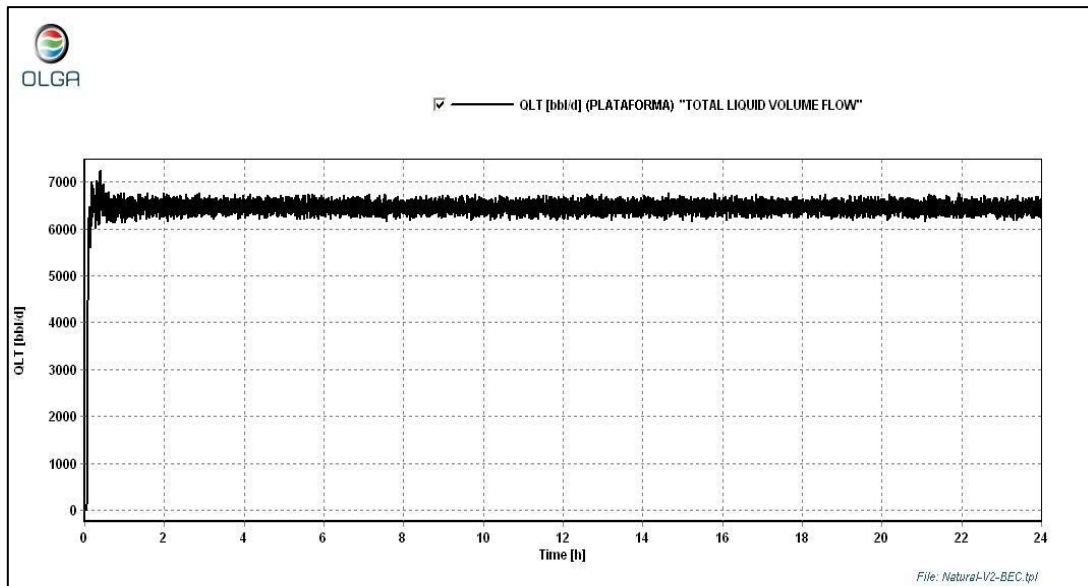
Gráfica 6.27. Patrones de flujo presentes en el sistema con BEC asistido con diluyente.

En la gráfica 6.28, se puede notar como existe un aumento en la cantidad de gas presente en la tubería, a lo que se le atribuye la presencia de flujo anular en el riser. Además se puede notar como la geometría de la curva de colgamiento tuvo una variación mayor con respecto a las obtenidas en los casos anteriores, mostrando un valor menor para esta variable.

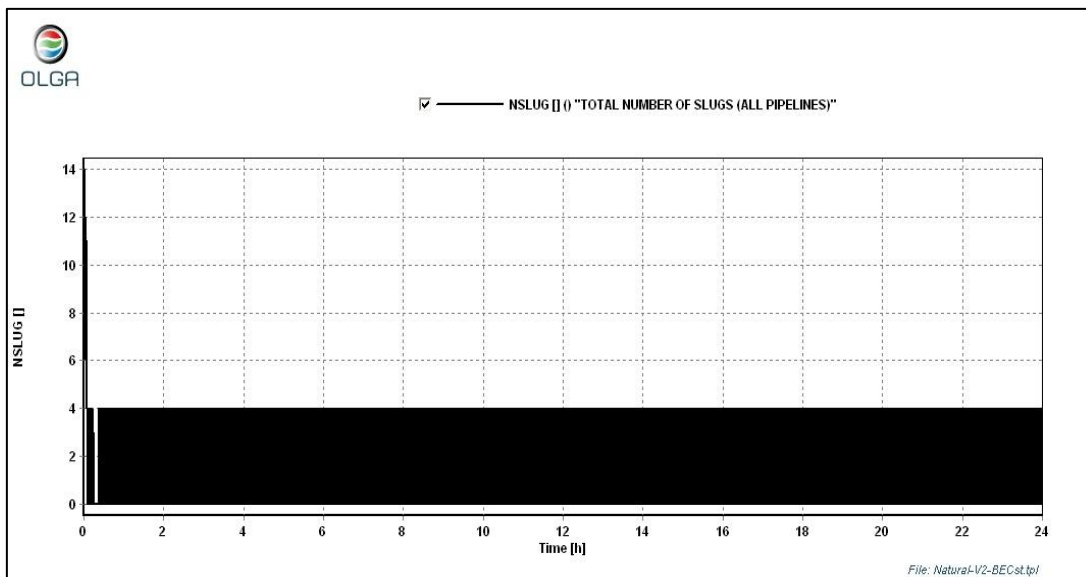


Gráfica 6.28. Variación del colgamiento a lo largo de la tubería con BEC asistido con diluyente.

El gasto obtenido en este escenario es de aproximadamente 7000 [bls/d], como se puede observar en la gráfica 6.29. La gráfica de gasto muestra que este se mantiene entre 6000 y 7000 [bls/d], presentando una variación constante en el tiempo.

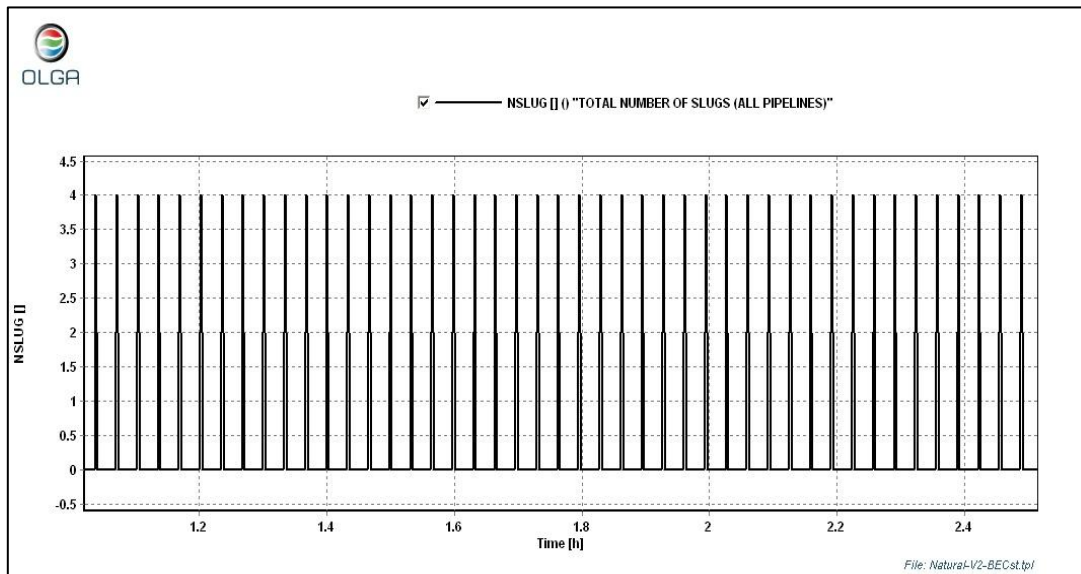


Esta alta variación en el gasto se debe a la presencia de un bacheo constante, lo cual puede ser observado en la gráfica 6.30, y en la 6.31. Se puede observar como cada determinado tiempo se forman 4 baches, y se mantiene constante, por lo que no provoca que el gasto de líquido sufra variaciones importantes, si se comparan con la cantidad de líquido que se está produciendo.

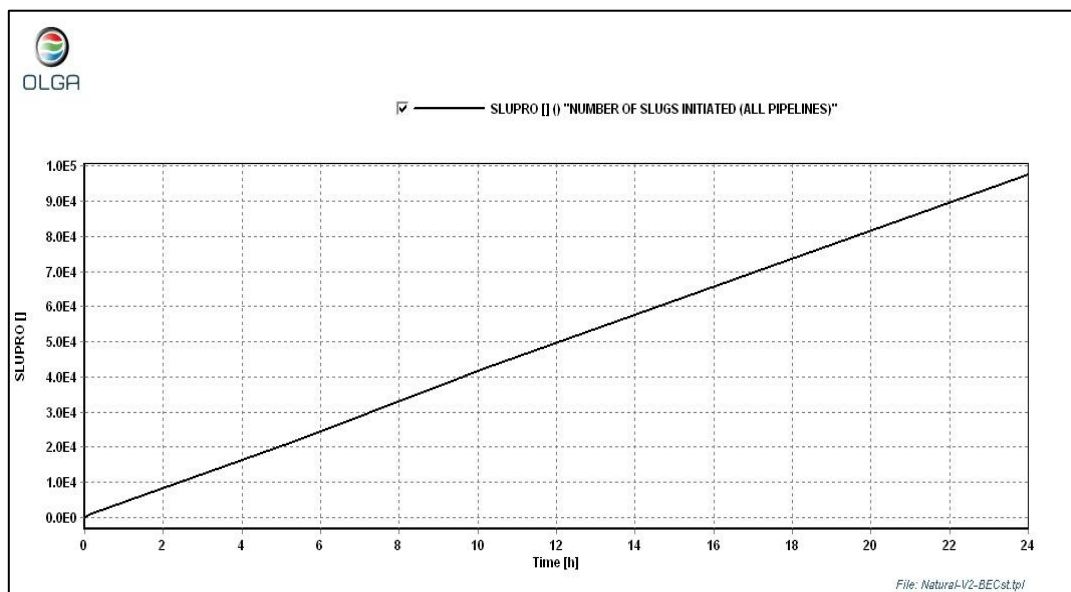


La cantidad de baches presentes en el sistema es muy grande, y como se puede ver en la gráfica 6.32, el número de baches formados transcurridas las 24 horas simuladas es poco menor a 100000. Esta gran cantidad de baches se atribuye a la presencia de una mayor cantidad de gas en el sistema, debido a

que se inyecta un crudo más ligero. Aún así, el gasto de producción fue muy alto y se mantuvo constante durante las 24 horas simuladas, sin mostrar cambios repentinos demasiado grandes.



Gráfica 6.31. Acercamiento a la gráfica 6.30.



Gráfica 6.32. Total de baches formados en el sistema, después de 24 horas con BEC asistido con diluyente.

### 6.3.3.5 Análisis de los resultados obtenidos y conclusiones de la simulación.

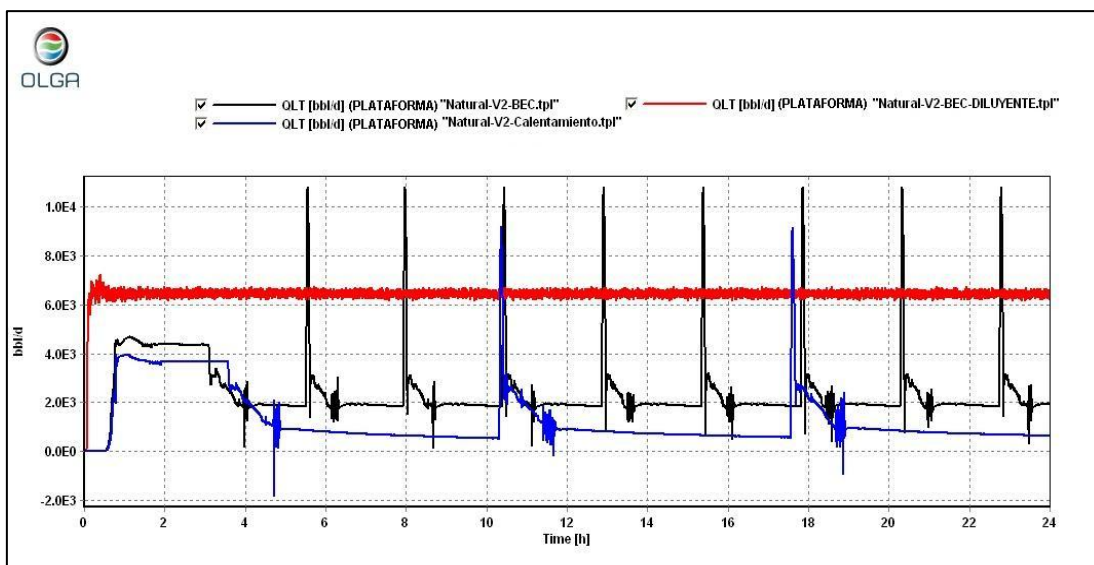
El flujo predominante en el pozo fue el flujo burbuja, para los tres escenarios, y en todos los casos también se encontró la presencia de baches hidrodinámicos, en el transporte del fluido del fondo hasta la plataforma

normalmente presentes en la línea de descarga. En los casos de calentamiento eléctrico y BEC, el bacheo fue más severo, debido a que para un tiempo se llegaban a presentar más de 50 baches, lo que provocaba una alta variación en el gasto de producción. La simplificación del BEC fue la que mostro el bacheo más severo.

El bacheo presente en la simplificación del BEC asistido con la inyección de diluyente, mostro una mayor cantidad de baches, pero estos eran constantes y en cantidades mucho más reducidas, alrededor de 4 baches, por lo que no provocaban alteraciones mayores en el gasto de producción, aunque uno de los problemas en este escenario fue la presencia de flujo anular en el riser.

Como se puede observar en la gráfica 6.33, el mayor gasto de producción se consiguió con la implementación del BEC asistido con la inyección de diluyente, permitiendo obtener un gasto entre 6000 y 7000 [bls/d], seguido por el BEC con un gasto de alrededor de 2000 [bls/d], y por último el calentamiento eléctrico con 700 [bls/d].

Por lo tanto se puede concluir que el uso de los diferentes dispositivos efectivamente incrementa la productividad del pozo, pero el sistema que indudablemente lo hace en mayor medida es el BEC asistido con la inyección de diluyente. La elección del sistema a utilizar estará en función de un estudio económico que dicte la posibilidad de implementar el sistema, ya que en este caso solo se evaluó el incremento en el gasto del pozo, y si nos regimos por esa única variable, el de mejor desempeño ha sido la combinación del BEC con inyección de diluyente.



Gráfica 6.33. Comparación de los gastos de producción obtenidos en la simulación.



Los resultados de la simulación de los tres distintos escenarios; calentamiento eléctrico, bombeo electrocentrífugo sumergido y la inyección de diluyente, fueron aceptables debido a que permitieron aumentar el gasto de líquido, ya que se tenía un pozo que no era productor y se consiguió que este aportara fluidos, los cuales llegaron hasta la plataforma.

El calentamiento eléctrico permitió modificar el perfil de temperatura, afectando de manera directa el comportamiento de la viscosidad del fluido, disminuyéndola y permitiendo de esta manera que la movilidad del fluido fuera mayor, consiguiendo que este llegara hasta la superficie en la plataforma. Por otra parte el BEC, modificó el perfil de presiones, alterando la viscosidad y densidad del fluido, consiguiendo un mayor flujo de fluidos que el calentamiento eléctrico. Por último, el BEC asistido con la inyección de diluyente tuvo un impacto mayor en el perfil de presiones del sistema, consiguiendo el mayor gasto de líquido hacia la plataforma.

Se observó que la reducción de la viscosidad con el calentamiento eléctrico y la reducción de la densidad con la inyección de diluyente, efectivamente aumenta la producción, así como se probó que el uso de bombas centrífugas incrementan los gastos de producción de crudos pesados. Adicionalmente se tiene que en la producción de crudos pesados, por lo regular se presenta flujo bache, por lo que se recomienda hacer un seguimiento de baches con OLGA, para que a la hora de poner en operación el pozo, no se tenga problemas en el flujo del fluido.

Por último se puede concluir que el uso de OLGA para la simulación de flujo multifásico en flujo transitorio para crudos pesados, es una herramienta demasiado útil, ya que al conocer una aproximación del comportamiento del SIP previo a la puesta en marcha, se puede tener un mejor diseño y optimización del sistema para las decisiones de un proyecto dado.

## REFERENCIAS.

1. Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor, "Petroleum production engineering: A computer-assisted approach", Elsevier Science & Technology Books, 2007.
2. Garaicochea P., F, "Transporte de hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros petroleros.
3. SPT Group, "Engineering and operation of production systems", 2010.
4. SPT Group, "Curso avanzado de aseguramiento de flujo con OLGA", México 2008.
5. SPT Group, "User manual; Transient multiphase flow simulator, Version 5.
6. Víctor Martínez Ortiz, "Curso de simulación en flujo transiente de hidrocarburos con OLGA", IMP 2009.

## CONCLUSIONES

- La importancia de los crudos pesados para México, es grande, como se vio, el porcentaje de reservas pertenecientes a este tipo de crudos rebasa el 50%, por lo que es imposible ignorar los proyectos de explotación de este tipo de crudos.
- Es muy importante conocer todas las partes que conforman un sistema integral de producción, ya que al cambiar las condiciones de este, podemos obtener una mayor producción de hidrocarburos.
- Al conocer los problemas que se pueden presentar en el pozo en la producción de hidrocarburos pesados, tales como el depósito de parafinas, asfaltenos e hidratos de gas, se pueden tomar decisiones adecuadas para la implementación de métodos de producción que optimicen el proceso de extracción de hidrocarburos, y obtener las condiciones adecuadas para el flujo de fluidos en el sistema integral de producción.
- Antes de seleccionar los métodos que se van utilizar para la producción de hidrocarburos pesados es necesario conocer adecuadamente las condiciones a las cuales se van explotar dichos fluidos, tales como: instalaciones (costa fuera o terrestres), tipo de pozo (horizontal, inclinado o vertical), propiedades de los fluidos, etc.
- Las tecnologías que se describieron a lo largo de este trabajo, fueron seleccionadas con base a una investigación exhaustiva de los métodos que mostraron los resultados más satisfactorios, al ser implementados en campos de hidrocarburos pesados en diferentes partes del mundo.
- Los métodos y sistemas descritos con mayor detalle en este trabajo, presentan la peculiaridad de que añaden energía mejorando condiciones a nivel de pozo, es decir, que las variables afectadas, por ejemplo la densidad, o viscosidad, son alteradas a lo mucho en la vecindad del pozo, con lo que se logra una reducción en los costos, debido a que no requieren de grandes inversiones de capital si son comparados con métodos de recuperación mejorada como la inyección de vapor.
- Los sistemas y dispositivos para la producción térmica de hidrocarburos pesados, permiten incrementar la producción aumentando la temperatura del fluido, con lo que se logra una disminución en la viscosidad,

favoreciendo la movilidad del fluido, optimizando así la productividad del pozo.

- Los métodos de producción de hidrocarburos pesados en frío o convencionales, permiten mejorar las condiciones de flujo, sin requerir fuentes alternas para la generación de calor. Normalmente mediante la implementación de sistemas especiales que soporten las condiciones de alta viscosidad, presencia de sólidos y altas temperaturas que llegan a estar presentes en los yacimientos de hidrocarburos pesados.
- Se corroboró que los sistemas artificiales de producción, siguen siendo sin duda alguna de las herramientas más útiles para mejorar la producción de hidrocarburos, dado el uso en aumento de sistemas como el BEC y BCP, para la producción de crudos pesados.
- El uso de simuladores es de gran ayuda ya que permiten evaluar las condiciones presentes en distintos escenarios, los cuales pueden ser planteados como una solución a un problema dado. Sin olvidar que son utilizadas simplificaciones para la realización de dichos escenarios y que la simulación solo es una herramienta para la toma de decisiones.
- El tener la posibilidad de predecir el comportamiento de un pozo, implementándole diferentes métodos de producción, permite que se elija la mejor opción, de entre todas las posibles, consiguiendo el mejor desempeño con una menor incertidumbre, y menor lugar a fallas, por consiguiente se logra una mayor rentabilidad de un proyecto dado.
- Al apoyarse con el seguimiento de baches con OLGA, se pueden conocer las variaciones de flujo que se tendrán en el sistema integral de producción. En el caso que se manejó, se pudo observar que para el calentamiento eléctrico y el BEC se tiene un bacheo severo pero la recurrencia es menor. En cuanto al uso de la inyección de diluyente, es menos severo pero es más frecuente en todo el sistema, esto debido a que se le inyecta un fluido más ligero, y se aumenta la presencia de gas.

## RECOMENDACIONES

- Para el desarrollo de campos de hidrocarburos pesados, es de vital importancia realizar un análisis exhaustivo de las condiciones presentes, tales como: propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad, contenido de sólidos, etc.), tipo de yacimiento, tipo de instalaciones (pozos terrestres, pozos costa fuera, tipo de terminación, entre otras), etc. Lo anterior para poder realizar la selección, diseño y aplicación del método que más convenga, dadas dichas condiciones. Este análisis debe contemplar factores decisivos en la elección del método a implementar, tales como grado de variación de la viscosidad del crudo debido a un aumento de temperatura, perfiles de temperatura a lo largo del SIP (principalmente en instalaciones costa fuera), aseguramiento de flujo, etc.
- Es importante mencionar que para la selección adecuada de la tecnología a implementar en un proyecto dado, se debe realizar un análisis económico. Esto, debido a que en ocasiones, las tecnologías suelen ser efectivas en aspectos técnicos y de operación, pero los costos para llevar a cabo la puesta en operación de dicha tecnología pueden ser muy altos, lo que harían un proyecto poco rentable.
- Para los sistemas y dispositivos para el calentamiento eléctrico, además de contemplar los perfiles de temperatura, se deben contemplar la formación productora, ya que la capacidad de transferencia de calor de esta es importante para que se dé un calentamiento eléctrico efectivo.
- Para la inyección de un crudo ligero como diluyente, se debe tomar en cuenta la realización de un estudio de compatibilidad de fluidos, con el que se pueda observar que la inyección del crudo ligero no provocará una mayor precipitación de asfaltenos en el sistema.
- Es posible realizar una combinación de los métodos de explotación presentados en este trabajo, sin perder de vista el estudio de las diferentes variables que afectan, además de un estudio económico que determine si es rentable dicha combinación. Por ejemplo, existe la posibilidad de utilizar el BEC y el BCP de manera conjunta, o también que se esté produciendo en un pozo en costa fuera con algún tipo de bombeo, y que se utilice el calentamiento eléctrico para mantener la temperatura del fluido a condiciones óptimas para su manejo, a lo largo de su transporte por el lecho marino.

- Es importante mencionar que con la simulación con OLGA, solo se logra una aproximación del comportamiento de flujo de fluidos, y que se debe contemplar una simulación como el comportamiento real de los fluidos en el sistema integral de producción, es decir se debe tener mucho criterio y experiencia para una correcta interpretación de los resultados.
- La información que se requiere para simulación debe ser real, por lo que se debe tener gran seguridad de que la información que es proporcionada es la correcta, debido a que entre menos suposiciones se hagan se tendrá una mayor aproximación, y por ende una mayor certeza de que los resultados obtenidos son útiles.
- Para la adecuada simulación de flujo, se debe tomar en consideración todas las condiciones que intervienen en el sistema integral de producción, para obtener una mejor aproximación de lo que pasa en la realidad.

**BIBLIOGRAFÍA:**

1. Adamson K, Birch G, Gao E, Hand S, Macdonald C, Mack D y Quadri A, "High-Pressure, High-Temperature Well Construction", Oilfield Review 10, no. 2 (Verano de 1998).
2. Aker Kvaerner, "*Subsea Systems*", 2006.
  - a. <http://www.akersolutions.com/NR/rdonlyres/ADF29C4C-5191-4BFB-AF12-2E4E2FDC4250/13060/SubseaSystems.pdf>
3. Al-Asimi M, Butler G, Brown G, Hartog A, Clancy T, Cosad C, Fitzgerald J, Ingham J, Navarro J, Gabb A, Kimminau S, Smith J y Stephenson K: "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos", Oilfield Review 14, no. 4 (Primavera de 2003).
4. Alayon Mario, "Asfaltenos: Ocurrencia y floculación", FIRP, Venezuela, 2004.
5. B.T. Ellison, C.T. Gallagher, L.M. Frostman, S.E. Lorimer, "The physical chemistry of wax, hydrates, and asphaltene", OTC, No. 11963, USA, Texas, 2000.
6. Beggs Dale, "Production Optimization Using Nodal Analysis", OGCI and Petroskills Publications, USA, 2003.
7. Brown Kermit, Beggs Dale, "The technology of artificial lift methods", PennWell Books, Vol. 1, USA, 1977.
8. Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor, "Petroleum production engineering: A computer-assisted approach", Elsevier Science & Technology Books, 2007.
9. C. Pierre, L. Barré, A. Pina y M. Moan, "Composition and heavy oil reology", Oil & Gas Science and Tecnology, Vol. 59, No. 5, pp. 489-501, Institut français du pétrole, 2004.
10. Clark Brian, "Heavy oil", NPC Global Oil & Gas Study, No 22, 2007.
11. Congreso Internacional de crudos pesados, Cámara Petrolera de Venezuela Capítulo Monagas, "Uso de nueva generación de reductores de viscosidad en fase hidrocarburos, para mantener y/o incrementar la producción y transporte de crudos pesados y extrapesados", 2008.
12. Cortez Fernando, Triviño Tomás, "Metodología para el control de parafinas", Petrobras Energía S.A.
13. Curtis C, Kopper R, Decoster E., Guzman A., Huggins C., Knauer L. y Minner M: "Yacimientos de petroleo pesado", Oilfield Review, Invierno de 2002.
14. Delgado José, "Asfaltenos: composición, agregación, precipitación", #1, FIRP, Venezuela, 2006.
15. Dinkar B. y Banavali M., "Recovery and transportation of heavy crude oils", USA 2002.
16. Dirección Corporativa de Finanzas, "Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010", PEMEX, México, Marzo 2010.

17. Dusseault M., "Cold heavy oil production with sand in the Canadian Heavy oil Industry", Departamento de energy de Alberta, Canada, Marzo 2002.
18. Dusseault B. Maurice, "CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sands, the Canadian Industry", Alberta Department of Energy, Canadá, 2002.
19. Economides MJ, Dunn-Norman S, "Watters LT: Petroleum Well Construction", Nueva York, EE.UU., John Wiley y Sons, 1998.
20. Fleshman R, Harryson y Lekic O, "Artificial Lift for High-Volume Production", Oilfield Review 11, no. 1 (Primavera de 1999).
21. Garaicochea P., F, "Transporte de hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros petroleros.
22. Guillermo Centeno, Trejo Fernando, Ancheyta Jorge y Antonio Carlos, "Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión", 2004.
23. Guo Boyun, Song Shanhong, Chacko Jacob y Ghalambor Ali. "Offshore pipelines", 1ª ED., ed. Elsevier, USA, 2005.
24. Heavy oil info, schlumberger, 2010.
  - a. [http://www.heavyoilinfo.com/blog-posts/bitumen\\_viscosity.ppt/view](http://www.heavyoilinfo.com/blog-posts/bitumen_viscosity.ppt/view)
25. Hirschfeldt M, "Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas", oilproduction.net, versión 2008.
26. IMP, "Programa de explotación de campos en aguas profundas", Centro de tecnología Costa-Afuera (CTC), México, 2009.
27. IMP, "Composición", México, diciembre 2008.
  - a. <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp>.
28. IMP, "Tipos", México, diciembre 2008.
  - a. <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>
29. J.G. Speight, "Petroleum asphaltenes Part 1, Asphaltenes, Resins and the structure of petroleum", Oil & Gas Science and Tecnology, Vol. 59, No. 5, pp. 467-477, Institut français du pétrole, 2004.
30. J.G. Speight, "Petroleum asphaltenes Part 2, The effect of asphaltenes and resin constituents on recovery and refining processes", Oil & Gas Science and Tecnology, Vol. 59, No. 5, pp. 479-488, Institut français du pétrole, 2004",
31. Jetzabet Ramirez Sabag, "Productividad de pozos petroleros", UNAM.
32. Kermit E. Brown, Dale Beggs, "The technology of artificial lift methods", Pennwell Books, Vol. 1, Oklahoma.
33. Konopczynski MR, Moore WR y Hailstone JJ, "ESP and Intelligent Completions", artículo SPE 77656, 2002.
34. Kongsberg Gruppen, "SeaFlex Riser Technologies", 2010.
  - a. <http://www.kongsberg.com/en/KOGT/Products/RiserManagement.aspx>
35. Kovschek Tony, "Technology focus: Heavy oil", JPT, Marzo 2009.
36. L. Rodríguez, M. Castañeda, "Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluidodinámico de crudos parafinicos-fase1",



- 
- CT&F- Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol. 2, No. 2, Ecopetrol-Instituto Colombiano del Petróleo, 2001.
37. MacFarlane JS, "Gannet E: The World's Longest Subsea ESP Tie-Back," artículo SPE 38534, 1997.
38. McCurdy P., Tovar J. y Escalante S. "Optimising heavy crude production - A downhole fluid conditioning approach. Electrical Submersible pump workshop, Houston Tx., USA 2000.
39. Nicholson B, Ollre A, Pearcy M, Salmas CJ y Solanki SC, "Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles", Oilfield Review 18, no. 4, (Primavera de 2007).
40. Oilfield review, "La importancia del petróleo pesado", Schlumberger, 2006.
41. Ovalles Cesar, Fonseca Anyaleth, Lara Ali, Alvarado Vladimir, Urrecheaga Kerin, Ranson Aaron y Mendoza Humberto, "Opportunities of downhole dielectric heating in Venezuela: Three case studies involving médium, heavy and extra-heavy crude oil reservoirs", SPE, 2002.
42. PEMEX, "Resultados financieros de PEMEX al 30 de septiembre de 2009", Conference call, octubre 2009.
43. PEMEX, "Reservas de hidrocarburos al 1 de enero del 2010", México, Marzo 19-2010.
44. PEMEX, "Guía de empacadores de producción", México, 2007.
45. PEMEX, "Glosario", México, 2002.
- a. [http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/estadis\\_glosario\\_2002.pdf](http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/estadis_glosario_2002.pdf).
46. R.G. Moore, S.A. Mehta, "Downhole heating device to remediate near-wellbore formation damage related to clay swelling and fluid blocking", Noranda Technology Centre, 1998.
47. R. Sierra, B. Tripathy, J.E. Bridges S.M. Farouq Ali, "Promising progress in field application of reservoir electrical heating", SPE, 2001.
48. Ramos M.A. y Brown, "Producing extra-heavy oil from the Orinoco Belt, Cerro Negro Area, Venezuela, using bottomdrive Progressive Cavity Pumps", artículo SPE/PS-CIM/CHOA 97889, 2005.
49. Referencias de internet:
- a. <http://www.cctv.com/english/special/tibet/20091014/103941.shtml>
- b. <http://www.pemex.com/index.cfm>
- c. [http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas\\_pcp.asp](http://www.tenaris.com/sp/shared/varillas_pcp.asp).
50. Rojas A., "Orinoco Belt, Cerro Negro Area: development of downhole diluent injection completions", Petroleos de Venezuela, SPE 69433, 2001.
51. Rosas José, Rodríguez Nicolás, "Nuestros productos", Octanaje, No. 11, PEMEX, México, 1997.
52. S. Gasbarry, V. Martínez, J.A. García, R. Pinto, L. García, C.J. Gil, "Inflow performance relationships for heavy oil", SPE, 2009.
-

53. Salazar V, "Production increase applying ESP at Urdaneta field Maracibo lake, Venezuela", PDVSA 2008.
54. Sarian S, "Wireline Evaluation Technology in HPHT Wells", artículo SPE 97571, 2005.
55. SENER, "Diagnóstico: Situación de PEMEX", México, 2008.
56. Segen F. Estefen, "Subsea production system for gas field offshore Brazil", FURJ, Brazil.
57. Smalley Craig, "Heavy oil & viscous oil", MPT, Cap. 11, 2000.
58. SPT Group, "Engineering and operation of production systems", 2010.
59. SPT Group, "Curso avanzado de aseguramiento de flujo con OLGA", México 2008.
60. SPT Group, "User manual; Transient multiphase flow simulator, Version 5.
61. Stuart L. Scott, Deepak Devegowda, Martin M. Ana, "Assessment of subsea production and Well Systems", Texas A&M University, USA, 2004.
62. "Nipples y tapones", Argentina. Texproil 2010.
  - a. <http://texproil.com.ar/nipples-y-tapones>
63. Tovar C., "Sizing and selecting ESP for heavy crude oil applications", Departament- rotating Equipament Group, PDVSA 2008.
64. Trevor B., "Prediction of heavy oil viscosity", London, Diciembre 1998.
65. TYCO, "PetroTrace™ DHSX Downhole Heater System Installation Manual", 2008.
66. TYCO, "Trazado Electrico Industrial Manual de instalación y mantenimiento", 2008.
67. V.B.Jackson, "Case study: first intelligent completion system installed in the gulf of México", SPE, 2001.
68. Vachon G y Bussear T, "Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology", artículo SPE 93617, 2005.
69. Van Dyke K, "A Primer of Oil well Service, Workover, and Completion", Austin, Texas, EE.UU. 1997.
70. Vetco Gray, "Marine Riser Systems: Chevron Texaco-BP Training Alliance", 2004.
71. Víctor Martínez Ortiz, "Curso de simulación en flujo transiente de hidrocarburos con OLGA", IMP 2009.
72. Weaterford, "Transformer Wellhead System, Build efficiency", USA. 2009.
73. Zhu T., Xutao H. y Vajjha P., "Downhole harmonic oil-displacement system: A new IOR tool", SPE 94001, 2005.