



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“COMPORTAMIENTO DE ACEITE PESADO EN
EL YACIMIENTO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN

ALBERTO MONTESINOS AGUILAR

GABRIELA ANGUIANO DÍAZ

DIRECTOR DE TESIS

M.C. CARLOS MORALES GIL

MÉXICO, D.F. AGOSTO DE 2012





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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente: DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
Vocal: M.C. CARLOS ARNOLDO MORALES GIL
Secretario: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA
1er Suplente: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA
2o suplente: M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO ARANDA

Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de los señores:

NO.CUENTA	NOMBRE	CARRERA
305152646	ANGUIANO DIAZ GABRIELA	INGENIERÍA PETROLERA
408010669	MONTESINOS AGUILAR ALBERTO	INGENIERÍA PETROLERA

quienes han concluido el desarrollo del tema que les fue autorizado y demostraron con la **Revisión de Estudios** el cumplimiento de los requisitos de egreso.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación del mismo.

Por indicaciones del Sr. Director, 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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F. a 04 de Junio de 2012.

EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

DR. JOSE ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

FEX-I
ICH
50
[Handwritten initials]

AGRADECIMIENTOS

Por Alberto Montesinos Aguilar

No es mi intención sonar como si fuese a morir mañana, pero considero este medio y este momento como los mejores para dedicar, pero sobre todo expresar mi eterno agradecimiento a tantas personas que han marcado mi vida, y que hicieron de mi carrera universitaria una experiencia única, por su apoyo y guía a lo largo de estos años, quiero agradecer a:

A Dios por la vida misma y por permitirme terminar con éxito esta etapa de mi vida, por darme fuerzas cuando pensé que las mías se habían agotado y por haber puesto en mi camino a personas tan maravillosas dentro y fuera de la universidad.

A mis Padres por que a ellos debo todo lo que soy y todo a ellos deberé todo lo que alcance a lograr, gracias a sus consejos, su paciencia, su comprensión y apoyo incondicional aun cuando erraba y no lo merecía, y por que no, a sus regaños y advertencias, pero principalmente su ejemplo; de fe, esmero, honestidad y calidez humana que me motivan a ser mejor día con día. Estoy seguro de que jamás dejaré de aprender de ellos.

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por la oportunidad de recibir una formación académica y humana única y ejemplar, por tantos momentos de dicha dentro y fuera de sus aulas, y también por aquellos de angustia e incertidumbre, por que hasta del peor de mis errores aprendí algo ; por la indescriptible sensación de gritar un ¡Goya! , mismos que harán eco el resto de mi vida como un abrumador y nostálgico recuerdo estos 5 años , pero también como el recordatorio del compromiso que asumo hoy, con el privilegio de ser llamado, Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México.

A mi Director de Tesis y a mis Sinodales a todos mis eternos agradecimientos por su tiempo, dedicación, enseñanzas y ejemplo profesional y humano, particularmente al Ing. Carlos Morales por darnos el honor de hacerlo el Titular de este largo trabajo de investigación, así como por el tiempo e información brindados tan amablemente, y al Dr. Rafael Rodríguez por el constante y minucioso apoyo a lo largo de todos estos meses, por sus vastos consejos y esmero en hacer de nuestra tesis, un ejemplar digno de esta facultad y de semejante jurado.

A mis profesores y personal universitario por los conocimientos transmitidos, el apoyo brindado dentro y fuera de las aulas, por la inspiración y ejemplo para ser un profesionista de Éxito y una persona con valores. Hicieron de cada clase, práctica de campo, cada materia y laboratorio un evento único del cual aprender.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia particularmente a mis Abuelos, mis tíos y mis hermanos, por hacer de cada viaje a casa un motivo de reunión, por extrañarme y preocuparse por mi cada vez que me encontraba lejos, por todo el afecto, cada palabra de aliento y consejo dados a lo largo de mi vida y particularmente la carrera.

A Karen por compartir conmigo toda esta etapa de nuestras vidas, incluso desde antes que esta comenzara, si por aseres del destino llegamos juntos a la misma ciudad, a la misma escuela, carrera y grupo, hoy agradezco que haya sido así. Gracias por haber estado conmigo a lo largo de estos años apoyándome, haciendo las alegrías mas abundantes y las penas más llevaderas.

A mis Compañeros residentes a Karen, Erick, Alejandra, Juan Carlos y Octavio, y también a todos mis vecinos del 904 y 901 , por soportarme , por su compañía y apoyo en incontables ocasiones, desde un consejo, problemas escolares, una simple salida a la calle, o vaya , hasta por un limón. Y por supuesto, por tantos momentos de alegría, risas y aventuras vividas a lo largo de estos fugaces años universitarios, ustedes hicieron que llamara “mi casa” a cada uno de los fríos departamentos en los que alguna vez habitamos.

A Gaby por tu amistad y apoyo a lo largo de la carrera, y por que se que no hubiera encontrado un mejor equipo de trabajo para lograr esta ultima prueba, gracias por la confianza inspirada y recibida, por la paciencia, los consejos, y la ayuda en incontables momentos. Ha llegado el momento de enfrentarnos a la vida real, la que tanto nos ilustraron en clases y de la que tanto investigamos y hablamos a lo largo de esta tesis.

A mis amigos Pumas gracias por su amistad, paciencia y apoyo en diversas ocasiones, si bien es bueno compartir las penas, compartir el éxito es aún mejor. Ya extraño aquellas reuniones, desde un simple viernes de quincena, un sábado de fin de quincena, un cumpleaños, etc., siempre hubo motivo para vernos y celebrar la vida, incluso aquellos maratónicos desvelos para terminar la tarea y estudiar para un examen, cuanto estrés y cuantas emociones fuertes pasamos juntos, al final de todo, estoy seguro de que solo recordaremos lo bueno, y cuando seamos viejos reiremos y contaremos nuestras anécdotas incansablemente, pero que digo, si ¡Ya somos viejos!, pero debe darnos gusto, peor hubiera sido quedarnos a medio camino. Estoy seguro de que nos volveremos a ver en la vida laboral, si no es así, ya encontraremos la manera.

A mis viejos amigos tengo tantas y a la vez tan pocas palabras para agradecerles por su amistad, que ha sobrevivido a las arenas del tiempo y la distancia. Las personas no cambian con el tiempo, el tiempo te dice como son en realidad. Gracias por todas las aventuras vividas, cada viaje, cada evento, siempre me dieron motivos para ir a casa, o a donde quiera que se encontraran. Gracias por tantos momentos felices, y por su comprensión y ayuda en los momentos difíciles. Dicen que conoces a tus verdaderos amigos en el hospital y en la cárcel, bueno, afortunadamente no hemos llegado a tanto, pero se que de ser así, los vería ahí, con un buen abogado o simplemente con palabras de aliento y un abrazo, que a su vez, les puedo asegurar es recíproco.

A Jorge y Margarita por haberme alentado a estudiar esta carrera, por impulsarme a viajar y hacer tantas cosas que me identifican y me hacen feliz hoy en día, por demostrarme que si lo puede soñar, lo puede lograr, y por toda la ayuda y momentos de dicha en los que ahora me atrevo a llamar, los años dorados. Por que aún con su partida, me hicieron aprender tantas cosas de la vida y de mi mismo.

AGRADECIMIENTOS

Por Gabriela Anguiano Díaz

A Dios por esta vida, por este tiempo en esta familia con mis familiares y amigos, por darme tantos dones y virtudes, los cuales me han permitido y permitirán ser una persona de provecho que ayude a los demás.

A mi mamá Maribel por darme tu apoyo incondicional, por haber creído en mí, por esas palabras de aliento cuando más falta me hizo. Gracias por estar a mi lado en las buenas y en las malas y por nunca dejar de confiar en mí, por ser mi mejor amiga, por escucharme, por reír y llorar a mi lado; eres una gran persona y un magnífico ejemplo de vida, te quiero mamá.

A mi papá Emiliano por tu compañía en los momentos difíciles, por brindarme tu consejo, apoyo y cariño, por creer en mí aunque las cosas parecían difíciles. Gracias por enseñarme cómo dirigir mi vida ya que tu ejemplo ha sido una guía; gracias por estar conmigo y quererme tanto.

A mi hermana Roxana por ser mi amiga, por acompañarme en los momentos difíciles, por tus palabras de aliento y el apoyo incondicional. Gracias por alentarme a seguir siempre adelante, por decirme cuando estoy equivocada y encaminarme hacia la mejor elección, por esto y muchas cosas más gracias, te quiero mucho hermana.

A mi gran amigo Alberto Montesinos por todas las experiencias que compartimos a lo largo de estos años, por haber sido un compañero pero sobretodo un amigo, por confiar en mí y por hacer que este trabajo dejara de ser un sueño y se convirtiera en una realidad. Por estar a mi lado y brindarme tu amistad, muchas gracias.

A mi tía abuela Esther por haber pensado que podía lograrlo, por decir que no me rindiera y que siguiera adelante, por compartir tus vivencias y consejos, por tu apoyo incondicional, cuidados y cariño.

† A mi abuelito José por haber pensado que podía lograrlo, por decir que no me rindiera y que siguiera adelante siempre, por haber sido una motivación para alcanzar mis metas, por haber estado a mi lado y haberme dado tu cariño.

A mi abuelita Guadalupe por tus bellas palabras, por creer en mí, por estar a mi lado, por tu amistad, cariño y confianza, por tu apoyo incondicional muchas gracias.

A M.C. Carlos Morales por haber compartido sus conocimientos y experiencias, porque en los momentos en que todo parecía imposible usted me brindo la confianza para seguir adelante y no rendirme, con su apoyo logramos que este trabajo se volviese una realidad.

AGRADECIMIENTOS

A Dr. Rafael Nieto por habernos brindado su apoyo y consejo, porque compartió con nosotros sus conocimientos y experiencias; por brindarnos alentadoras palabras para seguir adelante y no dejar pasar el tiempo.

A mi amigo Ricardo Marmolejo por haber confiado en mí; me ayudaste a ver y valorar cosas que no había considerado, a entender la belleza de la vida pero sobre todo a luchar por ella y seguir adelante. Tu amistad ha sido un gran regalo y te agradezco por estar a mi lado.

A mi amiga Karla de la Luz Eleuterio te agradezco mucho el que me hayas brindado tu amistad, por confiar en mí y darme palabras alentadoras para seguir adelante. Eres una gran persona y una amiga excepcional; gracias por estar a mi lado.

A mi amigo Diego Galicia por estar a mi lado; por brindarme tu amistad en las buenas y en las malas; por confiar en mí aunque la situación no fuera la mejor, por tus consejos los cuales han sido de gran ayuda.

A mi amiga Brenda Fernández por estar a mi lado en los momentos difíciles, por hacerme ver cualidades que no conocía, por las frases de aliento muchas gracias.

A mi amiga Iskra Mejía por no dejar de confiar en mí, me brindaste valiosos consejos así como alentadoras palabras. Gracias por tu apoyo y cariño.

A mi amiga Paulina Cabrera por las bellas palabras que me brindaste haciendo que los momentos difíciles dejasen de serlo, por tu compañía y apoyo, los cuales fueron muy importantes para mí.

Mi tío Jesús Anguiano te doy gracias por el apoyo incondicional que me brindaste y por los consejos que me guiaron para salir adelante.

A mi tío Pedro y Rolando Anguiano por su interés y comentarios de aliento, los cuales me ayudaron para seguir adelante y no rendirme.

A todos mis amigos que me acompañaron a lo largo de estos años, que estuvieron en los momentos más difíciles, en los que parecía imposible continuar así como en los momentos llenos de alegría; a todos ustedes que confiaron en mí y me apoyaron muchas gracias.

A todos mis profesores por haber compartido sus conocimientos, su tiempo y experiencias; mil gracias por hacer de mí una persona cada vez mejor.

A esta, mi casa de estudios que me brindo un lugar para superarme y alcanzar mis sueños, a ser mejor persona día con día, que me permitió a lo largo de estos años conocer a tanta gente maravillosa, pero sobre todo, que me apoyó para ser una persona de provecho y apoyo para los demás.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE GRAFICAS

ÍNDICE DE IMÁGENES

INTRODUCCIÓN

I. ¿QUE ES EL PETRÓLEO?	1
1.1. COMPOSICIÓN	2
1.2. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL PETRÓLEO	3
1.2.1. Densidad relativa del aceite	4
1.2.2. Factor de volumen del aceite	4
1.2.3. Factor de volumen del gas	5
1.2.4. Factor de volumen del agua	5
1.2.5. Factor de volumen total de la formación	6
1.2.6. Relación gas – aceite	7
1.2.7. Relación de solubilidad	7
1.2.8. Factor de compresibilidad del aceite	8
1.2.9. Coeficiente de viscosidad del aceite	10
1.3. SISTEMA PETROLERO	11
1.3.1. Roca generadora	12
1.3.2. Roca almacenadora	13
1.3.3. Sellos	15
1.3.4. Trampa	16

1.3.5. Migración	17
1.4. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS	18
1.5. FUENTES	22
II. IMPORTANCIA DEL ACEITE PESADO	24
2.1. RESERVAS	27
2.2. DESVENTAJAS DE LOS ACEITES PESADOS	29
2.3. PROCESAMIENTO	33
2.4. PASOS PARA UN ADECUADO DISEÑO DE PLAN DE PRODUCCIÓN	33
2.5. FUENTES	34
III. YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO	36
3.1. ORIGEN	36
3.2. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO	37
3.2.1. Núcleos	38
3.2.2. Análisis de laboratorio	38
3.2.3. Registros geofísicos	41
3.3. CARACTERIZACIÓN ROCA- FLUIDOS	43
3.3.1. PROPIEDADES DE LOS ACEITES PESADOS	43
3.3.1.1. Densidad	43
3.3.1.2. Viscosidad	44
3.3.2. CARACTERIZACIÓN DE ACEITE PESADO	44
3.3.2.1. Muestreo de fluidos de alta viscosidad	45
3.3.2.2. Análisis en laboratorio de crudo pesado	45
3.3.2.3. Análisis PVT o comportamiento de fases	46

3.4. CLASIFICACIÓN DE ACEITE PESADO	48
3.5. FUENTES	50
IV. COMPORTAMIENTO DEL ACEITE PESADO EN EL POZO	52
4.1. FUNDAMENTOS	53
4.1.1. Ecuación de darcy	53
4.1.2. Factor de fricción	54
4.1.3. Rugosidad	55
4.2. ANÁLISIS DE FLUJO DEL YACIMIENTO AL POZO	58
4.3. FLUJO DE HIDROCARBUROS EN TUBERÍAS	59
4.3.1. Flujo de hidrocarburos en tuberías verticales	63
4.3.2. Flujo de hidrocarburos en tuberías horizontales	65
4.4. PRIMERAS ADAPTACIONES PARA CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	67
4.5. FUENTES	74
V. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO	77
5.1. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN FRIO	78
5.1.1. Minería	78
5.1.2. Pozos horizontales y pozos multilaterales	80
5.1.3. Producción de petróleo con arena	81
5.1.4. Invasiones químicas	83
5.1.4.1. Invasión con polímeros	84
5.1.4.2. Invasión con surfactantes	85
5.1.4.3. Invasiones alcalinas	87
5.1.4.4. Invasión con emulsiones	87
5.1.4.5. Invasión inmisible de dióxido de carbono	88

5.1.5. Inyección de agua	90
5.1.5.1. Inyección externa	90
5.1.5.2. Inyección dispersa	91
5.2. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICOS	92
5.2.1. Inyección de fluidos	93
5.2.1.1. Inyección de agua caliente	93
5.2.1.2. Desplazamiento por vapor de agua	94
5.2.1.3. Estimulación cíclica por inyección de vapor de agua (CSS)	95
5.2.1.4. Inyección de vapores (VAPEX)	97
5.2.1.5. Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)	99
5.2.1.6. Combustión in-situ	101
5.3.- SELECCIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN	104
5.4.- FUENTES	106
VI. TÉCNICAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA ACEITE PESADO	109
6.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN SAP	112
6.2. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)	114
6.3.- BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	119
6.4. BOMBEO HIDRÁULICO (BH)	128
6.5. BOMBEO NEUMÁTICO (BN)	138
6.6. BOMBEO MECÁNICO (BM)	148
6.7. COMBINACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN CON TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN	157
6.8. FUENTES	162

VII. YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO	166
7.1. PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO EN MÉXICO	167
7.2. CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	168
7.3. RESERVAS	170
7.3.1. Región Norte	173
7.3.2. Región Sur	174
7.3.3. Región Marina Suroeste	175
7.3.4. Región Marina Noreste	177
7.4. PRINCIPALES YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO	179
7.5. PRODUCCIÓN DE ACEITE PESADO EN MÉXICO	188
7.6. PANORAMAS ACTUAL Y FUTURO DE LOS CRUDOS PESADOS EN LA INDUSTRIA NACIONAL	198
7.6.1. Estabilización de la producción de crudo pesado	198
7.6.2. Retos tecnológicos	199
7.6.3. Innovaciones tecnológicas	200
7.6.3.1. Refinación	200
7.6.3.2. Bio-reductor de viscosidad	201
7.6.4. Proyectos y convenios de colaboración	203
7.7. FUENTES	208

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

APORTE DE LA TESIS

RECOMENDACIONES

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	Nombre	Página
C APÍTULO I		
1.1	Composición química de combustibles fósiles (% del peso total)	2
1.2	Promedio y rango de las series moleculares de hidrocarburos en aceite crudo	2
1.3	Potencial de la roca según su porosidad	15
1.4	Clasificación de yacimientos de acuerdo al empuje predominante	18
1.5.	Clasificación de yacimientos de acuerdo a su diagrama de fase	20
C APÍTULO II		
2.1	Distribución de aceites no convencionales en el mudo	28
2.2	Contaminantes en crudos pesados y extrapesados	30
2.3	Algunas características de los diferentes tipos de crudos	30
2.4	Efecto causado por ciertos contaminantes	32
2.5	Relación C:H de los hidrocarburos	33
C APÍTULO III		
3.1	Tipos de degradación a las que se someten los hidrocarburos al formarse	37
3.2	Principales propiedades obtenidas mediante análisis de laboratorio	39
3.3	Propiedades petrofísicas y registros geofísicos empleados para determinarlas	42
3.4	Clasificación según gravedad API	49
3.5	Clasificación de hidrocarburos según se densidad	49
C APÍTULO IV		
4.1	Patrones de flujo establecidos por Beggs y Brill	57
4.2	Caráctersticas de las muestras estudiadas	68
4.3	Resultados obtenidos de experimentar con las diferentes correlaciones para las distintas propiedades de aceites pesados y extrapesados	69
4.4	Resultados obtenidos con la aplicación de las ecuaciones modificadas	70
4.5	Correlaciones modificadas para crudos pesados y extrapesados	71
4.6	Error de obtención de las propiedades PVT con las correlaciones disponibles	73
C APÍTULO VII		
7.1	Clasificación de crudos según API	168
7.2	Clasificación y características de los principales crudos mexicanos	169
7.3	Clasificación de las reservas totales de crudo	170
7.4	Comportamiento y clasificación de las reservas probadas desarrolladas	171
7.5	Comportamiento y clasificación de las reservas probadas no desarrolladas	172
7.6	Reservas de hidrocarburos de la Región Norte para el 1 de enero de 2012	173

ÍNDICE DE TABLAS

7.7	Reservas de hidrocarburos de la Región Sur para el 1 de enero de 2012	174
7.8	Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Suroeste para el 1 de enero de 2012	175
7.9	Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Noreste para el 1 de enero de 2012	178
7.10	Reservas totales y correspondientes a cada yacimiento del campo Tson	181
7.11	Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2011	188
7.12	Promedio de producción nacional según el tipo de crudo	189
7.13	Producción por región para el periodo 2007-2011	190
7.14	Producción diaria de los principales campos de aceite pesado del activo Cantarell desde 2007	195
7.15	Producción diaria de los principales campos de aceite ligero del activo Cantarell desde 2007	195
7.16	Producción diaria de los principales campos de Ku-Maloob-Zaap desde 2007	196
7.17	Campos que integran Ku-Maloob-Zaap y parámetros importantes	198
7.18	Convenios realizados durante el 2010	204
7.19	Cambios en el entorno de la exploración y la explotación de hidrocarburos	205
7.20	Principales características de producción de yacimientos de la RMN	206
7.21	Sistemas Artificiales de producción y número de pozos instalados en campos de la RMN	207

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica	Nombre	Página
CAPÍTULO I		
1.1	Comportamiento del B_o según la presión a temperatura constante	4
1.2	Comportamiento del B_g según la presión a temperatura constante	5
1.3	Comportamiento del B_w según la presión a temperatura constante	6
1.4	Comportamiento de B_t según la presión a temperatura constante	7
1.5	Comportamiento de R_s y RGA según la presión a temperatura constante	8
1.6	Comportamiento del C_o según la presión	10
1.7	Comportamiento de viscosidad del aceite según la presión a temperatura constante	11
CAPÍTULO II		
2.1	Producción de crudo del 2000 al 2007 (Miles de barriles diarios)	26
2.2	Producción de crudo del 2008 al 2010 (Miles de barriles diarios)	26
2.3	Total de reservas de petróleo del mundo	27
CAPÍTULO VII		
7.1	Reservas 3P con respecto a los principales descubrimientos en el periodo 2006 – 2011	187
7.2	Producción nacional 2007-2011	189
7.3	Producción de aceite de la Región Norte correspondiente al periodo 2007-2011	190
7.4	Producción de aceite de la Región Sur correspondiente al periodo 2007-2011	191
7.5	Producción de aceite de la Región Marina Suroeste correspondiente al periodo 2007-2011	191
7.6	Producción de aceite de la Región Marina Noreste correspondiente al periodo 2007-2011	192
7.7	Comportamiento de la producción correspondiente a cada trimestre del año 2011	192
7.8	Proveniencia del crudo producido en el país	193
7.9	Reservas probadas según tipo de crudo 2012	193
7.10	Comportamiento aproximado de la producción de crudos y el tipo de estos en la región de Aceite Terciario del Golfo durante el año 2011	194
7.11	Producción del complejo Cantarell para el periodo 2007-2011	195
7.12	Producción del Activo Ku-Maloob-Zaap para el periodo 2007-2011	196
7.13	Porcentaje de la producción total nacional de crudo correspondiente a los principales activos en los años 2004 y 2011	197

ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen	Nombre	Página
C APÍTULO I		
1.1	Muestra de petróleo de un yacimiento marino	1
1.2	Sistema petróleo	11
1.3	Formación de lutitas	12
1.4	Roca almacenadora	14
1.5	Tipos de porosidad	14
1.6	Sello por incrustación de un domo salino	16
1.7	Ejemplo de una trampa estructural	17
1.8	Tipos de migración de hidrocarburos	18
C APÍTULO II		
2.1	Contraste de viscosidad entre aceites pesados y convencionales	24
2.2	Ubicación de la Faja del Orinoco, Venezuela	25
2.3	Arenas Petrolíferas de Athabasca	25
2.4	Ubicación de bitúmenes y aceites pesados en el mundo	28
2.5	Muestras de bitumen obtenido en minas canadienses	29
2.6	Precipitación de parafinas en superficie	30
2.7	Depósitos de asfáltenos en tuberías	30
C APÍTULO III		
3.1	Manifestación superficial de un yacimiento somero	36
3.2	Obtención de un núcleo convencional	38
3.3	Obtención de un núcleo de pared	38
3.4	Análisis de núcleos en el laboratorio	39
3.5	Equipo generalmente empleado para la toma de registros geofísicos	41
3.6	Ejemplo de un aceite pesado, caracterizado por su alta viscosidad	44
3.7	Muestra de aceite pesado obtenida mediante una celda MDT	45
3.8	Equipo de recombinación de muestras para obtener muestras de fluidos representativas a partir de los fluidos extraídos en boca de pozo	46
3.9	Dispositivo de análisis PVT , utilizado para medir la presión de burbuja mediante la despresurización de una muestra en una prueba de expansión a composición constante (CCE)	47
3.10	Medición de la viscosidad de crudo con un reómetro. Los reómetros miden los cambios producidos en la viscosidad con la variación de la tasa de flujo	48
3.11	Aceite pesado	49
3.12	Aceite extrapesado	49
3.13	Bitumen	49

C APÍTULO IV		
4.1	Ejemplos de un pozo vertical convencional y uno horizontal	52
4.2	Experimento de Darcy	53
4.3	Esquema de rugosidades	55
4.4	Ejemplo de un sistema de flujo	56
4.5	Respuesta de presión cuando se pone a producir un pozo	59
4.6	Geometrías de flujo	60
4.7	Patrones de flujo horizontal	61
4.8	Patrones para flujo vertical	62
4.9	Comparación resultados obtenidos con la ecuación original y mejorada de Standing	73
C APÍTULO V		
5.1	Traslado de arenas bituminosas en minas de Alberta, Canadá	78
5.2	Procesamiento de bitúmenes en naves de separación primaria	79
5.3	Esquema del método CHOPS	82
5.4	Esquema de distribución de los componentes del método CHOPS	83
5.5	Esquema general de la inyección de polímeros	84
5.6	Tanque almacenador de polímeros para inyección	85
5.7	Esquema general de la inyección de surfactantes	86
5.8	Mezcla molecular surfactante, agua y aceite	86
5.9	Ejemplo de microemulsiones y macroemulsiones	89
5.10	Representación de la inyección de CO ₂ en un yacimiento de aceite	88
5.11	Esquema de inyección de agua en el nivel agua-aceite de un yacimiento	90
5.12	Esquema de una inyección dispersa ideal de agua en un yacimiento	91
5.13	Simulación de distribución de calor en un yacimiento	92
5.14	Etapas de la inyección cíclica de vapor	96
5.15	Esquema del método de inyección cíclica de vapor	97
5.16	Estructura y equipo necesario para el proceso VAPEX	98
5.17	Representación del proceso VAPEX	99
5.18	Comportamiento del método SAGD	100
5.19	Ejemplo de instalaciones superficiales de la operadora ConocoPhillips en Canadá	101
5.20	Esquema del frente de combustión en un yacimiento	102
5.21	Distribución de calor en un proceso de combustión insitu	103
C APÍTULO VI		
6.1	Ejemplo de la implementación de sistemas artificiales	109
6.2	Elementos que influyen en pozos fluyentes	110
6.3	Estructura de un BEC convencional en un pozo terrestre	115
6.4	Instalación de un BEC en un pozo marino	117
6.5	Carta de amperaje de un pozo operando a condiciones normales	117

6.6	Carta de un pozo con alta producción de gas	117
6.7	Componentes de un sistema PCP convencional	120
6.8	Introducción de un rotor en el estator de un una bomba próxima a instalarse	122
6.9	Ejemplos de bomba lobular, y multilobulares	122
6.10	Estado mecánico del Pozo CD-38	124
6.11	Estado mecánico del Pozo CIB-0257	125
6.12	Principales elementos que componen un sistema de BH tradicional	129
6.13	Instalaciones superficiales de un sistema de inyección hidráulica en circuito cerrado	131
6.14	Instalaciones superficiales de un sistema de inyección hidráulica en circuito abierto	132
6.15	Ejemplo de una bomba tipo jet con sus componentes principales	133
6.16	Esquema de las instalaciones superficiales del Pozo Balam 91 antes de su reacondicionamiento	134
6.17	Estado mecánico del Pozo Balam 91	135
6.18	Elementos que componen el BN tradicional	138
6.19	Ejemplo de válvula de presión	139
6.20	Esquema de bombeo hidráulico continuo	140
6.21	Proceso de inyección en un solo punto	141
6.22	Proceso de inyección por puntos múltiples.	142
6.23	Estado mecánico del pozo piloto	143
6.24	Perfiles de temperatura y presión con inyección de gas caliente	144
6.25	Análisis nodal de la inyección de gas frío o caliente	145
6.26	Instalaciones superficiales del Pozo piloto PC43	145
6.27	Estructura superficial de una unidad de bombeo mecánico convencional	148
6.28	Componentes de un sistema de bombeo mecánico tradicional	150
6.29	Etapas del ciclo de bombeo mecánico	151
6.30	Esquema de la configuración tradicional	153
6.31	Configuración del equipo subsuperficial patentado por INTEVEP S.A.	155
6.32	Equipo superficial del sistema PCP combinado con SAGD.	158
6.33	Proceso de inyección de vapor combinado con un sistema PCP	158
6.34	Estator metálico del sistema PCP mejorado	159
6.35	Configuración y componentes de un sistema PCP mejorado	159
6.36	Configuración de un pozo con sistema SAGD e inyección de gas	160
6.37	Sistema de circulación del bombeo hidráulico tipo jet	161
C A P Í T U L O V I I		
7.1	Plataforma Bicentenario, arrendada a Petróleos Mexicanos por 5 años para perforación en aguas profundas y ultraprofundas	166
7.2	Ejemplo de viscosidad en el aceite	167

7.3	Región Norte	173
7.4	Región Sur	174
7.5	Región Marina Noreste	175
7.6	Ubicación de los principales campos de la Región Norte	176
7.7	Ubicación de la Región Marina Suroeste	177
7.8	Principales activos integrales de la Región Marina Suroeste	178
7.9	Ubicación del complejo Ku-Maloob-Zaap en el Golfo de México	179
7.10	Posición del Yacimiento Kayab en la Sonda de Campeche	180
7.11	Localización del Campo Tson dentro de la Sonda de Campeche	181
7.12	Ubicación del Campo Ayatsil en el Golfo de México	182
7.13	Ubicación del Pozo Utsil-1 en el Golfo de México	183
7.14	Ubicación del Pozo Nab-1 en el Golfo de México	184
7.15	Ubicación del Pozo Numán-1 en aguas territoriales del Golfo de México	185
7.16	Ubicación del Pozo Baksha-1 en el Golfo de México	186
7.17	Plataformas marinas ubicadas en el Complejo Ku-Maloob-Zaap	199
7.18	Refinería Ing. Antonio M. Amor en Salamanca, Gto.	200
7.19	Notable contraste de viscosidad entre una muestra de aceite normal, y una muestra de aceite mejorado apartir de BRV	202
7.20	Planta de producción de BRV en Altamira, Tamps.	202
7.21	Yacimientos de crudos pesados y extrapesados de la RMN	206
7.22	Equipo superficial de un sistema BEC instalado en plataformas del Activo Cantarell	207

INTRODUCCIÓN

Desde hace más de un siglo, la mayor parte de la energía consumida por la humanidad ha provenido de combustibles fósiles; en un principio, carbón mineral que fue reemplazado casi totalmente por aceite y gas. Hoy la disponibilidad de los aceites convencionales se ha vuelto más compleja y limitada, ya que los yacimientos de aceites ligeros y de fácil explotación atraviesan una inevitable etapa de declinación. Por estos motivos, el hombre se ha visto en la creciente necesidad de recurrir a los crudos pesados. Esta tesis está encaminada al estudio específico de dichos hidrocarburos, que durante mucho tiempo fueron relegados a un segundo plano por la complejidad que implicaba su desarrollo.

Con el fin de conjuntar y profundizar información referente a nuevos métodos y tecnologías que desde hace algunos años han surgido como respuesta a las dificultades que la producción de crudos pesados y extrapesados implica en cada etapa del ciclo de vida de un yacimiento; desde la recolección de muestras y su caracterización, hasta los mecanismos de extracción, incluyendo adaptaciones en los modelos teóricos útiles en la determinación en el comportamiento de flujo de los hidrocarburos, tanto en el yacimiento como en el pozo y tuberías, así como novedosas técnicas de recuperación y sistemas artificiales de producción. Cabe resaltar, que el reto se extiende a otras áreas de la industria como el transporte, almacenamiento y procesamiento de estos hidrocarburos, pues el manejo y refinación de ellos es mucho más compleja por su composición y propiedades.

Al trabajar con aceites pesados y extrapesados, se rompen paradigmas preestablecidos en la industria, ya que las etapas de explotación no siguen el orden que se pensaba un yacimiento debía llevar; particularmente la aplicación de técnicas de recuperación, que si bien en yacimientos de aceites ligeros son aplicadas en la etapa final de producción, al tratarse de aquellos de aceites pesados, suelen implementarse desde un inicio, ya que de otro modo no habría producción.

En nuestro país, los crudos pesados son un tema de gran importancia tanto en el presente como en años venideros, pues representan cerca del 70% de la producción actual y gran parte de las reservas nacionales. Lo que vuelve urgente y necesario el desarrollo e implemento de métodos y tecnologías como las que se describen a lo largo de este trabajo, para asegurar el abasto energético en el país, aprovechando al máximo los recursos disponibles, de manera redituable y en armonía con el medio ambiente.

CAPÍTULO I

¿QUÉ ES EL PETRÓLEO?

EL PETRÓLEO

La palabra proviene de los vocablos griegos *πετρέ* (*Petro*) y *λαιον* (*Óleo*), que significan Roca y Aceite respectivamente. En términos comunes se ha usado para hablar de cualquier mezcla de hidrocarburos que pueda producirse a través de una tubería de producción, aunque en el estricto sentido de la palabra, sólo se limitaría a hidrocarburos líquidos.

Para fines prácticos, esta tesis está enfocada al crudo líquido que el American Petroleum Institute (API), American Association of Petroleum Geologist (AAPG) y la Society of Petroleum Engineers (SPE) conjuntamente definen como “Una mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida, en yacimientos naturales y que permanece como líquido a presiones atmosféricas después de haber pasado por instalaciones superficiales de separación”,^{1,1} ejemplo de esto se puede observar en la **Imagen 1.1.**



Imagen 1.1. Muestra de petróleo de un yacimiento marino.

***Referencias al final del capítulo**

1.1. COMPOSICIÓN

Los elementos más abundantes en el petróleo, así como en cualquier otro hidrocarburo son, el hidrógeno y el carbono. En caso del aceite hay una relación cercana a 1.85 átomos de hidrógeno por cada átomo de carbono^{1,2}. No obstante, contiene azufre, nitrógeno y oxígeno, que en conjunto representan menos del 3% de la mayoría de los crudos conocidos, además de rastros de metales pesados como vanadio y níquel.

La **Tabla 1.1** ilustra los valores en porcentaje de la presencia de los elementos más abundantes en combustibles fósiles comunes.

Tabla 1.1. Composición química de combustibles fósiles (% del peso total).

Elemento	Aceite	Gas	Asfalto	Carbón
Carbono	84.5	76	84	83
Hidrógeno	13	24	10	5
Azufre	1.5	0	3	1
Nitrógeno	0.5	0	1	1
Oxígeno	0.5	0	2	10

Composición molecular

En el crudo se presentan cuatro tipos de series moleculares, llamadas las series de hidrocarburos, siendo el metano la molécula más pequeña (peso molecular de 16) y los asfaltenos las de mayor tamaño, tales series de hidrocarburos incluyen parafinas, naftas, aromáticos y asfaltenos.

La proporción de dichas moléculas puede variar drásticamente de un aceite a otro como se muestra en la **Tabla 1.2**.

Tabla 1.2. Promedio y rango de las series moleculares de hidrocarburos en aceite crudo.

Serie	Porcentaje del Peso	Rango de Porcentaje
Parafinas	30	15 – 60
Naftas	49	30 – 60
Aromáticos	15	3 – 30
Asfaltenos	6	Restante

1.2. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL PETRÓLEO

Algunas de las características del petróleo son el color, olor, y principalmente su densidad relativa también conocida como gravedad específica.

En apariencia los crudos líquidos varían en color de tonos amarillento, verde y café a café oscuro o negro; los crudos son naturalmente aceitosos y tienen viscosidades altamente variables. Los aceites en la superficie son más viscosos que aquéllos en yacimientos a altas temperaturas en el subsuelo. Los rangos de viscosidad en superficie varían no sólo con la temperatura, también con la edad y profundidad del yacimiento que los almacena.

La escala de densidad más común para comparar y describir los crudos es la de °API establecida por el API, determinada a partir de la **Ecuación 1.1**:

$$\text{Ecuación 1.1} \quad ^\circ\text{API} = \left[\left(\frac{141.5}{\text{Gravedad específica del aceite a } 60^\circ\text{F}} \right) - 131.5 \right],$$

por ejemplo, el agua no salada tiene 10 °API; la densidad API de los crudos varía desde 5 a 55, situándose en promedio entre 25 y 35°API . En cambio, la densidad de los aceites ligeros fluctúa entre los 35 y 45°API, haciendo que fluyan muy fácilmente; suelen ser transparentes y ricos en gasolina, lo que los hace más valiosos. En contraste con los crudos pesados, que poseen densidades menores a los 25 °API, son los más viscosos, oscuros y ricos en asfaltenos, y por consiguiente los menos rentables.^{1,3}

Por tratarse de un fluido, el aceite puede medirse volumétricamente en litros o galones; para fines comerciales la unidad convenida internacionalmente es el barril (Bl).

Las propiedades físicas del aceite pueden ser determinadas mediante datos de campo, estudios de laboratorio de los fluidos o por medio de correlaciones.

Algunas de las propiedades físicas más importantes son:

- Densidad relativa del aceite
- Factor de volumen de formación del aceite
- Factor de volumen del gas
- Factor de volumen del agua
- Factor de volumen total de la formación
- Relación gas aceite
- Relación de solubilidad
- Factor de formación del aceite
- Coeficiente de viscosidad del aceite

1.2.1. Densidad relativa del aceite (γ_o)

Definida como la relación de densidad del líquido a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura; matemáticamente se muestra en la **Ecuación 1.2.**

Ecuación 1.2. $\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$,

donde:

γ_o = Densidad relativa del aceite [adimensional]. ρ_o = Densidad del aceite $\left[\frac{\text{lb}_m \text{ aceite}}{\text{pie}^3} \right]$.

ρ_w = Densidad del agua $\left[\frac{\text{lb}_m \text{ agua}}{\text{pie}^3} \right]$.

1.2.2. Factor de volumen del aceite (B_o)

También llamado como factor de volumen de la formación o factor de volumen del yacimiento, este representa la liberación de gas que se encuentra disuelto en el aceite por los cambios de presión y temperatura durante el proceso de producción. Dado que es una relación y que el volumen de aceite con su gas disuelto siempre será mayor al volumen de aceite muerto, este factor siempre tendrá un valor mayor a uno, dicho factor se puede estimar mediante la **Ecuación 1.3**, el comportamiento se puede observar en la **Gráfica 1.1.**

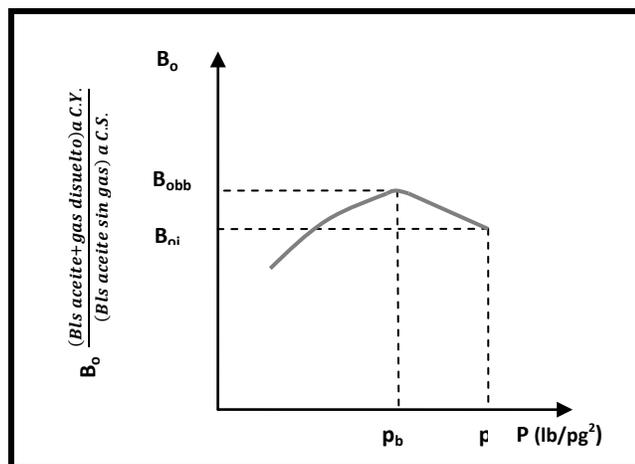
Ecuación 1.3 $B_o = \frac{\text{Volumen de aceite+gas disuelto) a C.Y.}}{\text{Volumen de aceite muerto a C.S.}}$,

donde:

B_o = Factor de volumen de formación del aceite $\left[\frac{\text{Bls aceite con gas disuelto a C.Y.}}{\text{Bls aceite sin gas a C.S.}} \right]$.

C.Y. = Condiciones de yacimiento.

C.S. = Condiciones estándar.



Gráfica 1.1. Comportamiento del B_o según la presión a temperatura constante.

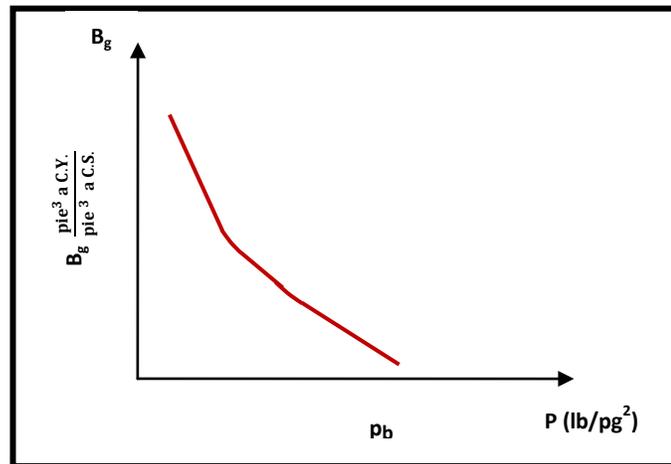
1.2.3. Factor de volumen del gas (B_g)

Es la relación del volumen de una masa de gas medida a condiciones de yacimiento entre el volumen de la misma masa a condiciones estándar, esta se puede estimar con la **Ecuación 1.4**:

$$\text{Ecuación 1.4} \quad B_g = \frac{\text{Volumen de gas a C.Y.}}{\text{Volumen de gas a C.S.}},$$

donde: $B_g = \text{Factor de volumen del gas} \left[\frac{\text{pie}^3 \text{ a C.Y.}}{\text{pie}^3 \text{ a C.S.}} \right].$

En la **Gráfica 1.2** se observa el comportamiento del gas, este se ve fuertemente influenciado por los cambios de presión, una vez alcanzada la presión de burbuja en el yacimiento, el volumen gas irá aumentando, ya que comenzara a liberarse del aceite.



Gráfica 1.2. Comportamiento del B_g según la presión a temperatura constante.

1.2.4. Factor de volumen del agua (B_w)

Es el cociente de un volumen de agua más gas disuelto y sales en solución medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de agua a condiciones superficiales.

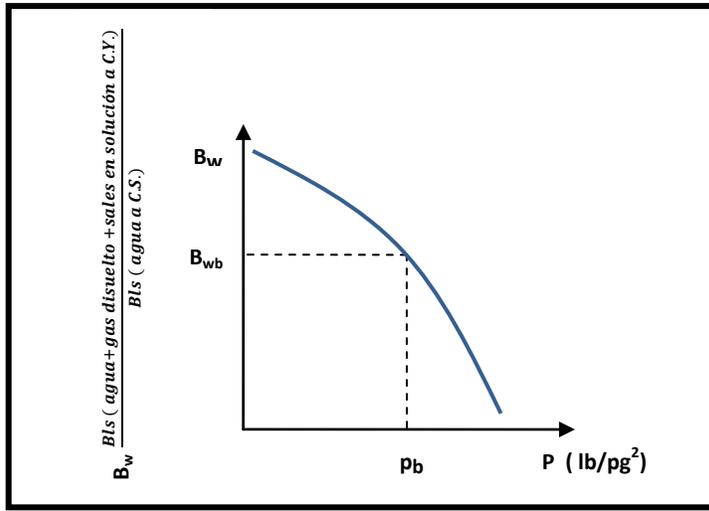
Dada la baja solubilidad de gas en el agua, en la mayoría de los casos suele considerarse como aproximación que el factor de volumen del agua es igual a uno, esto para cualquier presión, sin embargo puede determinarse su valor exacto mediante la **Ecuación 1.5**.

En la **Gráfica 1.3** se observa como a menor presión el factor de volumen del agua aumenta, esto se debe al abatimiento de presión que se presenta en el yacimiento durante su explotación, ya que el volumen de agua va incrementando, en especial cuando el yacimiento tiene asociado a un acuífero significativo.

Ecuación 1.5
$$B_w = \frac{\text{Volumen de (agua+gas disuelto+sales en solución) a C.Y.}}{\text{Volumen de agua a C.S.}},$$

donde:

$$B_w = \text{Factor de volumen del agua} \left[\frac{B_{ls} \text{ a C.Y.}}{B_{ls} \text{ a C.S.}} \right].$$



Gráfica 1.3. Comportamiento del B_w según la presión a temperatura constante.

1.2.5. Factor de volumen total de la formación (B_t)

Éste se define como la suma de los volúmenes de aceite con su gas disuelto y gas libre, ambos a condiciones de yacimiento, entre el volumen de aceite a condiciones estándar.

En la **Gráfica 1.4** se muestra como el factor de volumen total va aumentando conforme la presión disminuye, esto se debe a que el volumen del gas, disuelto o libre, aumenta conforme la presión disminuye.

$$B_t = \frac{\text{Volumen de (aceite con su gas disuelto + gas libre) a C.Y.}}{\text{Volumen de aceite muerto a C.S.}},$$

donde:

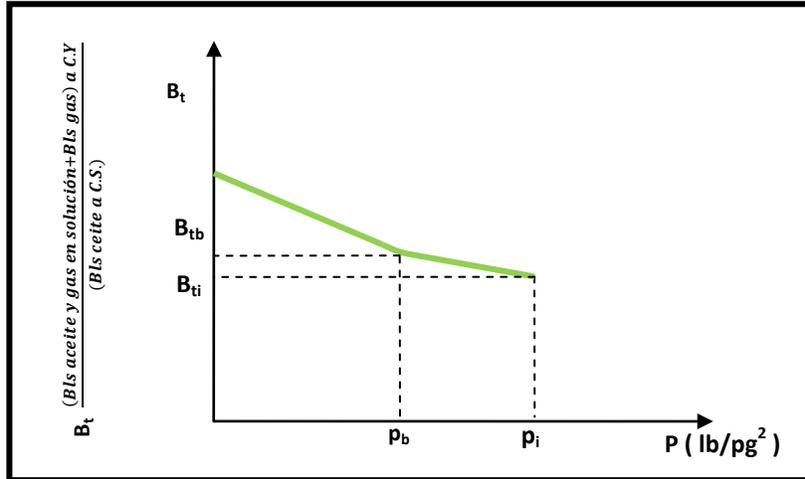
$$B_t = \text{Factor de volumen total de la formación} \left[\frac{B_{ls} \text{ de aceite + gas libre a C.Y.}}{B_{ls} \text{ aceite a C.S.}} \right].$$

B_o = Factor de volumen del aceite.

B_g = Factor de volumen del gas.

R_s = Relación de solubilidad.

R_{si} = Relación de solubilidad inicial.



Gráfica 1.4. Comportamiento de B_t según la presión a temperatura constante.

1.2.6. Relación gas – aceite (RGA) ^{1.9}

Durante el proceso de producción, el gas que se encuentra disuelto en el aceite comienza a liberarse debido a los cambios de presión, por tanto la cantidad de gas liberado desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie es conocido como RGA, la cual se calcula con la Ecuación 1.6.

Ecuación 1.6
$$RGA = \frac{\text{Volumen de gas total a C.S.}}{\text{Volumen de aceite a C.S.}}$$

donde:

$RGA = \text{Relación Gas – Aceite} \left[\frac{pie^3 \text{ a C.S.}}{Bls \text{ a C.S.}} \right]$

1.2.7. Relación de solubilidad (R_s) ^{1.9}

Relación gas en solución – aceite, denominada como la cantidad de gas que se encuentra disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento, también conocida como relación de solubilidad expresada mediante la **Ecuación 1.7**.

Es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de aceite producido a condiciones estándar, como resultado de la producción del volumen original de aceite a condiciones de yacimiento. Esta suele calcularse por medio de la toma de una muestra, la cual se toma a ciertas presión y temperatura, estas condiciones deben ser mayores que las superficiales;

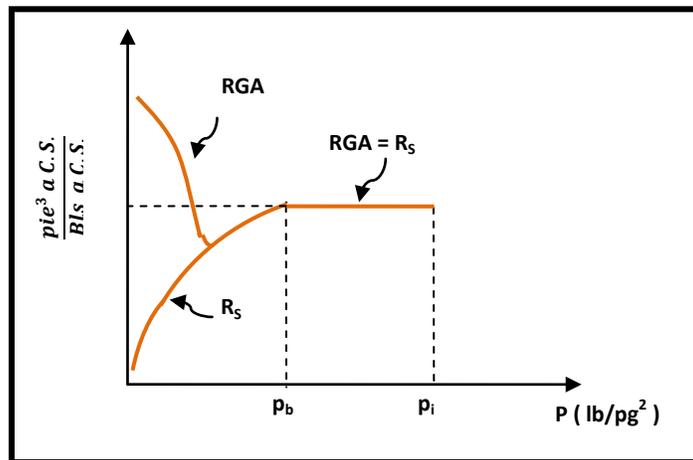
intentando que la muestra se conserve a dichas condiciones para poder realizar las pruebas pertinentes.

Ecuación 1.7
$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas producido a C.S.}}{\text{Volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento a C.S.}}$$

donde:

$R_s = \text{Relación de Solubilidad} \left[\frac{\text{pie}^3 \text{ gas a C.S.}}{\text{Bls aceite a C.S.}} \right]$

En la **Gráfica 1.5**, se observa que cuando la presión en el yacimiento es mayor a la presión de burbuja, la relación de solubilidad es constante y es igual a la RGA, debido a que el gas no se ha liberado y se encuentra disuelto en el aceite. Por otro lado, cuando se llega a la presión de burbuja, la relación solubilidad comienza a disminuir con el abatimiento de la presión.



Gráfica 1.5. Comportamiento de R_s y RGA según la presión a temperatura constante.

1.2.8. Factor de compresibilidad del aceite (c_o)^{1.10}

El factor de compresibilidad es la medida de cuanto se puede compactar el aceite conforme se presenten abatimientos de presión.

Al contarse con una presión mayor a la presión de saturación se tiene que el gas se encuentra disuelto en el aceite por tanto la compresibilidad del aceite se define como la compresibilidad del gas, en cambio cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de saturación se debe considerar un término adicional el cual tomará en cuenta el volumen del gas liberado.

En el caso de que la presión del yacimiento sea mayor que la presión de saturación tenemos que este factor se expresa con la **Ecuación 1.8**:

Ecuación 1.8
$$c_o = - \frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T$$

lo cual define el cambio fraccional en volumen del aceite conforme se presenta la variación de presión a temperatura constante, si sustituimos por B_o , tenemos la **Ecuación 1.9**:

$$\text{Ecuación 1.9} \quad c_o = - \frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T ,$$

donde: $\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T$ = Cambio del volumen líquido con respecto a la presión a temperatura constante

$$\left[\frac{\left(\frac{\text{Volumen de aceite+ gas disuelto} \right) \text{ a C.Y.}}{\text{Volumen de aceite a C.S.}} \right] \cdot \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{ abs}} \right)$$

Por otro lado cuando tenemos en el yacimiento que la presión se encuentra por debajo de la presión de saturación, la compresibilidad estará compuesta por la relación de cambio del aceite y el gas que comienza a liberarse de este. Esto es, cuando la presión disminuye el volumen ocupado por el aceite comienza a disminuir y es ocupado por el volumen del gas que comienza a liberarse. De esta forma tenemos que el cambio en el volumen total es la suma del cambio de volumen del líquido y el volumen del gas libre (**Ecuación 1.10**).

$$\text{Ecuación 1.10} \quad \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right] ,$$

donde:

$\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T$ = Cambio del volumen líquido con respecto a la presión a temperatura constante

$$\left[\frac{\left(\frac{\text{Volumen de aceite+ gas disuelto} \right) \text{ a C.Y.}}{\text{Volumen de aceite a C. S.}} \right] \cdot \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{ abs}} \right)$$

$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T$ = Cambio en la cantidad de gas en solución $\left[\frac{\left(\frac{\text{Volumen de gas a C.S.}}{\text{Volumen de aceite a C.S.}} \right)}{\text{lb/pg}^2 \text{ abs}} \right] \cdot$

B_g = Factor de volumen del gas $\left[\frac{\text{Volumen de gas a C.Y.}}{\text{Volumen de gas a C.S.}} \right] \cdot$

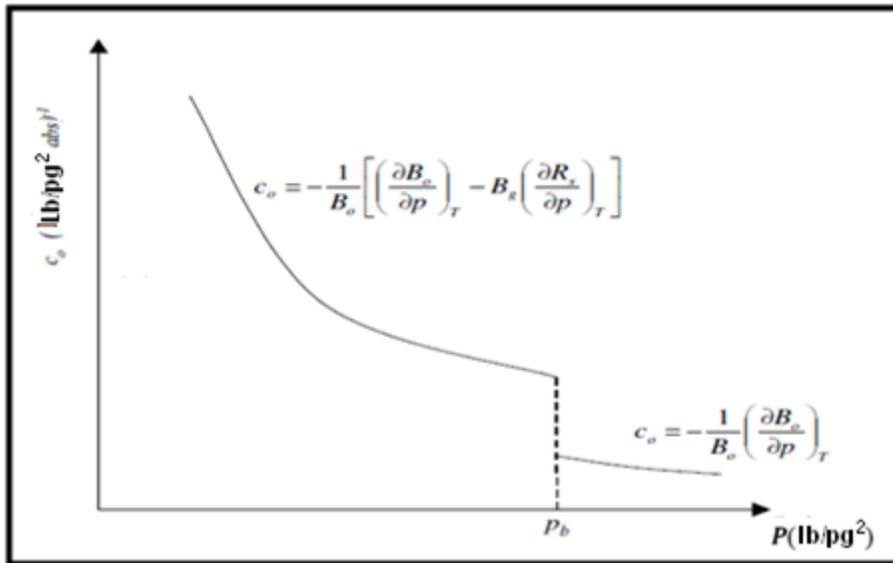
Así, empleando B_g para convertir volumen de gas liberado a condiciones de yacimiento, obtenemos la **Ecuación 1.11**:

$$\text{Ecuación 1.11} \quad B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T = \left[\frac{\left(\frac{\text{Volumen de gas a C.S.}}{\text{Volumen de aceite a C.S.}} \right)}{\text{lb/pg}^2 \text{ abs}} \right] \cdot$$

de esta manera, tenemos que el cambio fraccional en volumen conforme la presión varia es (Ecuación 1.12):

$$\text{Ecuación 1.12} \quad c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right] \left[1 - \frac{\text{Volumen de gas a C.Y.}}{\text{(Volumen de aceite+gas disuelto) a C.Y.}} \right] \frac{\text{lb/pg}^2 \text{ abs}}{\text{lb/pg}^2 \text{ abs}} .$$

De esta manera en la **Gráfica 1.6**, se observa como la variación de volumen es casi constante cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja, ya que en este punto por la liberación de la primer burbuja de gas se causa un incremento en el valor de c_o , después de esta discontinuidad el cambio en el volumen va creciendo poco a poco dado el cambio en el volumen del gas libre.

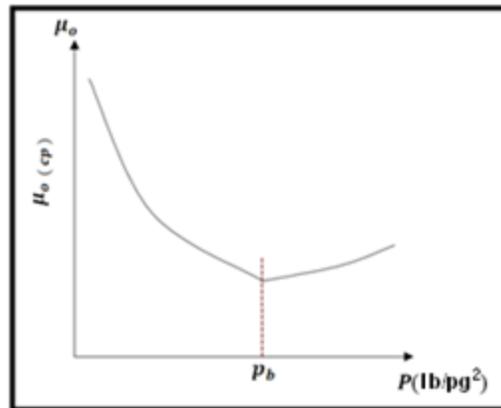


Gráfica 1.6. Comportamiento del C_o según la presión.

1.2.9. Coeficiente de viscosidad del aceite (μ_o)

Es una medida de la resistencia al movimiento del aceite o deformaciones tangenciales.^{1,4}

Esta propiedad del aceite se ve afectada por factores como presión y temperatura principalmente, ya que la viscosidad a mayor temperatura disminuye mientras que a menor temperatura, la viscosidad aumenta. Por otro lado, cuando el aceite se encuentra a mayor presión, la viscosidad es menor ya que el aceite tiene gas disuelto provocando que la movilidad de éste sea mayor; en cambio si el aceite se encuentra a menor presión el gas se libera, generando que el aceite sea más viscoso.



Gráfica 1.7. Comportamiento de viscosidad del aceite según la presión a temperatura constante.

1.3. SISTEMA PETROLERO

Es un sistema natural que engloba los elementos y procesos geológicos necesarios para la generación y acumulación de hidrocarburos en el subsuelo.

Éste, como se muestra en la **Imagen 1.2**, se conforma por rocas generadora, almacenadora y sello, además de una trampa geológica y rutas de migración, así como condiciones térmicas y sincronía entre los periodos de formación y acomodo de estos elementos.

En general, las rocas se constituyen por minerales y cementante. Los fluidos se localizan en cavidades de la roca, las cuales son denominadas como poros; a la fracción del volumen de estos ocupado por un fluido, se le conoce como saturación, para conocer o evaluar la capacidad de la roca para producir es necesario conocer la facilidad con la que el fluido podrá atravesar el medio poros; a esta propiedad se le conoce como permeabilidad, la cual dependerá de la cantidad y tamaño de poros que se encuentren interconectados hidráulicamente.

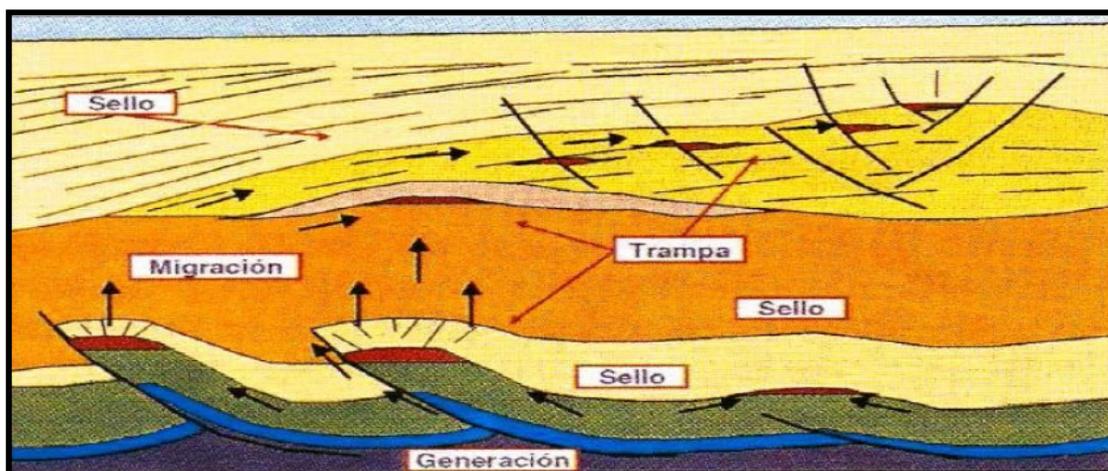


Imagen 1.2. Sistema petrolero.

1.3.1. Roca generadora

Es aquella en la que se forman los hidrocarburos, ya que almacenan la materia orgánica que posteriormente se transformara en gas, aceite o una mezcla de ambos. La lutita es la roca sedimentaria más común, en su mayoría negra, un ejemplo de ella se muestra en la **Imagen 1.3**, esta contiene materia orgánica equivalente al 1 - 3% de su peso neto, habiendo casos en las que este excede el 20%, mientras que las verdes o grises poseen alrededor del 0.5%.

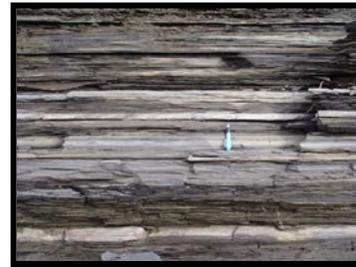


Imagen 1.3. Formación de lutitas.

La roca generadora debe cumplir con tres requerimientos geoquímicos imprescindibles; cantidad, calidad y madurez. Además de algunas características como porosidad, permeabilidad, contenido orgánico mayor al 1% y de volumen considerable. Generalmente son rocas de grano fino como:

- Lutitas.
- Lutitas calcáreas.
- Margas.
- Calizas
- Limolitas.
- Calizas arcillosas.

Formación de hidrocarburos

Existen dos teorías sobre el origen de los hidrocarburos:

Inorgánica: Postula que los hidrocarburos son originados a partir de la reacción de ciertos elementos en el subsuelo, bajo ciertas condiciones que se han dado en la naturaleza; sus principales promotores fueron geólogos de Europa Oriental, basándose en la presencia de hidrocarburos en meteoritos, satélites y otros cuerpos extraterrestres, además de la generación en laboratorio de ciertos gases como el metano.

Orgánica: Es la más aceptada; en ella se menciona que la materia orgánica debe ser sepultada antes de que sea consumida por bacterias. Compuestos orgánicos como seres vivos, (carbohidratos y proteínas) son sometidos a bajas temperaturas, mayores a 60 a 150 °C^{1.5} (pues a temperaturas mayores el crudo puede ser irreversiblemente transformado en grafito) y altas presiones litostáticas, lo cual da como resultado la generación de hidrocarburos.

Kerógeno

Materia orgánica que dependiendo de las condiciones del medio en el cual se deposite (presión, temperatura y cantidad de oxígeno a las que se vea sometida), será el tipo de hidrocarburo que generará.

Existen tres tipos básicos de kerógeno:

- Tipo I: Esencialmente de origen algáceo, presenta un contenido moderado de oxígeno. Este tipo de kerógeno genera hidrocarburo líquido.
- Tipo II: De composición intermedia, alto contenido de material derivado de zooplankton y fitoplankton, es rico en compuestos alifáticos. Productor de hidrocarburo líquido y gaseoso.
- Tipo III: Bajo contenido de compuestos alifáticos y rico en aromáticos; este es producto de la lignina de plantas mayores continentales, productor principalmente de gas o carbón.

Los tiempos de maduración del kerógeno son muy importantes, ya que determinan el tipo y calidad de los hidrocarburos generados. La evolución de la materia orgánica hasta el grado de convertirse en hidrocarburos o cualquier otro compuesto mineral, consta de tres etapas.

- 1) **Diagénesis:** Esta fase ocurre a profundidades someras, a temperaturas y presiones cercanas a las consideradas normales; en ésta se presentan tanto degradación microbiana como reacciones no biológicas. El metano, bióxido de carbono y agua son consumidos por la materia orgánica dejando sólo un hidrocarburo complejo denominado kerógeno. En pocas palabras, esta etapa consiste en reducir drásticamente el contenido de oxígeno de la materia orgánica, en relación al carbono presente en ella.
- 2) **Catagénesis:** Ocurre a mayores profundidades a manera que el sepultamiento aumenta y la presión y temperatura se elevan; el petróleo se libera del kerógeno durante esta etapa, primero el aceite y después el gas.
- 3) **Metagénesis:** Se presenta a presiones y temperaturas aún mayores que en la etapa anterior, al borde del metamorfismo; se liberan los últimos hidrocarburos generalmente en forma de metano; la relación hidrogeno carbón desciende hasta que el carbón solo se presenta en forma de grafito.

1.3.2. Roca almacenadora

Los yacimientos residen en roca sólida, los hidrocarburos se limitan a ocupar los diminutos poros y fracturas presentes en la roca como se puede ver en la **Imagen 1.4**, haciendo de su extracción una operación riesgosa, complicada y sumamente costosa.

Para que una roca actúe como almacenadora, ésta debe poseer dos propiedades esenciales:

Debe tener poros para contener el aceite y gas; además, dichos poros deben estar interconectados para permitir el flujo de hidrocarburos, en otras palabras, debe tener permeabilidad.^{1.6}

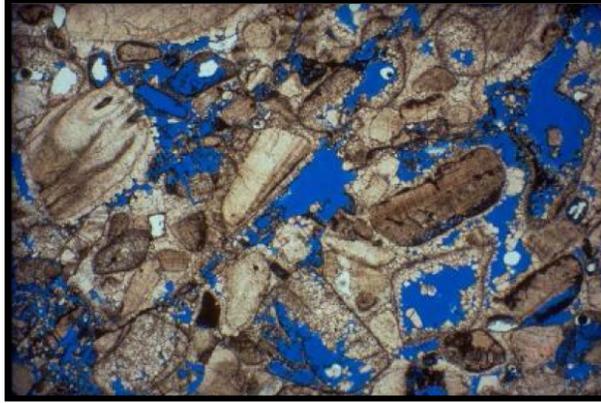


Imagen 1.4. Roca almacenadora.

Porosidad

Es la medida del espacio disponible en la roca capaz de almacenar fluidos. Se define como la relación del volumen de espacios vacíos entre el volumen total de roca.

$$\phi = \frac{\text{Volumen de espacios vacíos}}{\text{Volumen total de roca}}$$

La porosidad se puede clasificar de acuerdo a su origen en primaria, que es aquella que se desarrolla en el momento de la formación de la roca; y secundaria, la cual es consecuencia de procesos geológicos posteriores a la formación de la roca, esta clasificación se puede apreciar en la Imagen 1.5.

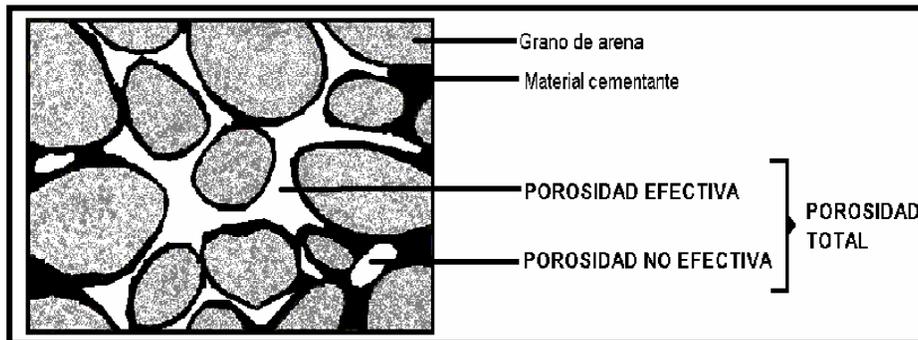


Imagen 1.5. Tipos de porosidad.

En la **Tabla 1.3** siguiente se muestran valores comunes de porosidad para yacimientos de aceite .

Tabla 1.3. Potencial de la roca según su porosidad.

Valores de porosidad para yacimientos de aceite	
Porcentaje	potencial
0 – 5 %	Insignificante
5 – 10%	Pobre
10 – 15 %	Justa
15 – 20 %	Buena
20 – 25 %	Excelente

Permeabilidad

Capacidad de la roca para permitir el paso de un fluido a través de ella; está influida por el tamaño, número y distribución de poros. Es común que ésta se mida en mili-darcy, que es una milésima parte de un darcy.

Darcy: unidad estándar de medida de la permeabilidad de un medio poroso con sección transversal de un centímetro cuadrado, a través del cual un centímetro cúbico de líquido, se desplaza un centímetro lineal por segundo, bajo una diferencia de presión de una atmósfera, teniendo dicho líquido viscosidad de un centipoise. ^{1,4}

Saturación

Fracción del volumen poroso de una roca que está ocupado por un fluido; en los yacimientos se presentan saturaciones de aceite, agua congénita y según sea su presión, gas. Se estima mediante la **Ecuación 1.13**:

$$\text{Ecuación 1.13} \quad S = \frac{\text{Volumen ocupado por el fluido a C.Y.}}{\text{Volumen poroso total}} .$$

1.3.3. Sellos

Este concepto está muy ligado al de una trampa ya que es el principal componente de ésta; los mejores sellos en yacimientos de hidrocarburos son los domos salinos, seguidos por las evaporitas; estos representan el tipo de barrera más eficiente para migración de hidrocarburos en cuencas sedimentarias.

La matriz de la roca, que actúan como sello, pasa a segundo plano si existe alguna fractura, pues de ser muy permeable puede representar una enorme pérdida de hidrocarburos; la ductibilidad es cualidad favorable para garantizar el sello de una trampa, pues las rocas rígidas tienden a

fracturarse fácilmente creando rutas de migración a diferencia de aquellas más dúctiles (como la sal, anhidrita y arcillas minerales) que resisten los esfuerzos tectónicos y otros procesos a los que están sometidos los sellos de una trampa, ejemplo de esto son los domos salinos (**Imagen 1.6**), los cuales presentan alta ductibilidad.

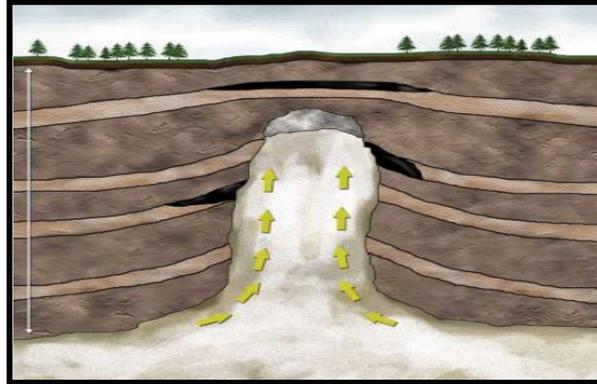


Imagen 1.6. Sello por incrustación de un domo salino.

1.3.4. Trampa

El término trampa fue aplicado por primera vez en 1889 por Orton, quien afirmó que: los acervos de aceite y gas pueden quedar atrapados en las cumbres de pliegues o arcos que encuentran en su camino a tierras más altas.^{1.7} Dicho en otras palabras, durante la migración vertical de los hidrocarburos, éstos pueden quedar atrapados bajo pliegues, anticlinales o cualquier otra estructura geológica que permita su acumulación.

Las trampas petroleras son originalmente llenadas por agua. El gas y el aceite fluyen hacia el interior de la trampa para reemplazar el agua, porque ambos el gas y el aceite son más ligeros que el agua. La trampa se llena desde la cresta hacia abajo, hasta un punto llamado punto de derrame (spill point) al que ya no puede almacenar más. El espesor de la trampa es una medida del tamaño potencial del yacimiento ya que de esto dependerá la cantidad de hidrocarburos almacenados.

Los tres factores más importantes de una trampa son:

1. Su proximidad a las rutas de migración de hidrocarburos
2. La permeabilidad de su sello
3. El tamaño de la trampa

Se denomina campo al área superficial sobre uno o más yacimientos productores localizados en una misma trampa como puede ser un anticlinal, comúnmente se bautiza un campo según una referencia geográfica como un pueblo, colina o un arrollo. Un yacimiento es la zona subsuperficial que produce aceite y gas, pero no se comunica con otros yacimientos.^{1.8}

Aunque existen disputas sobre la clasificación de las trampas, se ha acordado la existencia de dos grupos principales, las estructurales, como se muestra en la **Imagen 1.7**, y las estratigráficas.

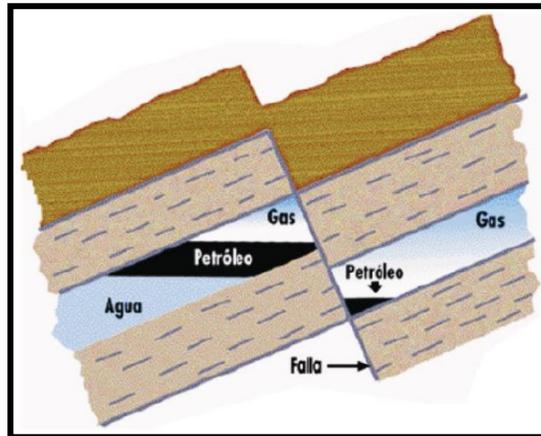


Imagen 1.7. Ejemplo de una trampa estructural.

1.3.5. Migración

Como su nombre lo dice la migración se refiere al desplazamiento de los hidrocarburos de un elemento del sistema petrolero a otro impulsados por las energías y fuerzas presentes en el yacimiento. La migración la podemos clasificar dependiendo de los elementos entre los cuales ocurre el desplazamiento de fluidos, teniendo así tres principales tipos de migración, ejemplificados en la **Imagen 1.8**.

Expulsión o migración primaria: Es la que se presenta cuando se manifiestan las primeras gotas de hidrocarburo que son expulsadas de la roca generadora junto con el agua congénita, esto como consecuencia del aumento de carga sobre esta, resultado de un mayor sepultamiento el cual genera fracturas y poros por los que los hidrocarburos se desplazan hacia zonas de menor presión.

Migración vertical o secundaria: Cuando el aceite es expulsado de la roca de origen hacia un medio poroso y permeable saturado de agua salada, ambos fluidos tienen el espacio y la energía para moverse. La dirección de desplazamiento será inicialmente ascendente y encabezada por el aceite, ya que este es más ligero que el agua. La distancia que pueda desplazarse a lo largo de las rutas de migración, dependerá de la tortuosidad y complejidad de la matriz porosa, sin embargo, en tiempo geológico se pueden cubrir distancias significativas.

Migración horizontal: En el momento en que el flujo de hidrocarburos llega al límite superior de la roca almacenadora, topándose con el sello, éste evita que siga ascendiendo; dado que el suministro de hidrocarburos se mantiene constante el aceite comienza a acumularse en la cima de la trampa produciendo que los fluidos entrantes se desplacen lateralmente hasta llegar al punto de derrame.

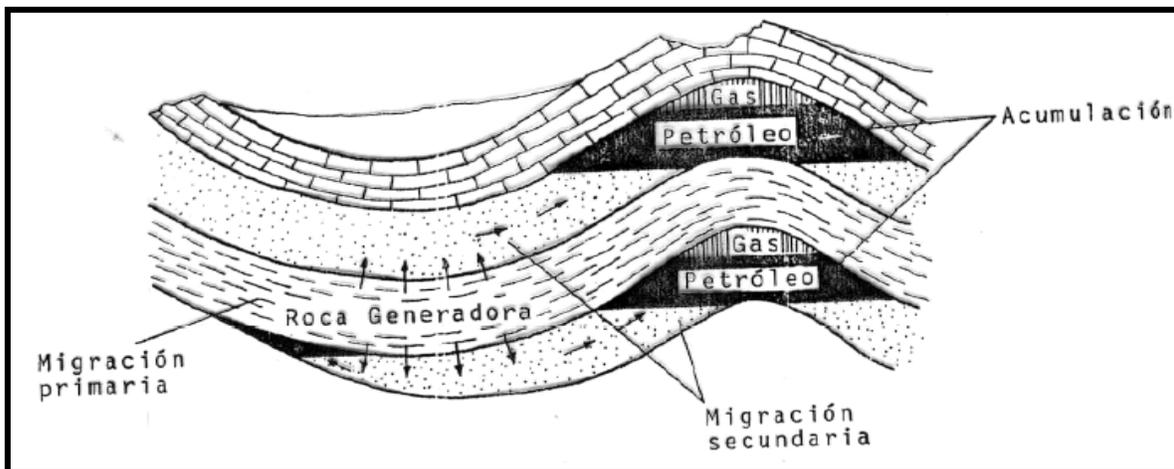


Imagen 1.8. Tipos de migración de hidrocarburos.

1.4. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS

Los yacimientos se clasifican dependiendo de factores como tipo de hidrocarburo almacenado, la roca que los contiene, trampa, mecanismo de empuje predominante, presión original del yacimiento y diagrama de fases.

De acuerdo a su presión original, éstos se conocen como bajo saturados, cuando la presión inicial del yacimiento es mayor a la presión de saturación; y en saturados, si la presión inicial del yacimiento es menor o igual a la presión de saturación.

Dependiendo el tipo de empuje predominante se pueden dividir en 6 tipos, los cuales se presentan en la **Tabla 1.4**.

Tabla 1.4. Clasificación de yacimientos de acuerdo al empuje predominante.

Tipo de Empuje	Características
Empuje por Expansión roca-líquidos	Este mecanismo de empuje se debe a la expansión del gas disuelto liberado y a la expansión del aceite dados los abatimientos de presión durante el periodo de producción, ya que en este momento, se presentará en todas partes la expansión del gas disuelto liberado, el cual se encuentra en el aceite. La eficiencia de recuperación final es aproximadamente del 3% o menor. La recuperación de aceite in situ se encuentra en el rango de 5 a 30%. ^{1.4}

Empuje por Expansión del gas disuelto liberado	Ocurre cuando en el yacimiento alcanza la presión de saturación debido al abatimiento de presión como consecuencia de la producción, el gas disuelto se libera, este empieza a moverse como pequeñas burbujas aisladas que, a causa del constante abatimiento de presión formarán una fase continua, que ayuda al movimiento de hidrocarburos. La eficiencia dependerá de la cantidad de gas disuelto, propiedades de la roca y el fluido, así como de la estructura geológica del yacimiento. La recuperación varía entre 5 y 12%. ^{1.4}
Empuje por Casquete de gas	Presente en yacimientos donde la presión inicial es menor a la presión de saturación; por tal razón se cuenta con un casquete de gas, el cual conforme se va presentando un abatimiento de presión comienza a expandirse, generando que el gas comience a desplazar los fluidos dentro del yacimiento. La eficiencia de recuperación es de 20 a 40% del aceite in situ, dependiendo del tamaño del casquete de gas y de los abatimientos de presión en el yacimiento. ^{1.4}
Empuje por Segregación gravitacional	Se basa en la distribución del aceite, agua y gas, según su densidad. Conforme se realiza la extracción de aceite, el gas al liberarse se desplaza hacia la parte superior del yacimiento, mientras que el líquido se desplaza hacia la parte baja de la formación. La eficiencia de recuperación de este método es de 40 a 80% del aceite in situ. ^{1.4}
Empuje hidráulico	Cuando se tiene el aporte de un acuífero asociado, el cual provee volúmenes considerables de agua al yacimiento conforme se van presentando los abatimientos de presión debido a la producción. El agua comienza a invadirlo, desplazando el aceite dentro del yacimiento. Conservando la presión conforme se realiza la explotación. La principal característica de este tipo de empuje es la magnitud del acuífero asociado ya que de esto dependerá la velocidad de penetración del agua al yacimiento así como el impacto que tendrá en él. La eficiencia de recuperación varía de 30 a 60% del aceite in situ. ^{1.4}
Empuje por Inyección de fluidos	Este es un mecanismo de producción artificial en el cual se inyectan fluidos ajenos al yacimiento como agua, gas, surfactantes, etc; los cuales causarán el movimiento de los hidrocarburos por la generación de una capa de gas, por efectos hidráulicos o químicos.

Otra manera de clasificar los yacimientos es dependiendo de su diagrama de fases , tal como se ilustra en la **Tabla 1.5** .

Tabla 1.5. Clasificación de yacimientos de acuerdo a su diagrama de fase.

Tipo de Yacimiento	Diagrama de fase
<p>Aceite negro</p> <p>Alto contenido de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor a la temperatura crítica de la mezcla, la presión inicial es mayor a la presión de saturación, las curvas de calidad tienden a la curva de rocío</p>	
<p>Aceite volátil</p> <p>Alto contenido de componentes intermedios; la presión inicial es mayor a la presión de saturación, la temperatura del yacimiento relativamente menor que la temperatura crítica; las curvas de calidad tienen una distribución uniforme entre la curva de rocío y la de burbujeo</p>	

<p>Gas y condensado</p> <p>Regulares cantidades de hidrocarburos intermedios en la mezcla original; cuando la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbuja, se tiene un yacimiento bajo saturado; en cambio si la presión inicial es menor que la presión de burbuja, el yacimiento es saturado, todo esto a temperatura de yacimiento, la cual es mayor que la temperatura crítica, pero menor que la cricondenterma. Las curvas de calidad tienden a pegarse a la curva de burbujeo</p>	
<p>Gas húmedo</p> <p>Tiene pequeñas cantidades de hidrocarburos intermedios; la presión del yacimiento nunca entra a la región de dos fases, pues mientras está en el yacimiento siempre permanece en estado gaseoso; la temperatura del yacimiento es mayor la cricondenterma. Las curvas de calidad están muy cercanas a la curva burbujeo.</p>	
<p>Gas seco</p> <p>Componentes ligeros; la presión inicial nunca entra a la región de dos fases, por lo tanto siempre se mantiene en fase gaseosa; la temperatura del yacimiento es mayor a la cricondenterma. Las curvas de calidad están muy cercanas a la curva de burbujeo.</p>	

1.5. FUENTES**REFERENCIAS**

- 1.1. - Selley R. C.: Elements of petroleum geology; Second Edition; página 26.
- 1.2. - Hunt J.: Petroleum geochemistry and geology; Second Edition; página 23.
- 1.3. - Hunt J.: Petroleum geochemistry and geology; Second Edition; página 4.
- 1.4.- Esteffani Vargas Octavio: Apuntes “Comportamiento de yacimientos”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.
- 1.5. - Hunt J. M.: Geochemistry and geology; Second Edition; página 112.
- 1.6. - Selley R. C.: Elements of petroleum geology; Second Edition; página 239.
- 1.7. - Selley R. C.: Elements of petroleum geology; Second Edition; página 307.
- 1.8. - Norman J.: Hyne, P. D.; Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production; 2nd Edition; página 167.
- 1.9.- Arévalo J. A. y Cautli E. M.: Propiedades de los fluidos petroleros; página129.
- 1.10.- Arévalo J. A. y Cautli E. M.: Propiedades de los fluidos petroleros; página132.

TABLAS

- Tabla 1.1.- Hunt J. M.: Petroleum geochemistry and geology; Second Edition; página 24.
- Tabla 1.2.- Hyne N. J.: P. D.: Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production; 2nd Edition; página 4.
- Tabla 1.3.- Hyne N. J.: P. D.: Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production; 2nd Edition; página 157.
- Tabla 1.4.- Steffani Vargas Octavio: Presentación “Comportamiento de yacimientos”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.
- Tabla 1.5.- Ramírez Jetzabeth: “Productividad de pozos petroleros”; UNAM, Facultad de Ingeniería página 14.

GRAFICAS

Gráfica 1.1.- Steffani Vargas Octavio: Apuntes “Comportamiento de yacimientos”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Gráfica 1.2.- Steffani Vargas Octavio: Apuntes “Comportamiento de yacimientos”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Gráfica 1.3.- Steffani Vargas Octavio: Apuntes “Comportamiento de yacimientos”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Gráfica 1.4.- Steffani Vargas Octavio: Apuntes “Comportamiento de yacimientos”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Gráfica 1.5.- Steffani Vargas Octavio: Apuntes “Comportamiento de yacimientos”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Gráfica 1.6.- Arévalo J. A. y Cautli E. M.: “Propiedades de los fluidos petroleros”; página138.

Gráfica 1.7.- Arévalo J. A. y Cautli E. M.: “Propiedades de los fluidos petroleros”; página138.

IMÁGENES

Imagen 1.1.- afrol news editor <http://www.afrol.com/articles/36801>; 23 de febrero de 2012; 23:00 hrs.

Imagen 1.2.- Martell Andrade Bernardo: Presentación “Sistema petrolero”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Imagen 1.3.- <http://geology.com/articles/utica-shale/>; 23 de febrero de 2012; 23:10 hrs.

Imagen 1.4.- Martell Andrade Bernardo: Presentación “Sistema petrolero”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Imagen 1.5.- Islas Castelán María Rufina: Tesis “Conceptos básicos del comportamiento de yacimientos”; junio 2006; UNAM; Facultad de Ingeniería.

Imagen 1.14.- Steffani Vargas Octavio: Presentación “Comportamiento de yacimientos”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Imagen 1.6.- http://www.louisianasportsman.com/printer_friendly.php?id=982; 23 de febrero de 2012; 23:00 hrs.

Imagen 1.7.- Martell Andrade Bernardo: Presentación “Sistema petrolero”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

Imagen 1.8.- Martell Andrade Bernardo: Presentación “Sistema petrolero”; UNAM; Facultad de Ingeniería; semestre 2010-1.

CAPÍTULO II

IMPORTANCIA DEL ACEITE PESADO

Debido a la disminución en la producción de hidrocarburos convencionales, los altos costos de producción de energéticos y el acelerado incremento en la demanda de estos por una población e industrias que crecen exponencialmente día con día de manera global, está orillando a las compañías petroleras a desarrollar e innovar tecnologías y métodos, que permitan la explotación de yacimientos que otrora estuvieron relegados a ser considerados únicamente como recursos contingentes.

Tales tecnologías buscan superar los desafíos que representan estos tipos de hidrocarburos, ya que sus propiedades físicas impiden que puedan ser extraídos y procesados como hidrocarburos convencionales. La **Imagen 2.1** ilustra el contraste entre sus viscosidades; principal obstáculo a vencer en la producción y procesamiento de crudos pesados.



Imagen 2.1. Contraste de viscosidad entre aceites pesados y convencionales.

Generalmente, entre más denso y viscoso es un aceite, su valor comercial es menor, ya que los procesos de recuperación, producción, transporte y refinación son más complejos y costosos, lo que los hace proyectos poco atractivos y rentables. No obstante, la mayor parte de las reservas de hidrocarburos mundiales corresponde a crudos pesados.

Dichas reservas comienzan a cobrar importancia a partir de la falta de descubrimiento de nuevos yacimientos de aceites convencionales y el agotamiento de los ya desarrollados. Actualmente

Canadá y Venezuela son los productores de crudo pesado y extrapesado a nivel mundial, sus principales regiones productoras se muestran en la **Imagen 2.2** y **2.3**.

Venezuela comenzó la explotación de este tipo de crudo en 1940 con la Faja del Orinoco, con crudos de 10 °API y con reservas estimadas del 50% de las mundiales.



Imagen 2.2. Ubicación de la Faja del Orinoco, Venezuela.

Se estima que alrededor del 15% del suministro diario mundial de petróleo es tan viscoso que no es capaz de fluir por sí mismo en tuberías; a pesar de ello es de gran importancia la producción de este tipo de aceites, ya que las reservas son considerables y serán de gran importancia en un futuro próximo.

En las décadas futuras, el petróleo pesado probablemente afectará la dinámica del suministro global, ya que el 80% de las reservas conocidas de petróleo pesado están en el hemisferio occidental. Canadá y Venezuela concentran el 90% de todas las reservas conocidas de petróleo pesado según lo reportado por la Sociedad Canadiense de Geofísicos de Exploración.^{2.1}

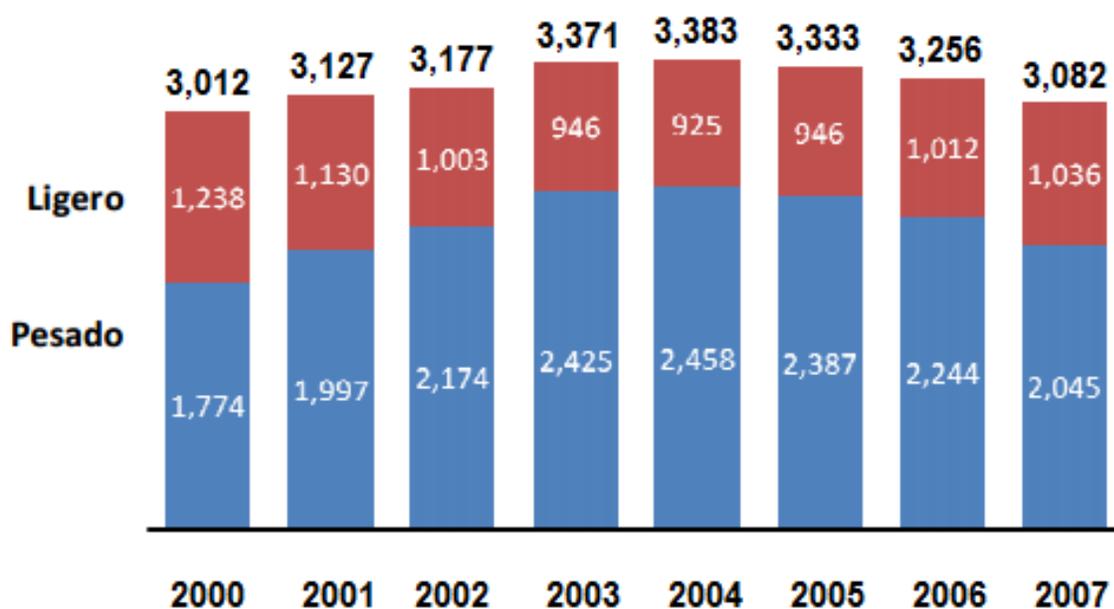
En nuestro país, los aceites pesados han cobrado importancia en la última década. A finales del siglo XX, los crudos pesados representaban el 52% de la producción nacional, en cambio, para el 2007 representaron 66%; lo cual hizo necesaria la reconfiguración y adecuación de instalaciones para su producción, transporte y refinación.



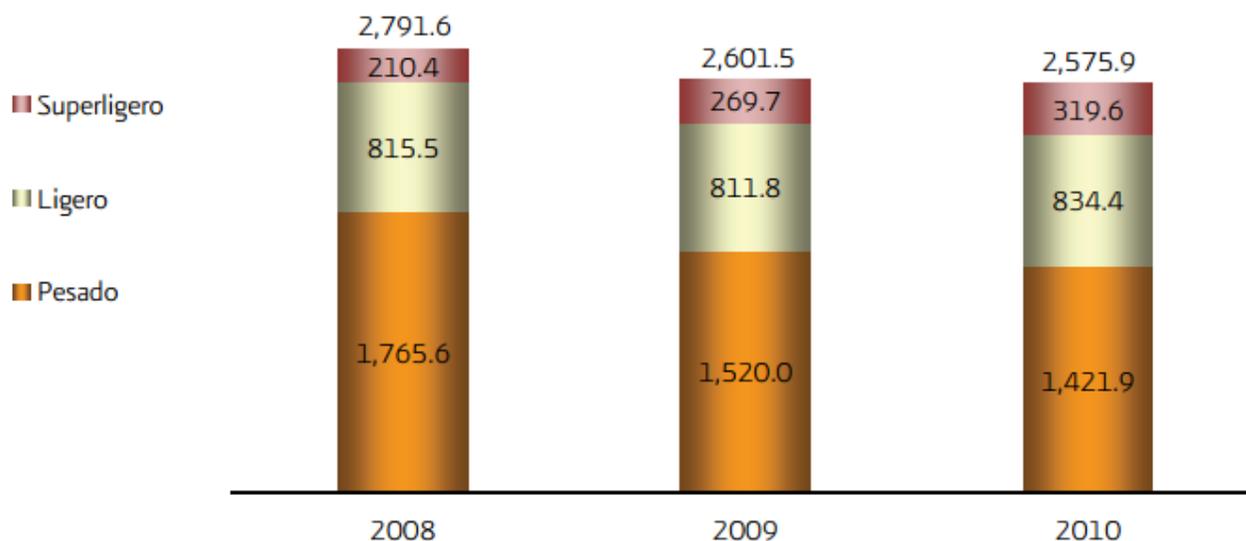
Imagen 2.3. Arenas petrolíferas de Athabasca.

***Referencias al final del capítulo**

Recientemente las refinerías de Cadereyta y Madero fueron reconfiguradas para el procesamiento de crudos pesados, permitiéndoles procesar crudos pesados con una mayor participación de destilados de alto valor, como gasolina, diesel y turbosina, reduciendo la producción de combustóleo. El incremento en la participación de crudos pesados en el total de la producción nacional se puede apreciar en las Gráficas 2.1 y 2.2 a continuación.



Gráfica 2.1.- Producción de crudo del 2000 al 2007 (Miles de barriles diarios)

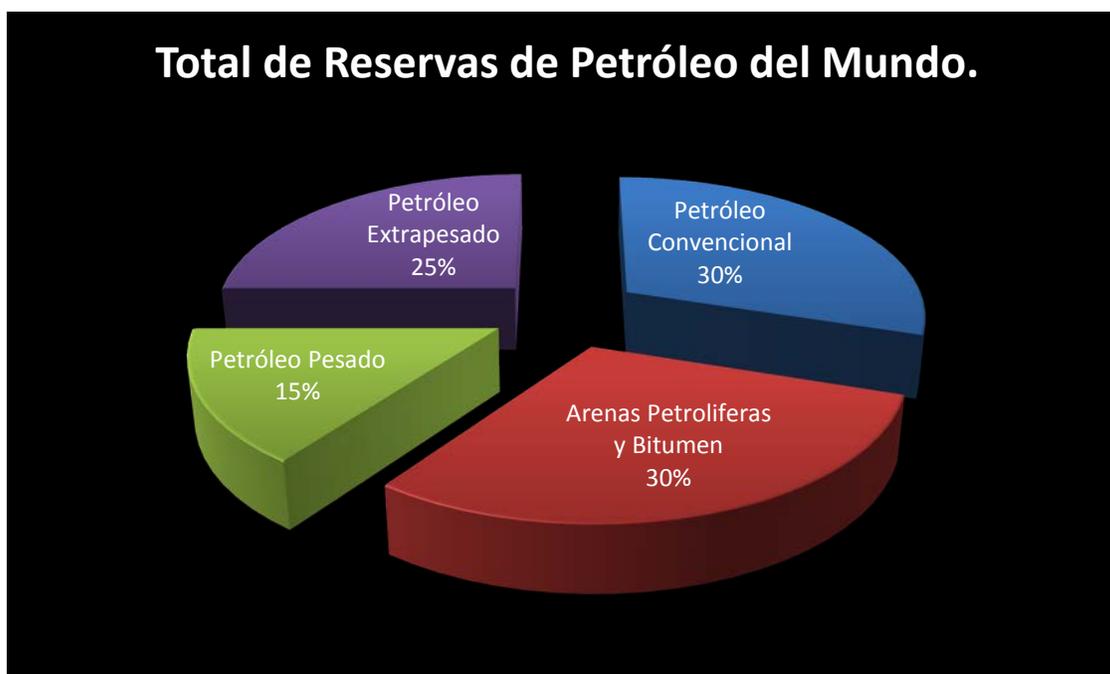


Gráfica 2.2.- Producción de crudo del 2008 al 2010 (Miles de barriles diarios)

2.1. RESERVAS

El total de recursos de petróleo en el mundo es aproximadamente de 9 a 13 x10¹² (trillones) de barriles, ó 1.4 a 2.1 trillones de metros cúbicos.^{2,2} De éstos, el petróleo convencional representa aproximadamente el 30%, así los hidrocarburos restantes son de aceite pesado, extrapesado y bitúmenes tal como se ilustra en la **Gráfica 2.3**.

De los hidrocarburos totales en el mundo aproximadamente el 70% está conformado por aceite pesado, extrapesado y bitumen.



Gráfica 2.3. Total de reservas de petróleo del mundo.

En la **Imagen 2.4**, se muestran las mayores acumulaciones de crudos pesados, el hemisferio occidental tiene el 69% del aceite pesado técnicamente recuperable del mundo y 82% del bitumen natural técnicamente recuperable. En contraste, el hemisferio oriental tiene cerca del 85% de las reservas mundiales de aceites ligeros.^{2,3}

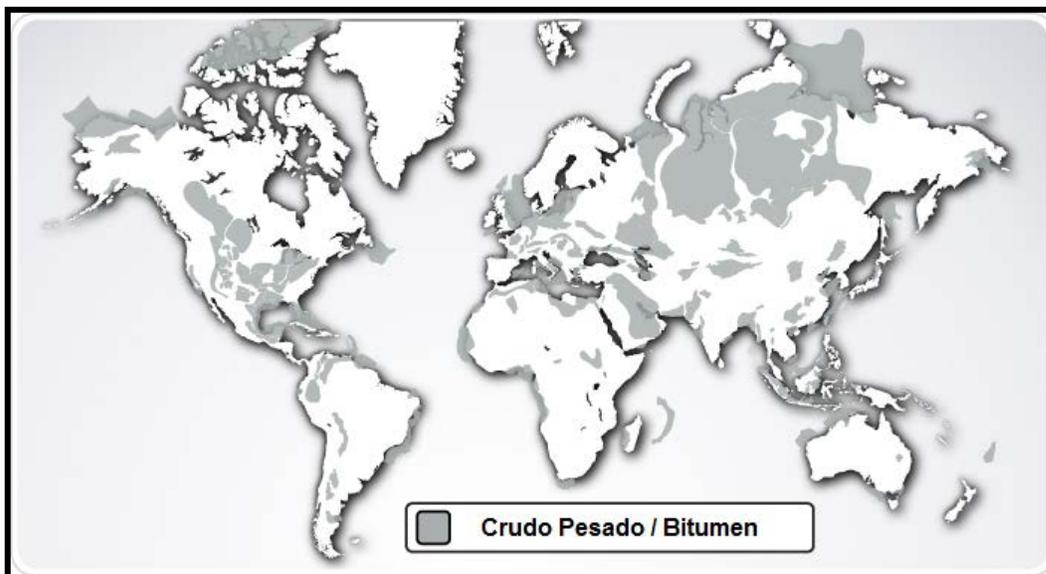


Imagen 2.4. Ubicación de bitúmenes y aceites pesados en el mundo.

En la **Tabla 2.1** se ilustra la distribución de aceite pesado y bitúmenes naturales en el mundo de acuerdo a las principales regiones productoras y administrativas.

Tabla 2.1. Distribución de aceites no convencionales en el mundo.

Región	Aceite pesado		Bitumen Natural	
	Factor de Recuperación	Barriles de Aceite Técnicamente Recuperables	Factor de Recuperación	Barriles de Aceite Técnicamente Recuperables
Norte América	0.19	35.3	0.32	530.9
América del Sur	0.13	265.7	0.09	0.1
Hemisferio Occidental	0.13	301.0	0.32	531.0
África	0.18	7.2	0.10	43.0
Europa	0.15	4.9	0.14	0.2
Medio Oriente	0.12	78.2	0.10	0.0
Asia	0.14	29.6	0.16	42.8
Rusia	0.13	13.4	0.13	33.7
Hemisferio Oriental	0.13	133.3	0.13	119.7
Mundo		434.3		650.7

Aunque existen yacimientos de aceite pesado y bitumen en todo el mundo, cabe mencionar que las mayores acumulaciones se ubican en América del Sur. En el caso especial de los aceites extrapesados, la acumulación más grande del mundo es la Faja del Orinoco en Venezuela, que contiene cerca del 90% de las reservas conocidas de aceite extra pesado.^{2,3}

Por otro lado, 81% de los bitúmenes recuperables conocidos, se encuentran en la provincia canadiense de Alberta. En la **Imagen 2.5** se aprecia una muestra de estas arenas bituminosas; ^{2,3} si combináramos las dos acumulaciones anteriores, sumarían cerca de 3.6 billones de barriles de aceite en sitio. Sin embargo además de la Faja del Orinoco existen otros casos considerables en América del Sur estimados en 40 mil millones de barriles técnicamente recuperables de aceites pesados. ^{2,4}



Imagen 2.5. Muestras de bitumen obtenido en minas canadienses.

2.2. DESVENTAJAS DE LOS ACEITES PESADOS

La viscosidad de los aceites pesados ($< 20^\circ\text{API}$) es más alta que la del resto de los hidrocarburos convencionales; esto hace que el movimiento dentro de la formación no sea fácil y que las tasas de producción sean pobres. Para aumentar dichas tasas a un nivel redituable son necesarias técnicas de recuperación, las cuales buscan disminuir la viscosidad del aceite para facilitar el movimiento de este en el yacimiento y en el pozo.

Una vez que se han logrado que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo, dependiendo las de presión y temperatura en el mismo, pueden necesitarse técnicas y sistemas de levantamiento artificial para poder hacer que éste llegue a superficie; una vez ahí, se requiere de dispositivos y métodos especiales para su transporte y almacenamiento, de no hacerse de apropiadamente, pueden presentarse problemas como los que se ilustran en las **Imágenes 2.6 y 2.7**.



Imagen 2.6. Precipitación de parafinas en superficie.

Los inconvenientes no terminan una vez que se almacena, pues refinarlo representa un reto más a comparación de aceites menos densos y con menores componentes pesados.

Los crudos pesados y extrapesados presentan una cantidad considerable de residuos en procesos de destilación hasta 360°C, así como contaminantes.



Imagen 2.7. Depósitos de asfáltenos en tuberías.

En la **Tabla 2.2** se muestran algunos de los contaminantes presentes en crudos de Venezuela y Canadá.

Tabla 2.2. Contaminantes en crudos pesados y extrapesados.

Contaminante	Venezuela		Canadá
	Boscan	Orinoco	Cold Lake
Azufre % p	5.2	3.7	4.7
Nitrógeno % p	0.65	0.19	0.2
Vanadio [ppm]	1200	375	240
Níquel [ppm]	150	80	70
Asfaltenos %p	13	8	15

Otro contaminante considerable dentro de los crudos pesados y extrapesados es la acidez de la naturaleza orgánica; que se expresa en miligramos de hidróxido de potasio por cada gramo de petróleo. En la **Tabla 2.3** se muestran algunos valores comunes de esta propiedad.

Tabla 2.3. Algunas características de los diferentes tipos de crudos.

Característica	Crudo			
	Ligero	Medio	Pesado	Extrapesado
°API	32	26	16	8
Azufre % p	< 1.2	1.7	2.5	8
Acidez [mg/gr]	< 0.5	<0.5	< 1	> 2
Níquel y Vanadio [ppm]	100	250	360	620

El precio de venta del crudo se ve afectado por el contenido de contaminantes ya que la remoción de estos antes de ser procesados implica gastos adicionales; por otro lado, algunos crudos pesados deben ser diluidos con crudos ligeros los cuales son escasos, y de alta demanda.

Algunos contaminantes causan afectaciones en las instalaciones de refinación; por ende es necesario someter a los crudos pesados a tratamientos especiales para retirar dichos contaminantes; estos tratamientos incrementan los costos y tiempos de producción, haciendo de estos crudos menos atractivos para la industria. En la **Tabla 2.4** se muestran algunos de los efectos causados por los contaminantes más comunes en este tipo de crudos.

Tabla 2.4. Efecto causado por ciertos contaminantes.

Contaminante	Efecto
Asfaltenos y Carbón	Formación de coque en equipos de proceso Deposición de coque en catalizadores y calentadores Inestabilidad de productos de conversión
Contenido > 15% de Azufre	Contaminación y corrosión
Ácidos Orgánicos	Corrosión a altas temperaturas
Nitrógeno	Contaminación óxido nitroso por material particulado
Metales (vanadio, níquel, hierro)	Depósitos en intercambiadores y hornos, corrosión e incrustación

Todo lo anterior da como resultado altos costos de producción, factor por el que no se había considerado la explotación de estos yacimientos anteriormente.

2.3. PROCESAMIENTO

El procesamiento de este tipo de crudos no se puede efectuar en las refinerías de manera convencional, para esto es necesario someterlos a tratamientos previos para reducir su contenido de azufre, metales y asfaltenos; estos buscan reducir la relación entre átomos de carbono e hidrogeno por medio del craqueo a baja presión y alta temperatura.^{2,5}

En la **Tabla 2.5** se muestra la relación en proporción entre los átomos de carbono e hidrógeno presentes en los hidrocarburos.

Tabla 2.5. Relación C:H de los hidrocarburos.

Hidrocarburo	Relación de C:H
Metano	3
Gasolina	5
Diesel	5.8
Asfalteno	10.1
Aceite 35°API	6.2
Aceite 25°API	6.6
Aceite 5°API	8.2
Carbón	15

2.4. PASOS PARA UN ADECUADO DISEÑO DE PLAN DE PRODUCCIÓN

Para la explotación de este tipo de yacimientos se debe hacer una selección adecuada del método de recuperación, un análisis de muestras de fluidos en el pozo y en el laboratorio, así como un monitoreo del proceso de recuperación seleccionado.

Para la selección del método de recuperación, se debe realizar un estudio general sobre factores como las propiedades de los fluidos, simulación de la producción y continuidad de la formación, entre otros.

En el análisis de muestras de fluidos es de vital importancia conocer factores como viscosidad y variación de temperatura, seleccionar la técnica de recuperación que mejor se adecue dadas las condiciones del yacimiento y las cualidades del método de recuperación. Estos datos se pueden obtener mediante el estudio de núcleos y de los registros disponibles.

Después de haber implementado el método de recuperación seleccionado, se debe llevar a cabo un registro de los resultados obtenidos, con el fin de realizar una comparación con métodos alternos que han sido implementados en yacimientos con características similares, para determinar cual representa mayor probabilidad de éxito y rentabilidad para futuros proyectos.

2.5. FUENTES

REFERENCIAS

- 2.1.- Petroleum , La revista petrolera de America Latina ; El Camino hacia la recuperación del petróleo pesado ; No.233 Junio 2009; página 27.
- 2.2.- “Oilfield review”; La Importancia del petróleo pesado; Schlumberger; otoño de 2006; página 39.
- 2.3. – Artículo “Heavy oil and natural bitumen “– Strategic petroleum resoircres; USGS Scince for a changing world.
- 2.4. – Artículo “Heavy oil and natural bitumen” – Strategic petroleum resoircres; USGS Scince for a changing world.
- 2.5.- Sotomayor Juan C. & Lijó Alberto; Articulo: “Crudos pesados y extrapesados: clasificación, explotación, transporte y refino.”; página 9.

TABLAS

- Tabla 2.1. - Heavy oil and natural bitumen – Strategic petroleum resoircres; USGS Scince for a changing world.
- Tabla 2.2.- Sotomayor Juan C. & Lijó Alberto; Articulo: “Crudos pesados y extrapesados: clasificación, explotación, transporte y refino.”; página 3.
- Tabla 2.3. - Sotomayor Juan C. & Lijó Alberto; Articulo: “Crudos pesados y extrapesados: clasificación, explotación, transporte y refino.”; página 3.
- Tabla 2.4. - Sotomayor Juan C. & Lijó Alberto; Articulo: “Crudos pesados y extrapesados: clasificación, explotación, transporte y refino.”; página 4.
- Tabla 2.5. - Sotomayor Juan C. & Lijó Alberto; Articulo: “Crudos pesados y extrapesados: clasificación, explotación, transporte y refino.”; página 9.

GRÁFICAS

- Gráfica 2.1.- Diagnóstico: Situación de PEMEX (2007)
- Gráfica 2.2.- Articulo “Oilfield review” ; La Importancia del petróleo pesado; Schlumberger; otoño de 2006; página 38.

IMÁGENES

Imagen 2.1.- Canadian Association of Petroleum Producers ; <http://www.capp.ca/ENERGYSUPPLY/INNOVATIONSTORIES/WATER/Pages/undergroundCombustion.aspx> ; 6 de marzo de 2012; 11:00 hrs.

Imagen 2.2.- Artículo “Yacimientos de petróleo pesado”; página 14.

Imagen 2.3.- Artículo “Yacimientos de petróleo pesado”; página 22.

Imagen 2.4.- Halliburton; <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=2047&pageid=4258>
6 de marzo de 2012, 15:30 hrs.

Imagen 2.5.- Mining technology; <http://www.mining-technology.com/projects/athabascasands/athabascasands7.html> ; 6 de marzo de 2012, 16:20 hrs.

Imagen 2.6.- Hydrafact; http://www.hydrafact.com/consultancy_services_wax.html ; 6 de Marzo de 2012, 16:05 hrs.

Imagen 2.7.- Hydrafact; http://www.hydrafact.com/consultancy_services_wax.html ; 6 de Marzo de 2012, 16:05 hrs.

CAPÍTULO III

YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Los yacimientos más grandes de aceite pesado se encuentran localizados en ambientes geológicos similares, formaciones geológicas relativamente jóvenes “Pleistoceno, Plioceno y Mioceno^{3.1}” tratándose de “depósitos someros súper gigantes, entrampados en los flancos de las cuencas de antepaís, depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis. Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en la roca generadora de los hidrocarburos que migran, echado arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas. Los nuevos sedimentos a menudo carecen de rocas de cubierta que actúan como sello”;^{3.2} por consecuencia los sellos del yacimiento son menos efectivos y dan lugar a procesos de volatilización y pérdida de las moléculas livianas. Estas fugas de hidrocarburos ligeros regularmente dan origen a manifestaciones superficiales de la presencia de un yacimiento, como la chapopotera mostrada en la **Imagen 3.1**.



Imagen 3.1. Manifestación superficial de un yacimiento somero.

3.1. ORIGEN

Expertos en geoquímica generalmente coinciden en que “casi todos los petróleos comienzan con densidades de 30° - 40 °API”^{3.3} los cuales se van degradando durante los procesos de migración y entrampamiento del hidrocarburo.

***Referencias al final del capítulo**

Degradación del aceite

Los procesos de degradación se pueden presentar por diferentes procesos físicos, químicos y biológicos, sus características se muestran en la **Tabla 3.1**. En el ambiente depositacional en el que se dé la correcta combinación de agua, microbios y temperatura se puede generar la degradación y formación de aceite pesado.

Tabla 3.1.- Tipos de degradación a las que se someten los hidrocarburos al formarse.

Tipo de Degradación	Características
Degradación Química	De las aguas superficiales se realiza el transporte de bacterias las cuales realizan la metabolización de parafínicos, nafténicos y aromáticos transformándolos en moléculas más pesadas.
Degradación Física	Ocurren Procesos de volatilización, cuando los yacimientos de aceite pesado no cuentan con un sello apropiado lo que genera que las moléculas más livianas se separen y escapen, esto debido a que la mayoría de los yacimientos de aceite pesado son someros por tratarse de formaciones jóvenes.
Degradación Biológica	los microorganismos degradan los hidrocarburos más livianos, esto genera la producción de metano e hidrocarburos pesados enriquecidos. La biodegradación produce la oxidación de petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, acidez, la viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales.

3.2. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Si los procesos de exploración culminan en el descubrimiento de un yacimiento, el siguiente paso es realizar una caracterización de las propiedades de la roca y los fluidos contenidos en este, con el objetivo de calcular las reservas y el método de explotación más eficiente, lo cual nos permitirá obtener la mayor cantidad de hidrocarburos económicamente recuperables.

Para iniciar con la caracterización del yacimiento, se debe integrar la información obtenida por medio de registros geofísicos y muestras geológicas de la formación, para generar un modelo geológico que represente la información disponible, para ser usado en la predicción de la distribución de porosidad, permeabilidad y fluidos en el yacimiento.

Caracterización de las propiedades petrofísicas

La geología es el factor individual con más relevancia para determinar el éxito que un proyecto de explotación de aceite pesado puede alcanzar; ya que los aspectos geológicos de la formación determinarán el método de recuperación que se podrá utilizar en el yacimiento. Si bien la geología es fundamental en la explotación de yacimientos de cualquier hidrocarburo, en aquellos que almacenen aceite pesado se vuelve aun más importante, dado que comúnmente se recurre a la

inyección de fluidos, los cuales, por sus elevados costos deben fluir en las direcciones deseadas para evitar su desperdicio.

La mayoría de los yacimientos de aceite pesado se encuentran localizados a profundidades menores a 3000 ft, con altas tasas de porosidad y permeabilidad; estas características son de suma importancia para la aplicación de un método de recuperación, así como para la eficiencia de producción. Las propiedades de las rocas son determinadas por medio de registros geofísicos y análisis en laboratorio de núcleos obtenidos de aquellos intervalos de interés.

3.2.1. Núcleos

Los núcleos son muestras cilíndricas de roca del yacimiento, de dimensiones variables, los cuales son extraídos de los intervalos que se cree son contenedores de hidrocarburos, esto con el fin de conocer de manera directa las propiedades petrofísicas de la roca y las características de los fluidos contenidos en ella.

Los núcleos pueden ser convencionales o de pared; los mecanismos de obtención se esquematizan en las **Imágenes 3.4 y 3.5**, los primeros se caracterizan por tener longitudes comúnmente de 30 pulgadas o mayores y diámetros considerables; en cambio los segundos, son núcleos de pequeñas proporciones tomados de intervalos específicos en la formación en los que es vital el conocimiento de las propiedades.

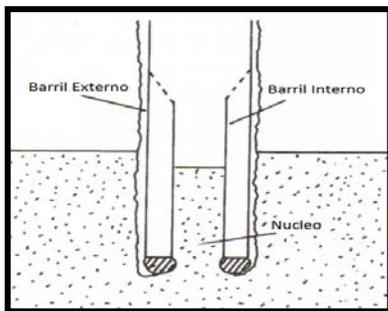


Imagen 3.2. Obtención de un núcleo convencional.

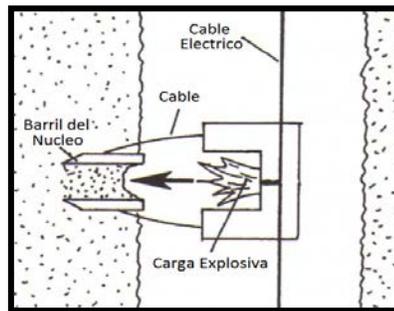


Imagen 3.3. Obtención de un núcleo de pared.

Si no se tiene el cuidado adecuado al extraer y transportar los núcleos, sus propiedades se verán afectadas dados los cambios de presión y movimiento que estos experimentan. Si estos son conservados adecuadamente en un banco de núcleos, es posible utilizarlos para análisis futuros para selección de métodos de recuperación o estimulaciones.

3.2.2. Análisis de laboratorio

En la **Imagen 3.4** se muestra el procedimiento de marcado y análisis de núcleos en un laboratorio, por medio de estos análisis de rutina se pueden obtener propiedades como porosidad, permeabilidad y saturación; en cambio si se efectúa un análisis más sofisticado se obtendrán propiedades como presión de sobrecarga, presión capilar, permeabilidad relativa, mojabilidad, tensión superficial e interfacial.



Imagen 3.4. Análisis de núcleos en el laboratorio.

En la **Tabla 3.2** se muestran las principales propiedades que pueden estimarse mediante análisis de núcleos en laboratorio.

Tabla 3.2. Principales propiedades obtenidas mediante análisis de laboratorio.

Porosidad	
Absoluta	<p>Es la medida de los poros totales en la roca, es el conjunto de poros comunicados e incommunicados de la roca.</p> $\phi = \frac{\text{Volumen total de poros}}{\text{Volumen de roca}}$
Efectiva	<p>Es la medida de los poros intercomunicados hidráulicamente de la roca, es una propiedad crítica, ya que esta facilita o dificulta el movimiento de los fluidos en el yacimiento.</p> $\phi = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen de roca}}$ <p>La porosidad efectiva es empleada para la determinación de volúmenes de hidrocarburos originales in situ.</p>
Saturación	
Inicial (S_i)	Es la saturación a la cual es descubierto el yacimiento, su valor depende del lugar en donde se realizó la perforación, esta se liga a la saturación de agua asociada.
Residual (S_r)	Se presenta después de un periodo de explotación, esta dependerá de los procesos a los cuales se esté sometiendo el yacimiento.
Crítica	Valor de saturación al cual un fluido comienza a moverse en el medio poroso.
Crítica de aceite (S_c)	Es cuando el aceite comienza a desplazarse dentro del yacimiento.
Residual de aceite (S_{or})	Durante el proceso de desplazamiento del aceite en el medio poroso por agua o gas inyectado parte del aceite se queda impregnado en el medio siendo caracterizado cuantitativamente con un valor de saturación que es mayor a la saturación crítica de aceite. Esta se relaciona estrechamente con la fase no mojante cuando está siendo desplazada por la fase mojante.

Presión	
De sobrecarga	<p>Es la presión que ejerce el peso combinado de la matriz de roca y los fluidos contenidos en los poros de la misma, sobre las formaciones subyacentes.</p> <p style="text-align: center;"><i>S = Peso de la Matriz de Roca. + Peso del Fluido Intersticial.</i></p> $S = [(1 - \phi) * \rho_R * g * h] + [\phi * \rho_f * g * h] ,$ <p>donde:</p> <p>ϕ = Porosidad de la roca. ρ_R = Densidad de la roca. ρ_f = Densidad del fluido. g = Gravedad. h = Espesor.</p>
Capilar	<p>Es el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfacial y superficial de la roca y fluidos, el tamaño de poro y geometría, y las características de mojabilidad del sistema. El desplazamiento de un fluido por otro en un medio poroso puede ser facilitado como obstruido por las fuerzas superficiales de la presión capilar.</p> <p style="text-align: center;"><i>P. Capilar = (P. de la fase no mojante.) - (P. de la fase mojante.)</i></p> $P_c = P_{nw} - P_w .$
Permeabilidad	
Absoluta (k)	Propiedad de la roca de permitir el paso de un fluido cuando se encuentra saturada al 100% de dicho fluido.
Relativa (K _r)	Es la capacidad del medio poroso de conducir un fluido en presencia de otros; ésta se define como la permeabilidad efectiva de un fluido entre la permeabilidad absoluta; esta oscila entre 0.1 y 1.
Relativa al aceite (K _{ro})	Cociente de la permeabilidad efectiva al aceite y la permeabilidad absoluta de la roca.
Tensión	
Superficial	La fuerza entre dos fluidos inmiscibles que están en contacto, por ejemplo, gas y líquido.
Interfacial	Así se denomina a las fuerzas presentes en una interface entre dos líquidos.
Mojabilidad	
Tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, esta se mide en función del ángulo de contacto entre el fluido y la superficie sólida.	
Fraccionaria	Este tipo mojabilidad se presenta en medios donde algunos de sus poros son mojados por agua y otros están mojados por aceite, esto debido a la composición mineralógica de la roca.
Mixta	Esta se presenta cuando en el medio los poros pequeños están ocupados por agua y los poros grandes son ocupados por aceite; esto es asociado a la invasión o migración del aceite.

3.2.3. Registros geofísicos

Un registro geofísico es la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad. Por medio de estos se pueden determinar propiedades petrofísicas de las rocas como litología, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

La certeza de la información obtenida a partir de ellos dependerá principalmente de factores como la litología, porosidad, contenido de fluidos, la correcta selección y manejo de herramientas así como la interpretación adecuada de los mismos. En la **Imagen 3.5** se ilustra el equipo tradicional para la toma de registros.



Imagen 3.5. Equipo generalmente empleado para la toma de registros geofísicos.

En la **Tabla 3.3** se muestra los principales tipos de registros geofísicos disponibles , así sus características y propiedades que pueden obtenerse con ellos.

Tabla 3.3. Propiedades petrofísicas y registros geofísicos empleados para determinarlas.

Porosidad	
Sónico	Se basa en el tiempo de tránsito de una onda a través de la formación. Una herramienta en el interior del pozo genera ondas compresionales que viajan a través de la formación hasta sensores especiales a cierta distancia del generador. Entre menor sea la velocidad de tránsito, menor será la porosidad; dependiendo de la litología es posible estimar el valor de porosidad con gran precisión.
Densidad	La herramienta utilizada para este registro emite rayos gamma hacia la formación, y se registra que tanta radiación llega hasta los detectores localizados varios pies arriba de la fuente emisora. Mientras más rayos gama sean absorbidos por la formación, mayor será la formación de esta. Altas porosidades reducen la densidad de la roca, por lo que a mayor radiación registrada, se tendrán zonas con mayor porosidad.
Neutrón	Se parte de una fuente que emite neutrones a la formación; los detectores medirán la cantidad de neutrones no captados por la formación; Esto debido a que el hidrogeno presente en el agua, aceite o gas, capta los neutrones. Por lo tanto, al haber una porosidad elevada, el registro de neutrones en el sensor será mínimo.
Permeabilidad	
Potencial Espontáneo (SP)	Se basa en la medición de la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo colocado en superficie y otro móvil en el pozo. Estos Potenciales se desarrollan como resultado de la diferencia de salinidad entre el agua de formación y el fluido en el agujero (el cual no nunca debe ser base aceite). Este registro es utilizado para seleccionar zonas permeables, obtener la resistividad del agua y el grado de arcillosidad del estrato de interés.
Rayos gamma	Se basa en la medición de la radioactividad natural de las rocas atravesadas, generalmente las lutitas son las rocas mas radioactivas permitiéndonos cuantificar el contenido de estas en la formación, así como la presencia de arcillas (ricas en metales radioactivos como el Torio, Uranio y Talio), que en abundancia, suelen bloquear los conductos reduciendo la permeabilidad de las rocas.
Saturación	
Resistividad eléctrica	Es la medida de la dificultad con la que la corriente eléctrica se enfrenta para circular a través de un material. En fluidos como aceite y/o gas los valores de resistividad son elevados (del orden de varios millones de Ohms) ; por otro lado en fluidos como el agua, dependiendo de la salinidad de esta, los valores de resistividad son bajos dado que es conductora de la corriente eléctrica, por ende al registrarse bajos valores de resistividad se puede deducir que la formación está saturada por agua, En cambio, si los valores de resistividad son elevados podría ser un indicador de que la zona esté saturada por hidrocarburos o tratarse de una formación poco porosa y carente de fluidos.

3.3. CARACTERIZACIÓN ROCA- FLUIDOS

El movimiento de los fluidos a través del medio poroso es un proceso complejo, el cual dependerá de las propiedades tanto de la roca como de la cantidad y tipo de fluidos; así como las condiciones de presión, temperatura y fuerzas tanto del yacimiento como inducidas.

Para este tipo de análisis es necesario el uso de correlaciones y modelos las cuales se desarrollaron a partir de múltiples pruebas con fluidos similares a los que se desea conocer. Para el uso de estos métodos necesitamos contar con información como régimen de flujo, geometría del yacimiento, fluidos contenidos y el movimiento de estos.

Los parámetros obtenidos nos ayudaran posteriormente a complementar los modelos de simulación del yacimiento, integrando de manera congruente las características petrofísicas de la roca.

3.3.1. Propiedades de los aceites pesados

La mayoría de las veces el valor económico del aceite está relacionado con su densidad, la cual definirá su valor económico, ya que de esto dependerá su eficiencia energética y valor comercial, dado que las fracciones de crudo más livianas son las más valiosas.

Existe un amplio rango de valores para la viscosidad y densidad de los crudos naturales, propiedades físicas que determinan la clasificación petróleo como ligero, pesado o ultrapasados. La Viscosidad a temperatura del yacimiento es un parámetro crítico para determinar la capacidad de flujo, y por ende si el yacimiento puede o no ser explotado. Mientras que la densidad es indispensable para saber la complejidad del proceso de refinación y la calidad de los productos obtenidos.

Ambas propiedades son de suma importancia para determinar los métodos y enfoques de producción que se van a utilizar, ya que éstos se basan en las variaciones de dichas características, las cuales determinan el rango de flujo de los fluidos en el yacimiento y su recorrido hacia los pozos, todas estas consideraciones son importantes para tener una explotación factible y rentable.

3.3.1.1. Densidad

La densidad es una de las propiedades más importantes para lograr una evaluación del recurso que estamos obteniendo y así poder estimar los costos de los procesos de refinación del aceite pesados siendo un buen indicador de los derivados de la destilación y la recuperación económica que estos implicarán.

La densidad en la industria petrolera es definida usualmente en °API (American Petroleum Institute)^{3,4} donde a mayor densidad del aceite se tendrá menor ° API. En la **Imagen 3.6** aparece una muestra de aceite pesado, cuya viscosidad claramente le dificulta fluir.

3.3.1.2. Viscosidad

La viscosidad es una de las propiedades del fluido que más influyen en la recuperación del aceite del yacimiento ya que de ésta dependerá la rapidez y facilidad de movimiento dentro del yacimiento y consecutivamente hacia el pozo.

La viscosidad del aceite depende de las condiciones bajo las cuales se encuentra, principalmente características del yacimiento como la profundidad, temperatura, contenido de parafinas, entre otras, siendo la temperatura uno de los factores de mayor impacto en la variación de la viscosidad.

“La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise [cp] y aproximadamente 10 cp. La viscosidad de los petróleos pesados puede fluctuar entre menos de 20 cp y más de 1000000 cp”.^{3,5}

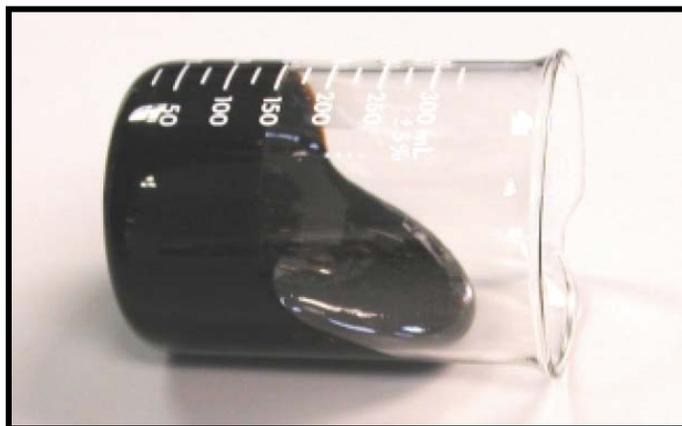


Imagen 3.6. Ejemplo de un aceite pesado, caracterizado por su alta viscosidad.

3.3.2 Caracterización de aceite pesado

La caracterización de fluidos ha ido evolucionando para poder obtener mayor cantidad de información sobre la composición química y la estructura de este tipo de aceites, por medio de la adquisición de registros y mediciones de laboratorio, así como la estandarización de técnicas como el análisis de *saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos* (SARA), de tal manera que se pueda realizar una comparación de los resultados para obtener una mejor planeación sobre los métodos de recuperación y el aseguramiento de flujo de los hidrocarburos.

Tradicionalmente las simulaciones y análisis de PVT para crudos pesados se han hecho utilizando correlaciones y modelos originalmente diseñados para aceites negros; ^{3,6} no obstante, el comportamiento de éstos es un tanto diferente, por lo tanto los resultados no suelen ser tan precisos.

3.3.2.1. Muestreo de fluidos de alta viscosidad

Los principales obstáculos para extraer muestras de este tipo de fluidos y evaluar el potencial de este tipo de yacimientos, son la alta viscosidad o la falta de consolidación en la mayoría de las formaciones contenedoras, ya que dificultan las pruebas de dinámica para el yacimiento.

Una metodología utilizada es la llamada Probador Modular de la Dinámica de la Formación, la cual se integra por una probeta de diámetro extra grande, una probeta enfocada y empacadores duales con cedazos (MDT), una bomba de desplazamiento de presión extra alta para tasas de flujo bajas, análisis avanzado de fluidos de fondo de pozo y una metodología de fondo especializada.

Esta comienza con la simulación de flujo multifásico en la vecindad del pozo para modelar el daño que se ocasiono durante la perforación y la disminución de este con el tiempo conforme se bombean fluidos en el pozo. Llevando a cabo la manipulación de parámetros como: la viscosidad del aceite, anisotropía de la permeabilidad, invasión del fluido de perforación, tasa de flujo y la posición del medidor MDT, se podrá predecir el tiempo de bombeo necesario para obtener una muestra con escasos contaminantes la cual sea representativa para el análisis en laboratorio. En la **Imagen 3.7** se observa los componentes de una celda MDT convencional.

Una ventaja de estos aceites, es que la invasión se ve restringida por las altas viscosidades, conllevando a que el daño en la formación tenga menor alcance, lo cual reduce la cantidad de fluido que se necesita bombear antes de obtener una muestra representativa.



Imagen 3.7. Muestra de aceite pesado obtenida mediante una celda MDT.

Un ejemplo de la aplicación de esta metodología fue un campo en América del Sur, donde se logro muestrear exitosamente aceites con viscosidades mayores a 3200 cp, con una técnica que utiliza el modulo del empacador dual (MDT) y un flujo menor a un cm^3 .^{3.7}

3.3.2.2. Análisis en laboratorio de crudo pesado

De las diversas técnicas de laboratorio aplicadas para la caracterización composicional, se emplea el análisis de las fracciones de petróleo en condiciones de tanque fraccionándolo en saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos la cual se denominada SARA, este expresa el porcentaje en peso, por solubilidad y cromatografía. La ventaja de esta técnica es que analiza la muestra desde los componentes más livianos hasta los pesados, permitiendo comparar los aceites en base a un estándar consistente.

La técnica SARA nos provee una indicación de la estabilidad de la precipitación de asfaltenos presentes en el fluido, críticos en el diseño de instalaciones de producción, siempre y cuando el aceite pesado no esté diluido con gases o solventes.

Un ejemplo de este análisis es que permitió verificar el aumento del contenido de resinas y asfaltenos con la disminución de la densidad API.

La destilación simulada, hecha con equipos como el que se muestra en la **Imagen 3.8**, es una técnica de cromatografía gaseosa (GC) que describe la naturaleza química del petróleo, pudiendo determinar la composición química convencional del aceite hasta C_{36+} , este se emplea para determinar el punto de ebullición verdadero; cuando se lleva a cabo a temperaturas de 36 – 750 °C, ^{3.8} los resultados pueden utilizarse para el modelado de procesos de refinación, lo cual es de gran ayuda ya que permite seleccionar los crudos que generarán ganancias económicas considerables. Esta técnica tiene una aplicación limitada para los crudos pesados ya que la mayor parte de sus componentes al ser expuestos a temperaturas por encima de los 350 °C ^{3.7} comienzan a experimentar degradación química.

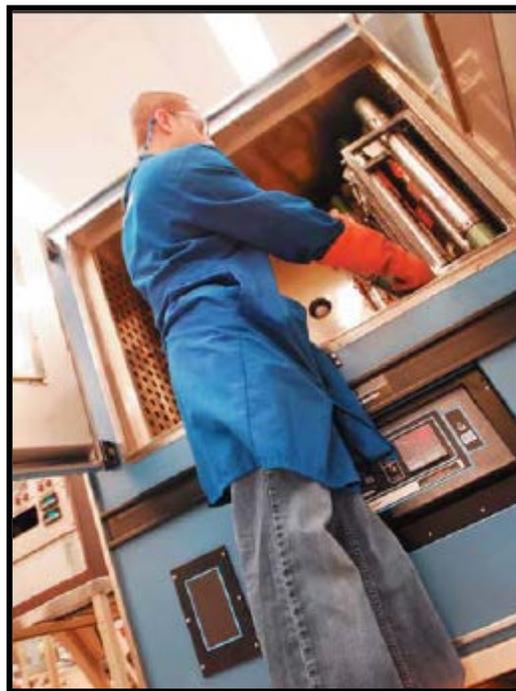


Imagen 3.8. Equipo de recombinación de muestras para obtener muestras de fluidos representativas a partir de los fluidos extraídos en boca de pozo.

3.3.2.3. Análisis PVT o comportamiento de fases

Con estas mediciones podemos determinar cómo se verán afectadas las propiedades del aceite conforme experimente cambios de temperatura, presión o composición durante la vida productiva del yacimiento.

Esta clase de técnicas estándar miden propiedades de los fluidos como el punto de burbuja, la compresibilidad, la composición del gas liberado, densidad y la relación gas aceite. Es importante conocer las variaciones de viscosidad que se tendrán con la disminución de la presión o con la combinación de gas y agua, ya que la liberación de gas en este tipo de aceites puede formar espuma y en el caso de combinarse con agua generar emulsiones, estos son factores de suma importancia para la planeación de la producción y de los métodos de recuperación que se implementarán en etapas posteriores.

Recuperar muestras adecuadas para la realización de estudios PVT representa una ardua tarea, ya que debido a la baja consolidación se utilizan lodos de perforación base aceite, el cual ayuda a evitar colapsos durante la perforación pero altera las propiedades de las muestras en el momento de efectuar los análisis correspondientes. Utilizando un módulo de muestreo MDT en combinación con un procedimiento de bombeo dual, ya que por una línea de flujo se moviliza el flujo contaminado y por la otra línea se recolecta la muestra que se analizará en el laboratorio.

Las técnicas tradicionalmente utilizadas para caracterizar las propiedades de los fluidos convencionales no logran caracterizar satisfactoriamente las muestras de crudo pesado, para contrarrestar estas complicaciones investigadores han experimentando con estas técnicas para identificar las limitaciones y posibles correcciones, desarrollando nuevas metodologías para poder determinar su comportamiento en lo que respecta a fase y viscosidad.

Para llevar a cabo las pruebas PVT, se realiza una recombinación de fluidos; éstas se conforman por muestras de fondo y de superficie, esta recombinación se realiza con equipos especiales, como el que se muestra en la **Imagen 3.9**, y busca que el gas se difunda en el aceite pesado quedando totalmente disuelto en el.

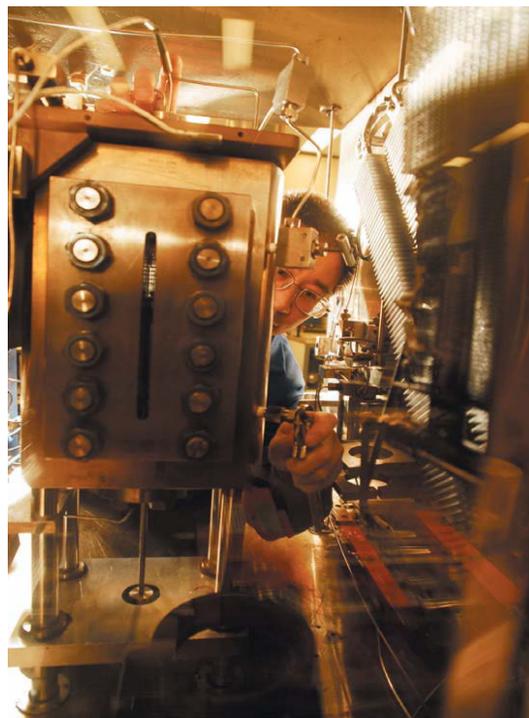


Imagen 3.9. Dispositivo de análisis PVT , utilizado para medir la presión de burbuja mediante la despresurización de una muestra en una prueba de expansión a composición constante (CCE).

Una propiedad de interés es la presión de burbuja, la cual se determina mediante la despresurización de una muestra en una prueba de expansión a composición constante (CCE) especial para aceites pesados, el punto de burbuja es la presión en la que el volumen de la muestra aumenta significativamente, esto se efectúa dejando reposar la recombinación el tiempo necesario para que el gas se separe lentamente del aceite, el resultado del punto de burbuja sí se ajusta a los cálculos ideales, a diferencia al CCE convencional.

Para comprobar la efectividad de esta recombinación se efectúan pruebas con estas muestras y se comparan con los resultados obtenidos con muestras en boca de pozo, cuando los resultados obtenidos con ambas pruebas son comparables, se puede proceder a la predicción de las propiedades del aceite pesado para la generación de un modelo que nos ayudara a estimar las propiedades de los fluidos del yacimiento.

Por otro lado para analizar el comportamiento de la viscosidad se procede a recombinar fluidos de boca de pozo, superficiales y distintos cortes de agua, con el fin de predecir el método de recuperación más adecuado para el yacimiento, dado que muchos de ellos involucran la inyección de agua, gas, surfactantes, etc. Contando con las recombinaciones a diferentes cortes de agua se mide la viscosidad de cada una con ayuda de un viscosímetro, por medio del análisis de los resultados se nota que la viscosidad del aceite pesado emulsionado es mayor que la del que se encuentra libre de agua, ya que la fase continua es el aceite; el valor máximo de viscosidad se tendrá en el punto máximo de inversión dado que después de este punto la fase continua será el agua y se presentaran menores valores de viscosidad.

Con estos datos se diseñarán los sistemas de explotación, que incluyen el tipo y diámetro de tubos, separadores superficiales, capacidad de bombas así como la energía que se demandará.

Las mediciones de laboratorio comúnmente se realizan con reómetros como el que se ilustra en la **Imagen 3.10**, estas pruebas son significativas ya que se pueden prevenir cambios no deseados en la viscosidad y precipitación de sólidos con los cambios de presión y temperatura, lo cual será importante para tener mejores rendimientos durante las etapas de recuperación.



Imagen 3.10. Medición de la viscosidad de crudo con un reómetro. Los reómetros miden los cambios producidos en la viscosidad con la variación de la tasa de flujo.

3.4. CLASIFICACIÓN DE ACEITE PESADO

El petróleo tiene un amplio rango de variación que va desde 4°API si se trata de un bitumen rico en brea hasta los 70 °API si se trata de un condensado; siendo así los aceites pesados los de menores valores de °API, variando de 10° - 23° API.^{3.8}

Los aceites de 10°API o de menor densidad son conocidos como extrapesados, ultrapesados o superpesados,^{3.9} siendo el hidrocarburo más viscoso es el bitumen, un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.^{3.5}

Una de las clasificaciones más empleada es conforme a sus grados API, la cual se muestra en la **Tabla 3.4**.

Tabla 3.4. Clasificación según gravedad API.

Tipo de Hidrocarburo	° API
Condensado	> 42
Aceite Ligero	30 – 41.9
Aceite Mediano	22 – 29.9
Aceite Pesado	10 – 21.9
Aceite Extrapesado	< 9.9 y viscosidad > 10000 cp
Bitumen	Crudo, asfalto, arena

Otra clasificación según la United Nations Institute for Training and Research (UNITAR) es en base a su densidad la cual se muestra en la **Tabla 3.5**.

Tabla 3.5. Clasificación de hidrocarburos según se densidad.

Tipo de Hidrocarburo	Densidad [kg / m ³]
Liviano	870
Medio	870 – 920
Pesado	920 – 1000
Extrapesado	> 1000

En la siguiente página, se puede apreciar el contraste entre el aceite pesado (**Imagen 3.11**); el aceite extrapesado (**Imagen 3.12**) y el Bitumen (**Imagen 3.13**), comunes en México, Venezuela y Canadá respectivamente.



Imagen 3.11. Aceite pesado.



Imagen 3.12. Aceite extrapesado.



Imagen 3.13. Bitumen.

3.5. FUENTES

REFERENCIAS

- 3.1.- Artículo “Yacimientos de petróleo pesado”; otoño de 2006; Schlumberger; página 33.
- 3.2.- “Oilfield Review”; otoño de 2006; Schlumberger; La importancia del petróleo pesado; páginas 39 y 40.
- 3.3.- Artículo “Yacimientos de petróleo pesado”; otoño de 2006; Schlumberger; página 33.
- 3.4. - Artículo “Heavy-Oil Reservoirs”; otoño de 2006; Schlumberger; página 31.
- 3.5.- “Oilfield Review”; otoño de 2006; Schlumberger; La importancia del petróleo pesado; página 39.
- 3.6. – Schou P. Karen : Christensen Peter L.: “Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids”; página 106.
- 3.7.- “ Oilfield Review ”; otoño de 2006; Schlumberger; La importancia del petróleo pesado; página 51.
- 3.8.- Artículo “Yacimientos de petróleo pesado” ; otoño de 2006; Schlumberger; página 33.
- 3.19.- “ Oilfield Review “; otoño de 2006; Schlumberger; La importancia del petróleo pesado; página 38.

TABLAS

- Tabla 3.1.- “Oilfield Review”; otoño de 2006; Schlumberger; La importancia del petróleo pesado; página 40.
- Tabla 3.2. - Steffani Vargas Octavio: Presentación de comportamiento de yacimientos; UNAM; Facultad de Ingeniería ; Semestre 2010-1.
- Tabla 3.3.- Martell Bernardo : Curso Básico de Registros 2010 ; UNAM ; Facultad de Ingeniería ; Semestre 2010-1.
- Tabla 3.4.- Sotomayor Juan C. & Lijó Alberto; Artículo: “Crudos pesados y extrapesados: clasificación, explotación, transporte y refino.”; página 1.
- Tabla 3.4.- Sotomayor Juan C. & Lijó Alberto; Artículo: “Crudos pesados y extrapesados: clasificación, explotación, transporte y refino.”; página 2.

IMÁGENES

Imagen 3.1.- <http://oilseepageinthedominicanrepublic.blogspot.com/2011/02/natural-oil-seepage-in-dominican.html> ; 8 de marzo de 2012, 19:00 hrs.

Imagen 3.2.- Hyne Norman J. , Ph. D.; Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production; 2nd Edition; página 133.

Imagen 3.3.- Hyne Norman J. , Ph. D.; Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production; 2nd Edition; página 135.

Imagen 3.4.- Herrera Rafael; Presentación Caracterización estática de yacimientos”; UNAM; Facultad de ingeniería; semestre 2009-2.

Imagen 3.5.- http://www.scientificdrilling.org/front_content.php?idart=1791, 17 de Junio 2012, 14:30 hrs.

Imagen 3.6.- Artículo “Yacimientos de petróleo pesado”; otoño de 2006; Schlumberger; página 32.

Imagen 3.7.- Oilfield review; La importancia del petróleo pesado; Schlumberger; otoño de 2006; página 48.

Imagen 3.8.- Oilfield review; La importancia del petróleo pesado; Schlumberger; otoño de 2006; página 53.

Imagen 3.9.- Oilfield review; La importancia del petróleo pesado; Schlumberger; otoño de 2006; página 52.

Imagen 3.10.- Oilfield review; La importancia del petróleo pesado; Schlumberger; otoño de 2006; página 52.

Imagen 3.11.- <http://www.lubrimak.com/index.php?frVariable=189>; 12 de marzo de 2012; 15:30 hrs.

Imagen 3.12.- <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/alnoaimi1/>; 12 de marzo de 2012; 15:30 hrs.

Imagen 3.13.- CAREX Canadá; <http://www.carexcanada.ca/en/bitumens/>; 13 de marzo de 2012; 8:20 hrs.

CAPÍTULO IV

COMPORTAMIENTO DEL ACEITE PESADO EN EL POZO

Para estimar el comportamiento de los hidrocarburos en los pozos, ya sea verticales o con cierto grado de inclinación, como los ilustrados en la **Imagen 4.1.** , es importante considerar una serie de factores y propiedades tanto de la formación, los fluidos y el pozo; así como de la infraestructura y métodos de producción planeados para su explotación.

Aunque actualmente existe una cantidad considerable de correlaciones y modelos para el análisis y predicción del comportamiento de hidrocarburos en el pozo, muchas de ellas no pueden ser aplicadas directamente en yacimientos de aceites pesados y extrapesados, debido a su naturaleza altamente viscosa y contenido de impurezas, que hace de sus patrones de flujo un caso muy distinto a los conocidos para aceites convencionales.

Desde hace algunos años, se han realizado estudios para la modificación de algunas de las correlaciones establecidas con el fin de adecuarlas a las características de aceites no convencionales, esperando mejores resultados en la simulación, diseño y explotación de estos yacimientos.

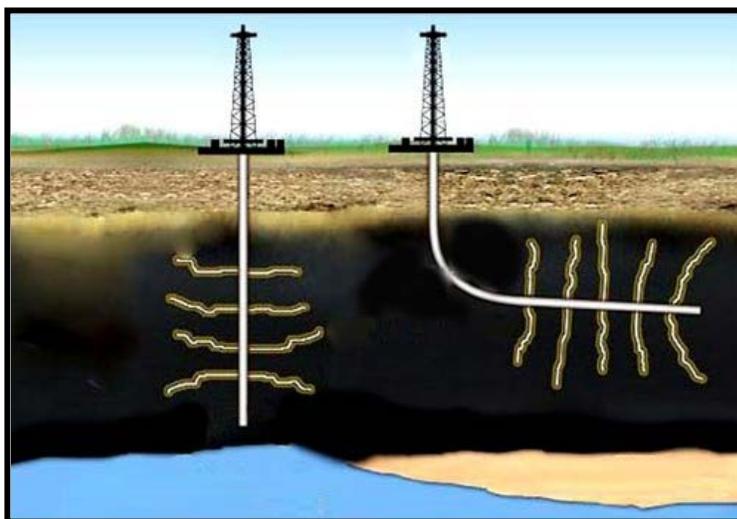


Imagen 4.1. Ejemplos de un pozo vertical convencional y uno horizontal.

4.1. FUNDAMENTOS

4.1.1. Ecuación de Darcy

Para el establecimiento de esta, Darcy realizó un experimento con un recipiente lleno de arena e hizo fluir agua a través del empacamiento hasta que este quedó saturado completamente, como se muestra en la **Imagen 4.2**. Con esto encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión $\frac{dp}{dx}$, e inversamente proporcional a la viscosidad,^{4.1} estableciendo así la **Ecuación 4.1**:

$$\text{Ecuación 4.1} \quad V = \text{cte} \frac{dp}{dx},$$

donde:

V = Velocidad del flujo $\left[\frac{\text{cm}}{\text{s}}\right]$.

$\frac{dp}{dx}$ = Gradiente de presión en dirección del flujo $\left[\frac{\text{Atm}}{\text{cm}}\right]$.

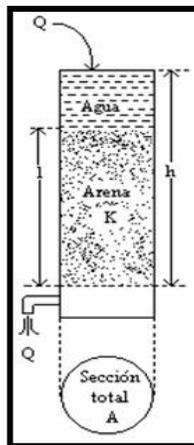


Imagen 4.2.- Experimento de Darcy.

Esta puede ser expresada en términos de viscosidad y permeabilidad, quedando (**Ecuación 4.2**):

$$\text{Ecuación 4.2} \quad V = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx},$$

El signo negativo es para el caso en el que $\frac{dp}{dx}$ de un valor negativo, esto cuando dx sea medido en dirección del flujo, ya que la presión declina conforme x aumenta, así la velocidad será positiva.

***Referencias al final del capítulo**

Expresada en términos de gasto volumétrico se obtiene la **Ecuación 4.3**:

$$\text{Ecuación 4.3} \quad q = - \frac{kA}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx},$$

donde: $q = \text{Gasto volumétrico} \left[\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right].$

$k = \text{Permeabilidad absoluta en el medio poroso [Darcy].}$

$A = \text{Área total transversal al flujo [cm}^2 \text{].}$

$\mu = \text{Viscosidad del fluido [cp].}$

$\frac{dp}{dx} = \text{Gradiente de presión en dirección del flujo} \left[\frac{\text{Atm}}{\text{cm}} \right].$

4.1.2. Factor de fricción

Este factor es función de la rugosidad que presente la tubería (f) y del número de Reynolds (N_{Re}) quedando la **Función 4.1**:

$$\text{Función 4.1} \quad f = f(\epsilon, N_{Re}),$$

El número de Reynolds

Parámetro adimensional que relaciona las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas,^{4.2} teniendo la **Ecuación 4.4**:

$$\text{Ecuación 4.4} \quad N_{Re} = \frac{dV\rho}{\mu},$$

donde:

$d = \text{Diámetro interno de la tubería [pie].}$

$V = \text{Velocidad de flujo} \left[\frac{\text{pie}}{\text{s}} \right].$

$\rho = \text{Densidad del fluido} \left[\frac{\text{lb}_m}{\text{pie}^3} \right].$

$\mu = \text{Viscosidad del fluido [cp].}$

Permite determinar el tipo de flujo; si es mayor a 2,000 se trata de flujo laminar, por otro lado si es cercano a los 4,000 se tiene un flujo turbulento.^{4.3} Este puede ser empleado para comparar el flujo de distintos fluidos en condiciones diferentes de velocidad, viscosidad, densidad, que pasen por el mismo o diferente tipo de tubería, con el fin de observar su comportamiento y propiedades bajo las condiciones de análisis establecidas.

4.1.3. Rugosidad (ϵ)

Característica de la superficie de una tubería; esta se constituye de pliegues o crestas unidas, las cuales forman una superficie homogéneamente distribuida que dependerá del tipo de material empleado para su construcción; su determinación (**Ecuación 4.5**) se lleva a cabo de la relación del área con respecto a la longitud de la superficie que se encontrará en contacto con el fluido (**Imagen 4.3**), esto en consideración con los siguientes parámetros: ^{4.4}

- Suponer como constantes las propiedades
- Mantener el gasto constante
- p y T constantes a la entrada y a la salida del ducto de prueba
- Se relacionará en forma directa la variación de la longitud con la rugosidad por medio de la expresión:

Ecuación 4.4
$$\epsilon = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta p_i}{\sum_{i=1}^n \Delta \left(\frac{p_i}{A_i} \right) L_i},$$

donde:

$$\sum_{i=1}^n \Delta p_i = p_e - p_s .$$

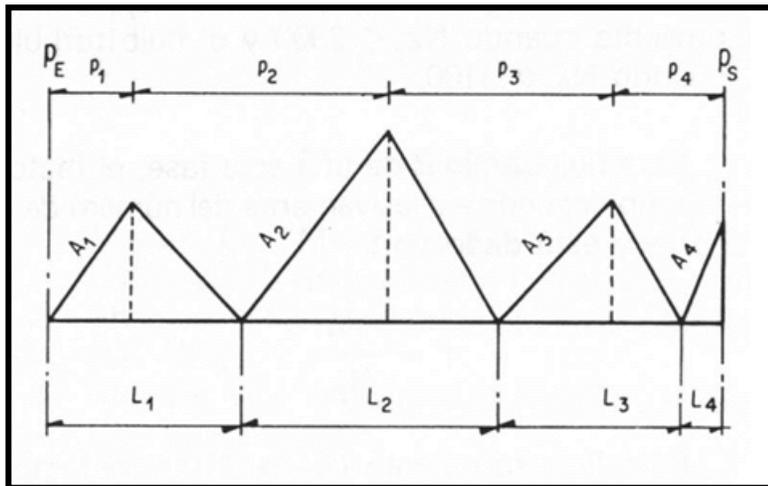


Imagen 4.3. Esquema de rugosidades.

Para tuberías comerciales ϵ varía de 0.0006 a 0.0008 pg; ^{4.5} para tuberías de producción suele emplearse un valor de $\epsilon = 0.0006$ pg mientras que para tuberías superficiales ϵ varía de 0.0006 a 0.00075 pg. ^{4.5}

Para determinar el factor de fricción se necesita establecer el tipo de flujo presente en la tubería, ya sea laminar o turbulento. El flujo laminar lo tenemos cuando las partículas de fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje de la tubería, este se

presenta cuando $N_{Re} < 2300$; ^{4.6} así el factor de fricción depende esencialmente del número de Reynolds, teniendo así la **Ecuación 4.5**:

Ecuación 4.5
$$f = \frac{64}{N_{Re}}$$

Por otro lado, el flujo turbulento se tiene cuando las partículas se mueven a mayor velocidad de manera caótica; se presenta cuando $N_{Re} > 3100$; ^{4.6} el factor de fricción se obtiene por medio de la Colebrook y White expresada en la **Ecuación 4.6**:

Ecuación 4.6
$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right]^{-2}$$

Dada la fricción que se ocasiona entre los fluidos y la tubería, se presentan caídas de presión a lo largo de todo este proceso de transporte, las cuales es importante conocer, para ello se emplea la ecuación general de energía, la cual presenta un balance de energía entre dos puntos de un sistema de flujo. El principio de conservación de la energía de un flujo que entra en la sección 1 de una tubería, en adición al trabajo adicional realizado sobre el fluido entre las secciones 1 y 2, menos la pérdida de energía en el sistema, será igual a la energía del fluido en la sección 2 de la tubería, ^{4.7} (**Imagen 4.4**), así tenemos la **Ecuación 4.7**:

Ecuación 4.7
$$E_1 + \Delta W_s - \Delta W_f = E_2,$$

donde:

E_1 = Energía por unidad de masa, en la sección 1.

E_2 = Energía por unidad de masa, en la sección 2.

ΔW_s = Pérdida de energía por fricción interna del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

ΔW_f = Pérdida o adición de energía por trabajo externo.

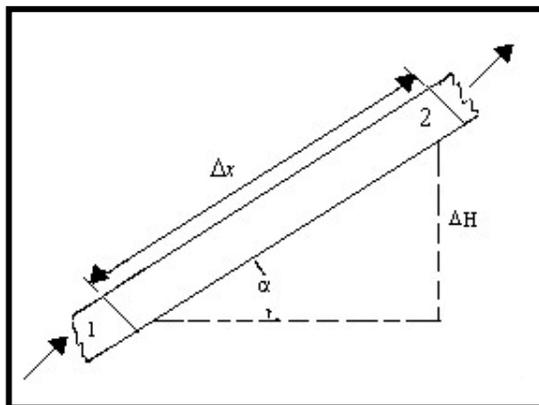


Imagen 4.4. Ejemplo de un sistema de flujo.

Las energías que se consideran se mencionan en la **Tabla 4.1**:

Tabla 4.1. Tipos de energía consideradas para el cálculo de caída de presión.

Tipo de energía	Ecuación	Donde
Expansión [E _e]	$E_e = pv$	p = Presión v = Volumen específico
Potencial [E _p]	$E_p = \frac{g}{g_c} h$	g = Aceleración de la gravedad g _c = Constante gravitacional 32.174 $\left[\frac{\text{lb}_m \cdot \text{pie}}{\text{lb}_f \cdot \text{s}^2} \right]$
Cineteca [E _c]	$E_c = \frac{V^2}{2g_c}$	V = Velocidad de flujo $\left[\frac{\text{pie}}{\text{s}} \right]$ g _c = Constante gravitacional 32.174 $\left[\frac{\text{lb}_m \cdot \text{pie}}{\text{lb}_f \cdot \text{s}^2} \right]$

Al realizar la sustitución de energías en los términos E₁ y E₂, suponiendo que el volumen específico no cambia, multiplicando por $\frac{\rho}{\Delta L}$, considerando despreciables las pérdidas por energía por trabajo externo y positiva la caída de presión en la dirección del flujo, tenemos que los abatimientos de presión total se expresan mediante la **Ecuación 4.8**:

Ecuación 4.8
$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f,$$

donde:

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$ = Gradiente de presión total

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$ = Gradiente de presión por elevación

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$ = Gradiente de fricción por aceleración

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$ = Gradiente de presión por fricción

4.2. ANÁLISIS DE FLUJO DEL YACIMIENTO AL POZO

El yacimiento es uno de los componentes de mayor importancia en el sistema integral de producción, en esta parte al pasar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción se consumen las mayores cantidades de presión disponible; así el flujo hacia el pozo dependerá de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo:

$$P_{\text{yacimiento}} - P_{\text{fondo fluyendo}}$$

Por ello es de suma importancia realizar todas las estimaciones posibles sobre la distribución de la presión a lo largo de las tuberías, tomando en cuenta el análisis del sistema de producción para realizar, con el fin de seleccionar las tuberías adecuadas para la vida actual del pozo como para la vida y requerimientos futuros del mismo.

Para una estimación sobre la capacidad de flujo que presentara el pozo se debe tener conocimiento sobre el yacimiento, las propiedades de los fluidos, la declinación de la presión, variación de saturación, permeabilidades relativas y daño a la formación, con ello se tendrá un mejor panorama sobre las posibilidades del yacimiento.

En algunos casos se puede presentar que los pozos no presenten buena respuesta de producción, esto se puede deber a baja permeabilidad, porosidad, presión en el yacimiento, depósitos orgánicos e inorgánicos, alto daño a la formación, etc; así el método seleccionado deberá estar basado en el análisis minucioso de las condiciones pozo – yacimiento y los recursos con los que se cuente.

Para este movimiento de fluidos existen tres estados o periodos de flujo los cuales dependen de la variación de la presión con respecto al tiempo (**Imagen 4.5**), estos son:

Flujo estacionario: La distribución de presión en el área de drene no presenta cambios con respecto al tiempo, este se presenta ya que el pozo ha llegado a la estabilización ya que el yacimiento es de un tamaño considerable o se tiene un acuífero asociado a él, lo que ayuda a que la presión en el yacimiento se mantenga constante.

Flujo transitorio: En este la distribución de presión en el área de drene cambia con respecto al tiempo, suele presentarse en los primeros instantes de apertura a producción de un pozo, en estos casos la medida de la presión es muy importante para la realización de pruebas de declinación de restauración de presión. Este periodo puede tener una duración de horas o días dependiendo de las condiciones de la formación.

Flujo pseudoestacionario: La distribución de presión en el área de drene cambia con respecto al tiempo de manera constante, esto ocurre cuando se lleva a cabo una estabilización de presión en el yacimiento ya sea por el aporte presentado por un acuífero asociado o por la inyección de agua al yacimiento.

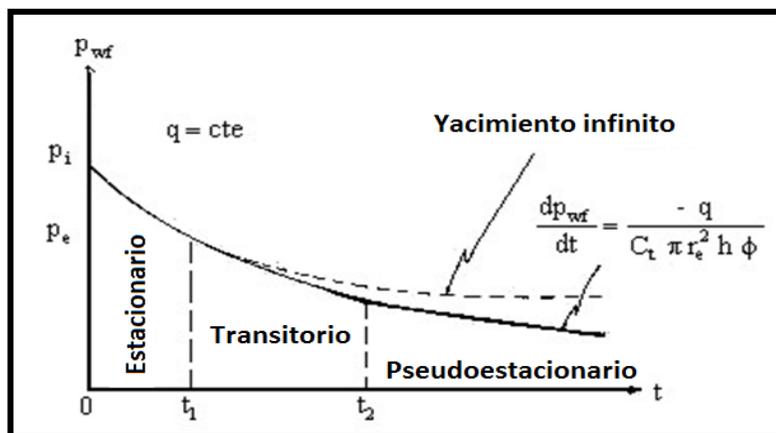


Imagen 4.5. Respuesta de presión cuando se pone a producir un pozo.

4.3. FLUJO DE HIDROCARBUROS EN TUBERÍAS

Ya establecida entre el yacimiento y la superficie, los fluidos que aporta el yacimiento tienen que viajar a través de tuberías, ya sea en sentido vertical, inclinado u horizontal, esto dependerá del tipo de pozo y de las características del mismo; esto para conducirlos hasta los separadores y posteriormente a los tanques de almacenamiento.

En este proceso de afluencia se han observado diferentes geometrías de flujo (Imagen 4.6) como:

Cilíndrico / radial: En esta geometría de flujo el pozo se encuentra disparado en su totalidad dentro de la zona de interés.

Convergente: Aquí los fluidos convergen al pozo de manera radial ya que el pozo no está disparado en todo el intervalo de interés.

Lineal: En este se considera un área de flujo constante.

Elíptico: Se presenta cuando el pozo atraviesa una falla o un canal grande, provocando que los fluidos se dirijan hacia la falla y por medio de esta hacia el pozo.

Hemisférico: Ya que el pozo se encuentra disparado en la parte superior del intervalo productor el flujo de los fluidos se dirigen hacia la parte del hemisferio superior.

Esférico: El intervalo disparado en el pozo se ubica en la parte media del intervalo productor, lo que genera que los fluidos se concentren en esta zona formando una esfera.

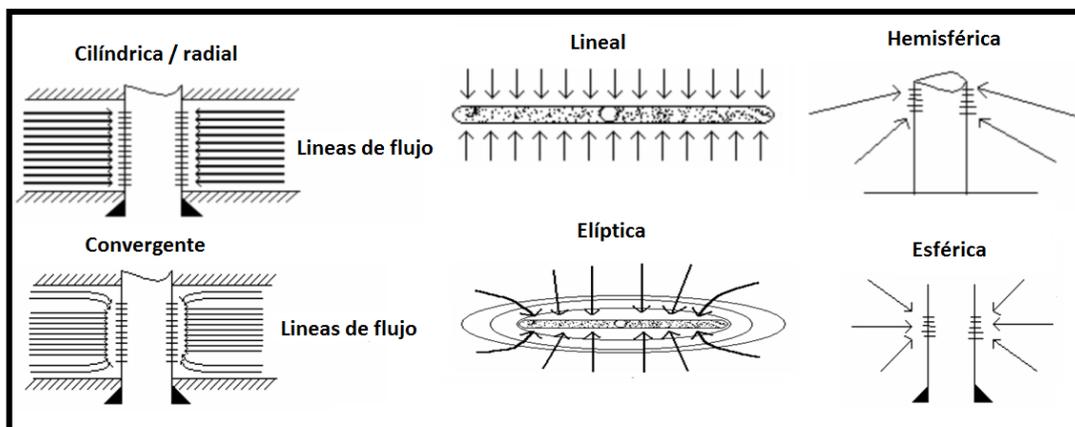


Imagen 4.6.- Geometrías de flujo.

Cuando se presenta el flujo de dos fases en la tubería al mismo tiempo se presentan diferentes tipos o patrones de flujo, estos dependerán de las condiciones y características del pozo como de las propiedades tanto del yacimiento como de los fluidos del mismo.

Para la clasificación o comportamiento de estos patrones de flujo, se consideran aspectos como:

Colgamiento: Relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida.^{4,8} La relación depende de la cantidad de líquido y gas que se encuentren fluyendo al mismo tiempo.

Resbalamiento: Ya que el gas y el líquido fluyen a diferentes velocidades se genera un fenómeno natural de flujo donde una de las fases se desplaza a mayor velocidad que la otra,^{4,8} esto se debe a la diferencia en la resistencia al flujo por la fricción ya que el gas tiene menor resistencia que el líquido, compresibilidades, segregación gravitacional, etc.

Estos parámetros son importantes para el cálculo de las pérdidas de presión por elevación, ya que es necesario estimar de la mejor manera posible el comportamiento del colgamiento tomando en cuenta el resbalamiento entre las fases.

Patrones de flujo

Estos se presenta ya que la fase líquida y la gaseosa se pueden encontrar fluyendo en la misma tubería, estas dependerán de características como:

- Tasa de flujo del gas y del líquido
- Diámetro y ángulo de inclinación de la tubería
- Propiedades físicas de las fases como densidad, viscosidad, tensión superficial

Estos patrones de flujo han sido divididos en:

Los patrones de flujo vertical (**Imagen 4.7**)

Flujo burbuja: La fase gaseosa se encuentra dispersa en pequeñas burbujas en la fase líquida, así la fase líquida arrastra a la fase gaseosa.

Flujo tipo tapón: La fase gaseosa se encuentra entre la fase líquida en forma de tapones, los cuales tienen un diámetro casi igual al de la tubería, el flujo se da por etapas, ya que fluye primero un tapón de gas y luego uno de aceite, el cual se genera por el resbalamiento del mismo por las paredes de la tubería, este proceso de manera cíclica.

Flujo transitorio: Este se tiene un movimiento transitorio entre las dos fases.

Flujo neblina: Este se caracteriza por un rápido movimiento de la fase gaseosa con pequeñas gotas de líquido en ella, la fase gaseosa se mueve de forma más lenta que la líquida y tiende a desplazarse por las paredes de la tubería.

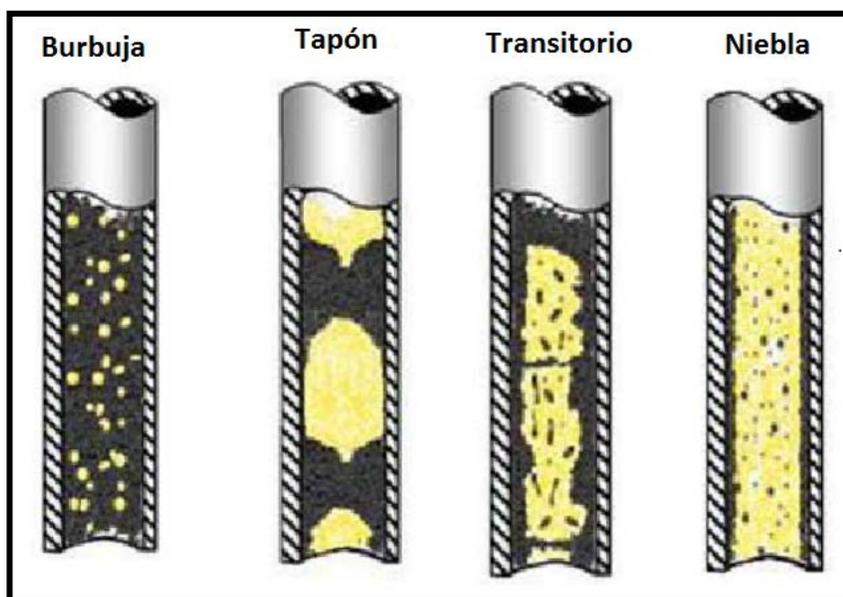


Imagen 4.7. Patrones para flujo vertical.

Patrones de flujo horizontal (**Imagen 4.8**)

Flujo estratificado: Este se presenta cuando se tienen tasas bajas tanto de gas como de aceite y las fases son separadas por los efectos de gravedad, así la fase líquida fluye por el fondo y la fase gaseosa por encima de la anterior.

Flujo intermitente: En este se tiene la alternancia de la fase líquida y la gaseosa, dependiendo de la velocidad de flujo será la fase predominante en la tubería.

Flujo anular: Este se presenta a altas tasas de flujo, teniendo a la fase líquida en las paredes de la tubería y pequeñas gotas en la fase gaseosa, la cual fluirá por el centro de ducto.

Flujo tipo burbuja: Cuando se tienen altas tasas de flujo la fase líquida es la fase en mayor cantidad la cual arrastrará pequeñas burbujas de gas.

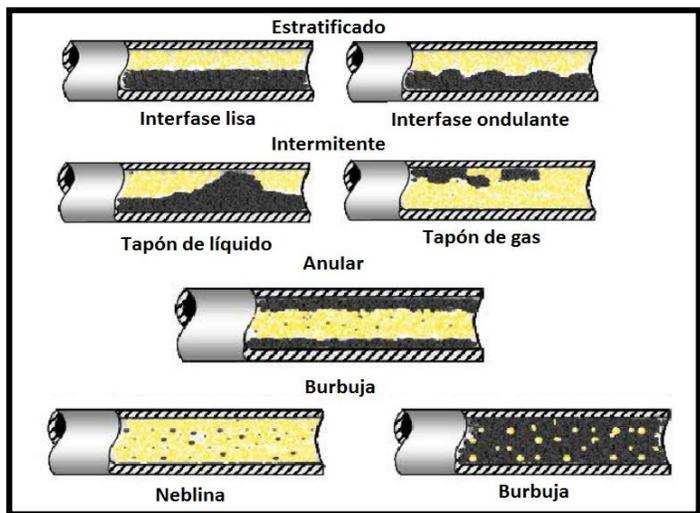


Imagen 4.8. Patrones de flujo horizontal.

4.3.1. Flujo de hidrocarburos en tuberías verticales

En esta parte, los fluidos a través de la tubería hacen uso de la mayor cantidad de presión disponible, se ha estimado que las caídas de presión se encuentran de 40 a 80 %^{4.13} del total, esto se verá influido por características como propiedades del fluido, diámetro de la tubería, gasto de producción, profundidad del pozo, etc.

El gradiente de presión total en este caso, ya que las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas y por ende se consideran despreciables, será la suma del gradiente de presión por elevación y por fricción, teniendo la **Ecuación 4.9**:

$$\text{Ecuación 4.9} \quad \left(\frac{\Delta p}{\Delta l}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f.$$

Las correlaciones empleadas para la estimación de la distribución de presión en este tipo de flujo se clasifican en tres grupos.^{4.14}

- Grupo I
 - Poettmann y Carpenter
 - Fancher y Brown
 - Baxendell y Thomas

- Grupo II
 - Hagendorn y Brown

- Grupo III
 - Duns y Ros
 - Orkiszewski
 - Beggs Brill
 - Gould y Tek

A continuación se mencionan las consideraciones que cada uno de estos grupos toma en cuenta.

Grupo I

El resbalamiento entre las fases no es considerado, así las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción empleando correlaciones empíricas. En este grupo la densidad de la mezcla se estima en función de las propiedades de los fluidos, corregidos por presión y temperatura, no se distinguen patrones de flujo y los métodos a implementar son Baxendell y Thomas, Fancher y Brown, Poettmann y Carpenter, siendo esta última la más empleada.

Poettmann y Carpenter^{4.15}

Desarrollaron su ecuación principal fue desarrollada a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de la TP, teniendo así la **Ecuación 4.10**:

$$\text{Ecuación 4.10} \quad \frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\rho_{ns} + \frac{f_{tp} (q_o M)^2}{2.979 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \right),$$

En este caso el factor de fricción fue determinado por medio de la aplicación de la **Ecuación 4.10** a 49 pozos, los cuales contaban con un sistema de bombeo neumático.

Grupo II

En este grupo si se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases; la densidad de la mezcla se obtiene considerando el efecto de colgamiento; por otro lado el factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido, no se distinguen regímenes de flujo, los métodos que se implementan es la de Hagedorn y Brown que se explica a continuación.

Hagedorn y Brown^{4.16}

Ellos analizaron la importancia que la viscosidad representa para el desplazamiento de los fluidos, por ello en la realización de sus experimentos realizaron pruebas con mezclas de diferentes viscosidades, llegando a una correlación que se puede implementar en la mayoría de los tipos de flujo.

Para esta correlación el factor de fricción es calculado por medio del diagrama de Moody, por medio de la **Ecuación 4.11**:

$$\text{Ecuación 4.11} \quad \frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\rho_m \frac{f_m \rho_t V_m^2}{2 g_c d} + \frac{\rho_m \Delta V_m^2}{2 g_c \Delta H} \right).$$

Grupo III

Aquí se considera resbalamiento entre las fases; la densidad de la mezcla se obtiene considerando el efecto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua, se hace diferencia en los patrones de flujo y las correlaciones más importantes son Duns y Ros, Orkiszewski, Beggs Brill y Gould y Tek; algunas de estas correlaciones se describen a continuación.

Orkiszewski^{4.17}

Observó que los mejores resultados fueron obtenidos con los métodos de Griffith y Wallis, Duns y Ros, decidió aplicar estas correlaciones como base para el desarrollo de su método. El establece que la diferencia en cuanto a la velocidad y la geometría de las dos fases tienen un gran significado en las caídas de presión; en este la densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento, el factor de fricción se correlaciona con las propiedades de los fluidos en la fase continua.

Beggs y Brill^{4.18}

El método que ellos establecieron se basó en pruebas de laboratorio y este es aplicable a flujo en pozos horizontales, verticales e inclinados; sus pruebas se realizaron en tubos de acrílico transparentes, los cuales permitían la variación de su posición, con instrumentos para la medición de las caídas de presión, el gasto, ángulos de inclinación y el colgamiento; la ecuación general es la **Ecuación 4.12**:

$$\text{Ecuación 4.12} \quad \frac{dp}{dL} = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g \operatorname{sen} \theta \bar{\rho}_m + f_{tp} \rho_{ns} V_m^2}{g_c} + \frac{5.362 d}{1 - \frac{V_m V_{sg} \bar{\rho}_m}{144 g_c \bar{p}}}}{\frac{V_m V_{sg} \bar{\rho}_m}{144 g_c \bar{p}}} \right]$$

4.3.1. Flujo de hidrocarburos en tuberías horizontales

El flujo en tuberías horizontales difiere de las verticales en la ausencia de pérdidas de presión por cambios de elevación, por lo que la ecuación de flujo se reduce a la **Ecuación 4.13**:

$$\text{Ecuación 4.13} \quad \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$$

Varios autores han propuesto distintas correlaciones para estimar el comportamiento del gradiente de presión en tuberías horizontales, siendo algunas de las más importantes las de:

- Bertuzzi, Tek y Poettmann
- Eaton, Andrews y Knowles
- Beggs y Brill
- Dukler

Cabe mencionar, que se asume una composición constante y homogénea de la mezcla líquido-gas en un intervalo corto de la tubería, esto con el fin de evitar el problema ocasionado por la variación de características de flujo.

Bertuzzi , Tek y Poettmann^{4.9}

Para la aplicación de este método, los autores suponen ciertas condiciones como:

Pérdidas de presión por aceleración despreciables.

Los abatimientos de presión son función de la densidad y gasto másico de la mezcla y son independientes del patrón de flujo y dependen de un factor de fricción para dos fases, el cual es obtenido correlacionando el factor de fricción (f_{tp}) con el número de Reynolds, que puede determinarse con las **Ecuaciones 4.14, 4.15 y 4.16** según sea el caso de gas o aceite.

Ecuaciones 4.14
$$N_{ReL} = 22\,737 \frac{W_L}{d\mu_L},$$

Ecuaciones 4.15
$$N_{Reg} = 22\,737 \frac{W_g}{d\mu_g},$$

Ecuaciones 4.16
$$\psi = w_g/w_L.$$

Este método propone obtener el gradiente de presión por fricción mediante la **Ecuación 4.17**:

Ecuación 4.17
$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{174.158 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5},$$

donde:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda),$$

$$w_m = w_L + w_g.$$

Eaton, Andrews, Knowles y Brown^{4.10}

Fue determinada mediante una serie de pruebas con agua, aceite y condensado, de manera individual para la fase líquida y gas natural para la fase gaseosa. Las pruebas se realizaron en tuberías con diámetros de 2, 4 y 17 pg, y con longitudes de 1,700 pies y 10 millas. La **Ecuación 4.18** es la que presentaron para determinar el gradiente de presión.

Ecuación 4.18
$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{43.539 f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5 (1 - E_k)}.$$

Los autores proponen que, de considerarse las pérdidas de presión por fricción insignificantes, no es necesario estimar el colgamiento.

Beggs y Brill ^{4.11}

Desarrollada a partir de un balance de energía en la universidad de Tulsa, la **Ecuación 1.9** ha demostrado ser muy útil en la determinación de gradientes de presión en tuberías horizontales.

$$\text{Ecuación 19} \quad \frac{\Delta p}{\Delta L} = 43.539 \frac{f_{tp} w_m^2}{\rho_{ns} d^5} + \frac{7.2557 \rho_m w_g w_m \Delta p}{\rho_{ns} d^4 \rho_g \Delta L} .$$

La correlación anterior fue desarrollada partiendo de datos experimentales usando agua y aire en tuberías de acrílico; transparentes y con diámetros de 1 y 1.5 pulgadas de diámetro y 90 pies de longitud.

4.4. PRIMERAS ADAPTACIONES PARA CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

El apropiado conocimiento de las propiedades de los fluidos de un yacimiento es crucial para la determinación de reservas y de una estrategia de explotación conveniente, sin embargo dicha información no siempre se encuentra disponible por múltiples razones como la falta de muestras de pozo y la poca confiabilidad de estas, en tales casos las propiedades PVT son estimadas a partir de correlaciones empíricas modificadas, no obstante, la precisión de estas estará en duda.

En lo que respecta a crudos no convencionales durante mucho tiempo no se contó con correlaciones especiales, pues a pesar del gran acervo de estudios hechos en más de 50 años, las correlaciones más confiables estaban enfocadas a un rango bien definido de características de yacimientos de fluidos. Esto se debió a que fueron deducidas a partir de muestras de aceites más ligeros, a excepción de aquellas dedicadas a estimar viscosidad, hay muy pocas que puedan emplearse en aceites con menos de 22° API y casi ninguna para aquellos menores a 10. A mediados de los años 90's se hicieron estudios basándose en un grupo de 63 muestras de aceite perteneciente a distintas cuencas del mediterráneo, África y el Golfo Pérsico, para contar con una amplia gama de condiciones de yacimiento y con ello cerciorarse de que los resultados y deducciones obtenidas de este análisis serían válidas para un amplio rango de condiciones de operación, las características de dichas muestras se ilustran en la **Tabla 4.2**.

Tabla 4.2. Características de las muestras estudiadas.

Rangos de las propiedades PVT para las 63 muestras registradas	
Gravedad API en el tanque	6 – 22.3
Presión del yacimiento (lb/pg ²)	1038.49 – 7411.54
Temperatura del yacimiento (°F)	131.4 – 250.7
Solución RGA (pie ³)	17.21 – 640.25
Presión de burbuja (lb/pg ²)	208.86 – 4021.96
Presión de separador (lb/pg ²)	14.5 – 752.2
Temperatura de separador (°F)	59 – 177.8
RGA en separador (pie ³)	11.1 – 575.62
RGA en el tanque (pie ³)	4.39 – 311.41
Gravedad total del gas en superficie (aire = 1)	0.675 – 1.517
Gravedad del gas en el separador (aire = 1)	0.623 – 1.517
Fracción mol de CO ₂ del total de gas (% mol)	0.5 – 98.8
Fracción mol de N ₂ del total de gas (% mol)	0 – 63.32
Fracción mol de H ₂ S del total de gas (% mol)	0 – 1.99
Factor de volumen de formación del aceite (BIs)	1.057 – 1.362
Compresibilidad isotérmica ((lb/pg ²) ⁻¹ x10 ⁶)	3.02 – 42.9
Viscosidad del aceite muerto (cp)	7.7 – 1386.9
Viscosidad del aceite saturado (cp)	2.1– 295.9
Viscosidad del aceite bajosaturado (cp)	2.4 – 354.6

La densidad de una muestra de aceite es una característica fundamental, ya que refleja su composición química. Por ello se clasificaron las muestras en dos tipos diferentes de acuerdo su gravedad API en aceites extrapesados, menores a 10° y aceites pesados para un rango de 22.3° - 10° API. Además, se tomó la decisión de analizar las muestras de cada tipo independientemente, partiendo de las medidas anteriores la confiabilidad de cada correlación y para cada parámetro fue evaluada para cada tipo de aceite; pesados o extrapesados. El estudio de confiabilidad se realizó apoyándose en diagramas comparativos de los valores calculados (C_i) contra los medidos (M_i), siendo los factores estadístico de evaluación; la desviación relativa entre los valores estimados y los experimentales, el promedio de dichas desviaciones y la desviación estándar.

En la **Tabla 4.3**, se muestran las correlaciones que a juzgar por el resultado en laboratorio son consideradas las más efectivas, cabe mencionar que se tomó como mejor resultado aquella que proporcionó un menor porcentaje de error.

Tabla 4.3. Resultados obtenidos de experimentar con las diferentes correlaciones para las distintas propiedades de aceites pesados y extrapesados.

Propiedad a determinarse	Correlación más efectiva	Observaciones
Presión de punto de burbuja	Standing	Resultados con un promedio de error del 9.1% para aceites extrapesados y 15.1% para los pesados
Relación de gas-aceite en solución	Standing, Vazquez - Beggs	Errores del 25.7% para aceites pesados y del 13.7% para extrapesados
Factor de volumen del aceite de formación al punto de burbuja	Vazquez - Beggs	De todos los parámetros, obtuvieron los mejores resultados, ya que el error fue menor a 1.5% para ambos tipos
Compresibilidad isotérmica	Vazquez - Beggs	El error en promedio, para aceites extrapesados fue del 38.7% y para pesados de 25.5%
Viscosidad de aceite saturado	Kartoatmodjo	El rango de error fue del 14% a 16% para ambas clases de aceites
Viscosidad del aceite bajosaturado	Labedi	El error máximo no supero el 12.3% a pesar de estar diseñada para aceites más ligeros

Modificación de las correlaciones

Se puede apreciar en la tabla anterior que el promedio de error para casi todas las correlaciones al intentar determinar las propiedades PVT de aceites no contemplados por los autores de dichas correlaciones, sigue siendo muy alto; por lo que surgió la necesidad de mejor o adaptarlas a las características de los aceites pesados y extrapesados.

Las ecuaciones modificadas se obtuvieron tras un periodo de pruebas hechas para cada tipo de aceite manteniendo el mismo patrón de funcionamiento de cada modelo inicial realizando pequeños cambios en coeficientes numéricos mediante la aplicación de regresiones lineales, no lineales y múltiples, además de otros métodos más complejos y algunos más simples como mínimos cuadrados. La comparación de las gráficas correspondientes a la presión de punto de burbuja obtenidas con ambas correlaciones se puede ver en la **Imagen 4.9**.

La efectividad y confiabilidad de estas nuevas ecuaciones, fue medida de la misma manera que lo fueron las correlaciones originales en la prueba descrita anteriormente, empleando los mismos diagramas y factores estadísticos. A continuación en la **Tabla 4.4** se muestran los resultados obtenidos con las ecuaciones modificadas para los crudos pesados y extrapesados.

Tabla 4.4. Resultados obtenidos con la aplicación de las ecuaciones modificadas.

Propiedad a determinarse	Correlación más efectiva	Observaciones
Presión de punto de burbuja	Standing	Resultados con un promedio de error del 4.9% para aceites < 10° API
Relación de gas-aceite en solución	Standing, Vazquez - Beggs	Con un rango de error de 7.2% a 8.7%
Compresibilidad isotérmica	Vazquez - Beggs	El rango de error fue de 10% a 30% para aceites extrapesados
Viscosidad de aceite saturado	Egbogah - Jack	Aun un se presenta un error aproximado de 13% para aceites extrapesados y mayores al 30% para los pesados
Viscosidad del aceite bajosaturado	Labedi, Kartoatmojud	Siendo la correlación de Labedi empleada para aceites extrapesados y la de Kartoatmojud para aceites pesados, se obtuvo un error máximo de 6%.

Tabla 4.5. Correlaciones modificadas para crudos pesados y extrapesados.

Propiedad	Autor	Correlación
Presión en el punto de burbuja	Standing	<p><u>Aceite pesado</u></p> $P_b = 15.7286 \left[\frac{R_s}{\gamma_g} \right]^{0.7885} \frac{10^{0.0020 T}}{10^{0.0142 API}}$
Relación gas – aceite en solución	Vazquez- Beggs	<p><u>Aceite pesado</u></p> $R_s = \frac{\gamma_{gcorr} P_b^{1.2057}}{56.434} 10^{\frac{10.9267 API}{(T+460)}}$ <p>donde:</p> $\gamma_{gcorr} = \gamma_{gPsp} \left[1 + 0.5912 \cdot API \cdot T_{sp} \cdot \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) 10^{-4} \right]$
	Standing	<p><u>Aceite extra pesado</u></p> $R_s = \gamma_g \left(\frac{P_b}{10.7025} \times 10^{(0.0169 API - 0.00156 T)} \right)^{1.1128}$
Compresibilidad isotérmica	Vazquez- Beggs	<p><u>Aceite pesado</u></p> $C_o = \frac{-2841.8 + 2.9646 \cdot R_s + 25.5439 \cdot T_g - 1230.5 \cdot \gamma_{gcorr} + 41.91 \cdot API}{P_g \cdot 10^5},$ <p>donde</p> $\gamma_{gcorr} = \gamma_{gPsp} \cdot \left[1 + 0.5912 \cdot API \cdot T_{sp} \cdot \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) 10^{-4} \right]$
		<p><u>Aceite extra pesado</u></p> $C_o = \frac{-889.6 + 3.1374 \cdot R_s + 20 \cdot T_g - 627.3 \cdot \gamma_{gcorr} - 81.4476 \cdot API}{P_g \cdot 10^5},$ <p>donde</p> $\gamma_{gcorr} = \gamma_{gPsp} \cdot \left[1 + 0.5912 \cdot API \cdot T_{sp} \cdot \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) 10^{-4} \right]$

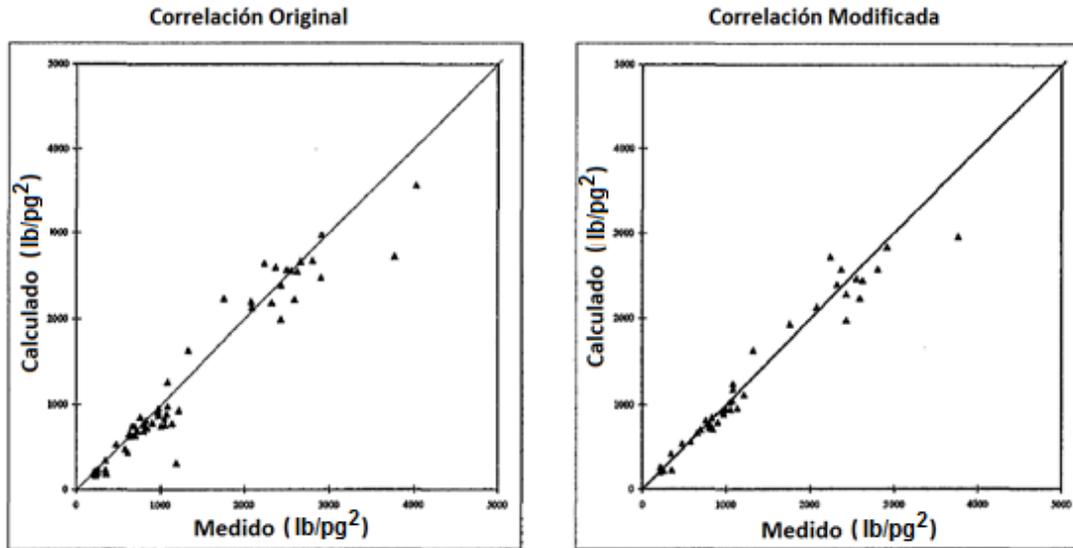


Imagen 4.9.- Comparación resultados obtenidos con la ecuación original y mejorada de Standing.

En general las correlaciones propuestas dieron en promedio, alrededor de un 10% menos que las correlaciones originales que aparentemente habían dado los mejores resultados en la determinación de propiedades PVT siendo el caso más excepcional la compresibilidad isotérmica de aceites extrapesados, en la que se logró reducir más del 30% del error.

Una gran ventaja deducida de este trabajo, es que dichas correlaciones pueden ser aplicadas satisfactoriamente a una gran variedad de aceites y yacimientos, ya que fueron obtenidas a partir de un gran número de muestras heterogéneas de crudos. Salvo por la viscosidad no existían correlaciones PVT para aceites extrapesados, ahora se dispone de distintas correlaciones para estimar las propiedades con una certeza que antes no se tenía; esto se puede observar en la **Tabla 4.6**.

Tabla 4.6. Error de obtención de las propiedades PVT con las correlaciones disponibles.

Propiedad	% de error aproximado
Relación gas – aceite en solución	6.5
Compresibilidad isotérmica	8.5
Viscosidad del aceite muerto	17.4
Viscosidad del aceite saturado	12.6
Viscosidad del aceite bajosaturado	4

4.5. FUENTES

REFERENCIAS

- 4.1.- Ramírez Sabag Jetzabeth: Lozano Villajuana Gerardo: Pérez Tavares Rodolfo C.:
“Productividad de pozos petroleros”; Facultad de Ingeniería; UNAM; 2007; pagina 7.
- 4.2.- Garaicochea Petirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar:
“Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991;
pagina 32.
- 4.3.- Brown Kermit E.: “The technology of artificial lift methods”; Volume 2b; The University
of Tulsa; pagina 14.
- 4.4.- Garaicochea Petirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar:
“Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991;
pagina 33.
- 4.5.- Garaicochea Petirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar:
“Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991;
pagina 35.
- 4.6.- Garaicochea Petirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar:
“Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991;
pagina 34.
- 4.7.- Ramírez Sabag Jetzabeth: Lozano Villajuana Gerardo: Pérez Tavares Rodolfo C.:
“Productividad de pozos petroleros”; Facultad de Ingeniería; UNAM; 2007; pagina 5.
- 4.8.- Garaicochea Petirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar:
“Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991;
pagina 97.
- 4.9.- Garaicochea Petirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar:
“Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991;
pagina 110.
- 4.10.- Garaicochea Petirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar:
“Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991;
pagina 113.
- 4.11.- Garaicochea Petirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar:
“Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991;
pagina 116.

- 4.12.- Garaicochea Petrirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar: “Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991; pagina 119.
- 4.13.- Ramírez Sabag Jetzabeth: Lozano Villajuana Gerardo: Pérez Tavares Rodolfo C.: “Productividad de pozos petroleros”; Facultad de Ingeniería; UNAM; 2007; pagina 8.
- 4.14.- Ramírez Sabag Jetzabeth: Lozano Villajuana Gerardo: Pérez Tavares Rodolfo C.: “Productividad de pozos petroleros”; Facultad de Ingeniería; UNAM; 2007; pagina 9.
- 4.15.- Garaicochea Petrirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar: “Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991; pagina 123.
- 4.16.- http://es.scribd.com/api_user_11797_cpmeza/d/7383100-Optimizacion-de-La-Produccion-Mediante-Analisis-NodalESPOIL
- 4.17.- Garaicochea Petrirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar: “Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991; pagina 127.
- 4.18.- Garaicochea Petrirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar: “Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991; pagina 132.

TABLAS

- Tabla 4.1.- Garaicochea Petrirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar: “Transporte de hidrocarburos”; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991; pagina 31.
- Tabla 4.2.- De Ghetto Giambattista: Paone Francesco: Villa Marco: “Pressure – volume – temperature correlations for heavy and extra heavy oils ”; SPE 30316.
- Tabla 4.3.- De Ghetto Giambattista: Paone Francesco: Villa Marco: “Pressure – volume – temperature correlations for heavy and extra heavy oils ”; SPE 30316.
- Tabla 4.4.- De Ghetto Giambattista: Paone Francesco: Villa Marco: “Pressure – volume – temperature correlations for heavy and extra heavy oils ”; SPE 30316.
- Tabla 4.5.- De Ghetto Giambattista: Paone Francesco: Villa Marco: “Pressure – volume – temperature correlations for heavy and extra heavy oils ”; SPE 30316.
- Tabla 4.6.- De Ghetto Giambattista: Paone Francesco: Villa Marco: “Pressure – volume – temperature correlations for heavy and extra heavy oils ”; SPE 30316.

IMÁGENES

Imagen 4.1.- <http://www.horizontaldrilling.org/> ; 8 de mayo de 2012, 13:00 hrs.

Imagen 4.2.- <http://www.geologia.uson.mx/academicos/lvega/ARCHIVOS/ARCHIVOS/GASTO.htm>; 13 de mayo 201, 16:31 hrs.

Imagen 4.3.- Garaicochea Petrirena Francisco: Bernal Huicochea César: López Ortiz Oscar: "Transporte de hidrocarburos"; Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.; 1991; pagina 33.

Imagen 4.4.- Ramírez Sabag Jetzabeth: Lozano Villajuana Gerardo: Pérez Tavares Rodolfo C.: "Productividad de pozos petroleros"; Facultad de Ingeniería; UNAM 2007; pagina 5.

Imagen 4.5.- Ramírez Sabag Jetzabeth: Lozano Villajuana Gerardo: Pérez Tavares Rodolfo C.: "Productividad de pozos petroleros"; Facultad de Ingeniería; UNAM 2007; pagina 43.

Imagen 4.6.- Pérez García Tomás Eduardo: "Productividad de pozos"; Facultad de Ingeniería; UNAM, semestre 2008-2.

Imagen 4.7.- http://es.scribd.com/api_user_11797_cpmeza/d/7383100-Optimizacion-de-La-Produccion-Mediante-Analisis-NodalESPOIL#download; 14 de mayo 2012, 1:30 hrs.

Imagen 4.8.- http://es.scribd.com/api_user_11797_cpmeza/d/7383100-Optimizacion-de-La-Produccion-Mediante-Analisis-NodalESPOIL#download; 14 de mayo 2012, 01:00 hrs.

CAPÍTULO V

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO

Los métodos de recuperación son aquellos encaminados a la recuperación de hidrocarburos, los cuales serán adicionales a los que se podrán obtener por medio de la energía natural del yacimiento, aportando energía externa al mismo.

Esta energía puede ser aportada en forma mecánica, por medio de la inyección de fluidos líquidos o gaseosos que desplacen el aceite remanente en el yacimiento, o caloríficos, los cuales se basan en inyectar vapor de agua o en el desarrollo de una combustión en el seno de la roca; estos se basan en los cambios de la temperatura para afectar propiedades como la viscosidad, ya que al aumentar la temperatura la viscosidad disminuye, lo cual facilita el desplazamiento de los fluidos del yacimiento hacia el pozo.

Para la determinación del método de recuperación adecuado para cada yacimiento es necesario tener conocimientos del “ambiente depositacional, la composición del petróleo original, el grado de biodegradación, el influjo y la carga de petróleos más livianos y las condiciones de presión y temperatura”^{5.1} del yacimiento.

Debido a la naturaleza viscosa de los aceites pesados, difícilmente aquellos yacimientos de este tipo logran producir sin ayuda de energía adicional o sistemas artificiales de producción. Por lo tanto, se recurre a estos métodos desde las primeras etapas o inicio de la producción de estos yacimientos. Estos métodos de recuperación suelen dividirse en Térmicos y en Frio.

***Referencias al final del capítulo**

5.1. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN FRIO

Los métodos de recuperación en frío son las formas de producción en las que se busca obtener la mayor cantidad de producción del yacimiento, ya que no se tendrán que realizar inversiones en equipos adicionales para la producción.

Las técnicas de recuperación en frío pueden ser consideradas para aceites moderadamente viscosos, (50 - 200 cp), formaciones delgadas (menos de 30 pies), permeabilidades bajas (menos de 1 md) y profundidades mayores a 3000 pies tales como las que hay en Wyoming y California.

Los factores de recuperación en frío varían de 1 – 10 % ^{5.2} dependiendo de las propiedades del fluido en el yacimiento. Para realizar una planeación adecuada de la producción en frío es necesario conocer la física de la producción así como las propiedades de los fluidos y del yacimiento, ya que se deben considerar los efectos secundarios que el método de producción generará sobre el yacimiento y los fluidos del mismo, ya que en vez de reducir la viscosidad del aceite, pueden incrementar la viscosidad del fluido que se desea extraer, o reducir la tensión interfacial.

Los métodos de recuperación en frío más importantes son:

5.1.1 Minería

Es el método original de recuperación en frío, con una recuperación aproximada del 80% del hidrocarburo ^{5.3}; este método es empleado para la producción de depósitos de brea, alquitrán o bitumen ^{5.2}, con densidades API muy bajas, esto para alcanzar una explotación económica. Este método se ha aplicado principalmente en minas a cielo abierto en Canadá y por minería subterránea en Rusia ^{5.4}. Se realiza mediante la operación de camiones y excavadoras los cuales transportan las arenas petrolíferas a las plantas de procesamiento, como se puede apreciar en la **Imagen 5.1**, en donde por medio de agua caliente se separa el bitumen de la arena; así el bitumen es diluido con los hidrocarburos más livianos y se mejora para generar crudo sintético. Después de la aplicación del método de minería se realiza un proceso de rellenado y saneamiento de la tierra.



Imagen 5.1. Traslado de arenas bituminosas en minas de Alberta, Canadá.

El mejor ejemplo de este tradicional método es el occidente de Canadá, donde cerca del 10% del bitumen y aceite pesado puede ser recuperado por minería. En 2005 permitió la recuperación de 552 mil barriles de aceite al día, especulando su crecimiento a 2, 270,000 BPD para el año 2020.

Dentro del procedimiento para la ejecución de este método, se empieza por remover la vegetación de la zona de interés, después se procede a la excavación de la capa superior y construcción de diques para contener cuerpos de agua o formaciones poco consolidadas de arena. Por medio de grandes excavadoras y camiones se transporta la arena desde la mina hasta las plantas trituradoras para después ser enviada en suspensión a una cámara de mezclado. La suspensión es enviada por tuberías para su mejoramiento, en la **Imagen 5.2** se muestra el bitumen siendo vertido en naves de separación.



Imagen 5.2. Procesamiento de bitúmenes en naves de separación primaria.

La mezcla de bitumen, arena y agua crean emulsiones difíciles de separar, donde los procesos de separación del aceite y la arena comienzan durante el transporte en la tubería, este proceso continúa en la nave de separación primaria (Primary Separation Vessel; PSV). La espuma bituminosa obtenida (60% bitumen, 30% agua y 10% sólidos)⁵⁻⁵ es removida de la PSV y procesada con solventes nafticos o parafínicos para remover el agua y sólidos.

Los solventes parafínicos dan como resultado un bitumen con un contenido de 0.1% de agua y finos remanentes; la arena limpia procedente del PSD es removida y acumulada; la combinación de agua, bitumen y arcillas, son llevadas a un estanque contenedor donde se dejan reposar por un periodo de tiempo largo.

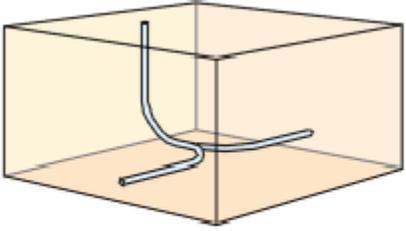
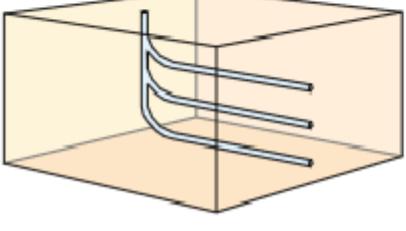
Para 2007 los costos de operación en minería y extracción de arenas en Canadá se estimaban entre 16 y 18 USD por barril producido, al adicionarse los costos por transporte y procesamiento se situaron entre 32 y 36 USD.^{5,6}

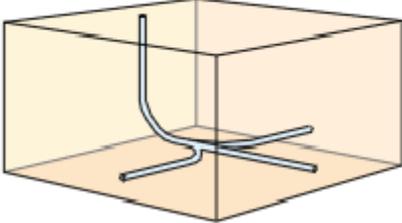
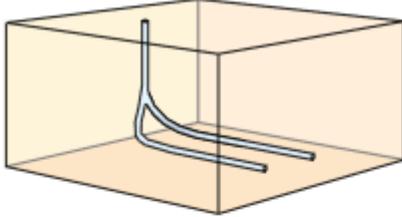
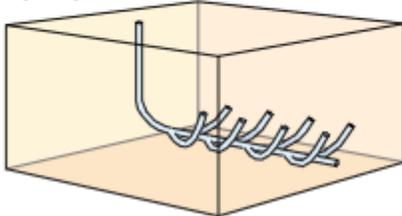
La minería superficial para bitumen y aceites pesados, se ha practicado comercialmente por más de 40 años y es ahora una tecnología madura; sin embargo, se pueden hacer algunas mejoras siendo el principal reto el minimizar el impacto ambiental, la restitución del suelo y la reforestación.

5.1.2. Pozos horizontales y multilaterales

Se han implementado para lograr áreas de contacto más extensas entre el yacimiento y las tuberías de producción; así como la optimización de los procedimientos de perforación, los recursos disponibles y minimización de tiempos de desarrollo. Los principales tipos se describen en la **Tabla 5.1**. Con este método se busca disminuir la viscosidad del fluido, para ello, se implementa la inyección de diluyentes como nafta, que en conjunto con sistemas de levantamiento artificial, tales como bombeo electrosumergible (ESP) ó de cavidades progresivas (PCP), se trasladan los hidrocarburos a la superficie, los cuales serán transportados a las unidades de mejoramiento correspondientes, esto dependerá de las características del fluido y los contaminantes que este contenga. El factor de recuperación que se logra con la aplicación de este método es aproximadamente de 6 - 12 %.^{5,3}

Tabla 5.1. Principales Características de algunos tipos de pozos.

Tipo de Pozo	Características
<p>Dual tipo ala de gaviota</p> 	<p>Permite perforar dentro un rectángulo de drenaje adyacente, eliminando así la necesidad de una localización de pozos múltiples (<i>pad</i>). Esto ahorrará entre 50 y 70 localizaciones de pozos múltiples (US\$ 43 millones).</p>
<p>Apilado</p> 	<p>Puede también estar en tres dimensiones; un ejemplo es el triple tipo pie de cuervo que se muestra a continuación.</p>

Tipo de Pozo	Características
<p>Triple tipo pie de cuervo</p> 	<p>El pie central intercepta el petróleo directamente debajo de un rectángulo de drenaje adyacente que no se drenaría de otro modo.</p>
<p>Dual tipo horquilla</p> 	<p>Menos común, aunque se utiliza cuando las otras opciones no se ajustan bien a la geología local.</p>
<p>Tipo espina dorsal</p> 	<p>La trayectoria del petróleo hacia el pozo es más corta a través de una ramificación que a través de la roca. Esto ocurre en areniscas homogéneas y más aún en areniscas heterogéneas con barreras y capas impermeables. Las ramificaciones pueden agregarse a cualquier lateral.</p>

5.1.3. Producción de petróleo con arena (CHOPS)

Es empleado en yacimientos con viscosidades entre 50 – 15000 cp ; el movimiento de la arena ayuda a incrementar el movimiento de los fluidos en el yacimiento, ya que se forman canales que son denominados “agujeros de gusano”; estos crean zonas de alta permeabilidad alrededor del pozo. Después en superficie, se procede a separar la arena y el aceite por medio de efectos gravitatorios, eliminando la arena en los estratos permeables. En estos métodos es necesaria la utilización de sistemas de bombeo multifásico para lograr la manipulación de arena, agua, gas y aceite. Se han obtenido buenos resultados en yacimientos como los de Canadá.

Los pozos implementados en este método pueden ser verticales o ligeramente desviados, tal como se muestra en la **Imagen 5.3** son perforados y terminados con una bomba de fondo para crear una considerable diferencial de presión entre la boca del pozo y la formación. Esto genera que el gas que se encuentra en solución se libere, provocando que el hidrocarburo se espume. Las burbujas de gas al expandirse provocan el movimiento de la mezcla a través de los agujeros de gusano, los cuales se expanden gracias a la inestabilidad de los granos de arena. Cerca de la decima parte del volumen producido incluye aceite, agua y gas, a lo largo de la vida del pozo, la producción de arena llega a disminuir a menos del 2%. El factor de recuperación de este método es aproximadamente del 10%^{5.7}.

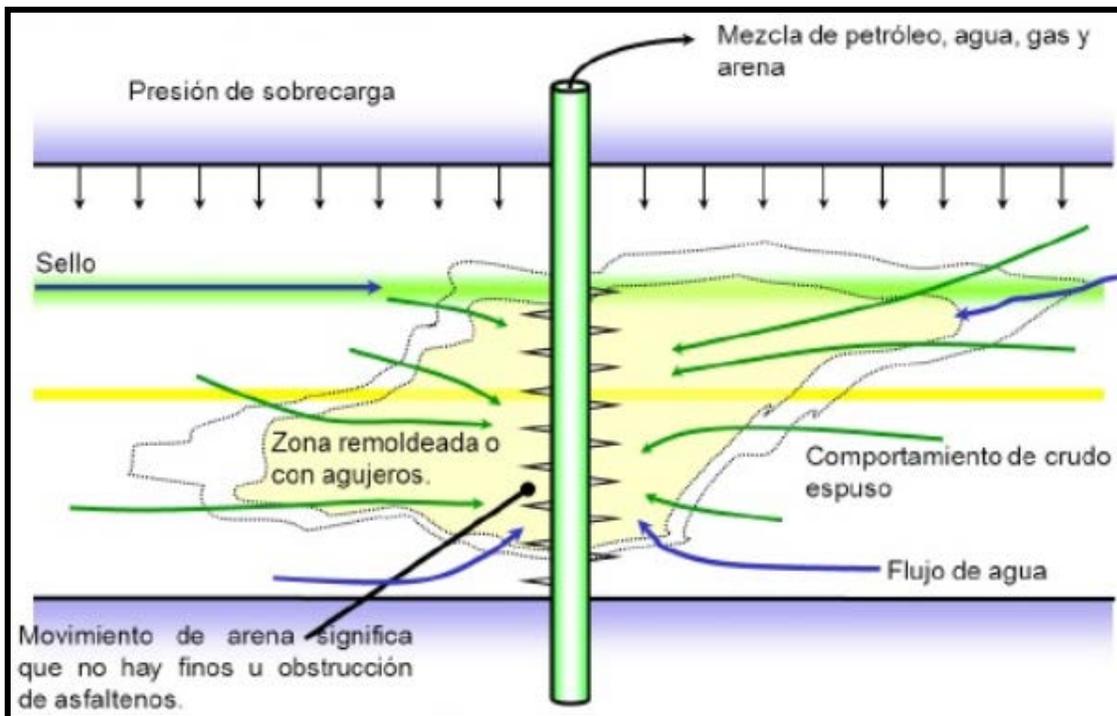


Imagen 5.3. Esquema del método CHOPS.

Hasta hace pocos años (2007), los costos de producción en Canadá oscilaban entre 14 y 17 USD por barril^{5.8}.

Algunas razones por las que este método puede fracasar es porque los agujeros de gusano alcancen un acuífero o una región en la que no existe suficiente gas disuelto en el aceite para lograr disociar los granos de arena, la interconexión de agujeros de gusano con otros que ya no sean productivos, lo cual puede originar pozos improductivos.

El equipo superficial necesario para la utilización de este método es simple y reducido, solo requiere espacio para el cabezal del pozo, un tanque de almacenamiento una caseta para el operador. El gas producido, sea cual sea la cantidad, se emplea en el sitio para generar la energía necesaria para el equipo y/o calentar el tanque de almacenamiento.

Cabe mencionar que debido a los altos volúmenes de producción de arena no pueden emplearse las tuberías para su transporte, se requieren camiones para mover el aceite, agua y arena para su procesamiento o desecho en plantas como se ilustra en la **Imagen 5.4**.

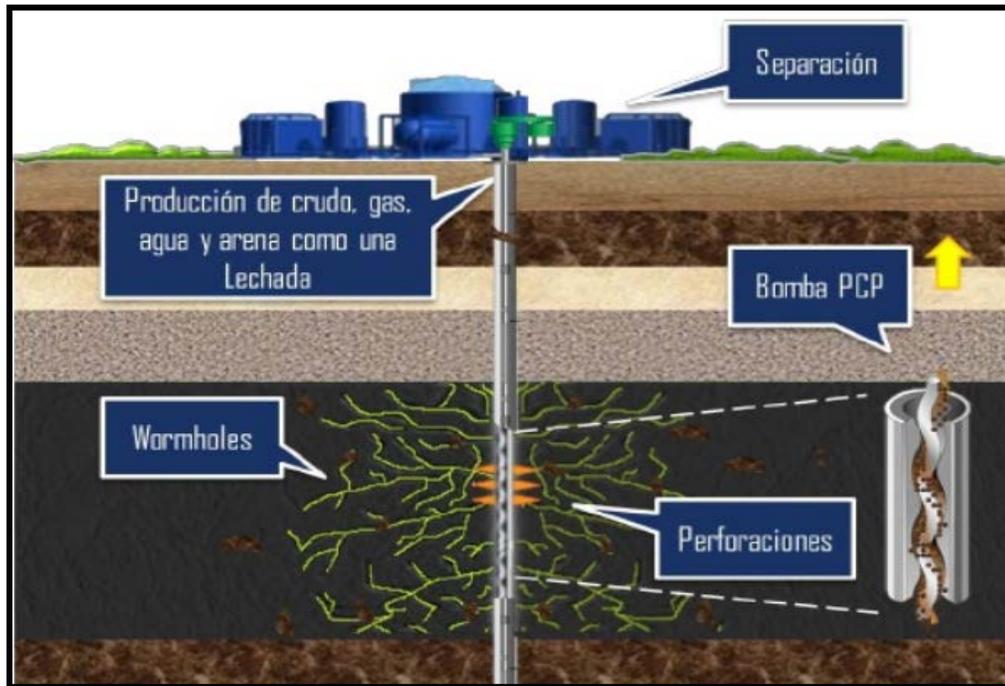


Imagen 5.4. Esquema de distribución de los componentes del método CHOPS.

Dentro de los retos técnicos de los pozos empleados para esta tecnología se pueden mencionar un mejor entendimiento de su comportamiento y la necesidad de más modelos que ayuden a predecir su desempeño.

5.1.4. Invasiones químicas

Esta consiste en la inyección de suspensiones y fluidos ajenos a la formación, los cuales buscan, por medio de reacciones químicas, modificar las propiedades de los fluidos propios del yacimiento ó los de la fase desplazante, dando como resultado una mayor producción de aceite remanente.

Algunos de estos métodos se presentan a continuación.

5.1.4.1. Invasión con polímeros

En este proceso, se emplean polímeros solubles en agua para disminuir la relación de movilidad del agua mediante el incremento de la viscosidad de esta, mejorando la eficiencia de barrido volumétrico en el yacimiento.

La modificación de la relación de movilidad se puede lograr disminuyendo la viscosidad del aceite, esto mediante la inyección de vapor o agua caliente, aumentar la viscosidad del agua mediante productos químicos como los polímeros

Un polímero puede ser fabricado de forma líquida o sólida, este queda en suspensión en la fase desplazante, que en la mayoría de los casos es agua, con el fin de cambiar la viscosidad de esta, aumentando la resistencia al flujo en el medio poroso, lo cual será vital para lograr un mejor barrido dentro del yacimiento, la secuencia de este proceso se puede ver en la **Imagen 5.5**.

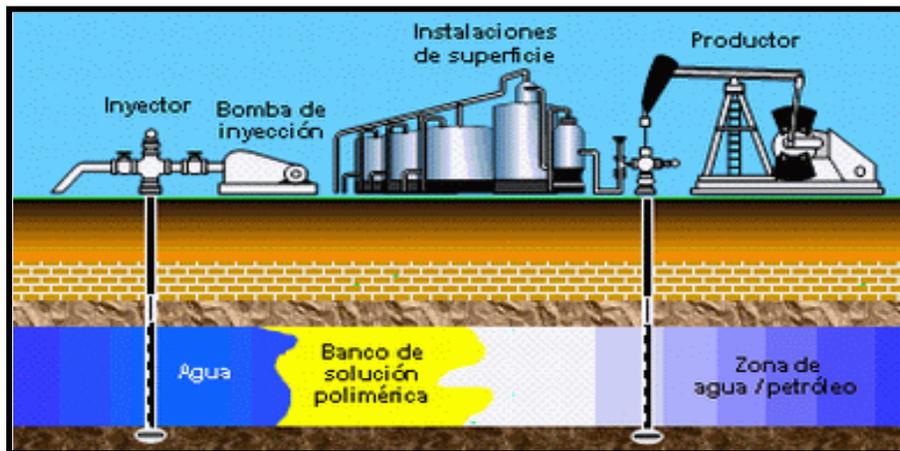


Imagen 5.5. Esquema general de la inyección de polímeros.

Para adecuada aplicación de esta técnica es necesario contar con datos de campo como porosidad, permeabilidad, saturación de agua y de aceite, y antecedentes de producción. La inyección de agua con polímeros (**Imagen 5.6**) suele utilizarse en aceites con viscosidades de 30 cp o más, con profundidades máximas de 2600 a 2700 metros, ya que la temperatura es un factor limitante para los polímeros, siendo ésta, de 275°F como límite.



Imagen 5.6. Tanque almacenador de polímeros para inyección.

Los peligros que se corren con los polímeros, es el rompimiento de estos debido al esfuerzo cortante, fracturamiento de la formación y tendencia de adherirse a la roca y taponarla, principalmente en presencia de permeabilidades bajas, debiendo ser estas mayores a 30 md, ya que taponan los poros casi por completo.

Este método es comúnmente aplicado a crudos con rangos de viscosidad de 10 a 150 cp, y ha sido aplicado con éxito en California y Canadá.

5.1.4.2. Invasión con surfactantes

Los surfactantes son sustancias que sirven generalmente para reducir la tensión interfacial de la fase aceite – agua, principalmente son sulfonatos; estos se emplean ya que entre más pequeña sea la tensión interfacial, la recuperación de aceite aumentará, como la saturación de aceite residual en ocasiones llega a ser tan alta, como del 50% del aceite original, los canales de este fluido tienden a romperse dejando islas de aceite. Para ello se utilizarán los surfactantes con el propósito de generar un frente que rompa la tensión interfacial, pudiendo movilizar el aceite de la roca en las zonas aisladas.

Algunos de los parámetros más importantes a considerar para el uso de surfactantes son la composición del aceite crudo y salmuera, el tipo de roca y compatibilidad, gasto de inyección y gradiente de presión, tensión interfacial, absorción y tipo de surfactante. Los surfactantes también pueden utilizarse en una etapa inicial antes del desplazamiento con agua como lavador, ya que pueden mojar la superficie de la roca y disolver gotas de aceite que estén adheridas en los poros de esta. En ocasiones suelen utilizarse baches concentrados de surfactantes, los cuales son más efectivos pero muy costosos, lo que los hace alternativas de uso no frecuente.

Para que un surfactante sea efectivo debe contar con propiedades como que su absorción en la roca no sea excesiva, capacidad para reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua a valores de 0.01 – 0.001 dinas/cm, que sea química y físicamente estable con la salmuera del yacimiento a la temperatura de éste, y que tenga un precio accesible. El proceso se ilustra a grandes rasgos en la **Imagen 5.7**.

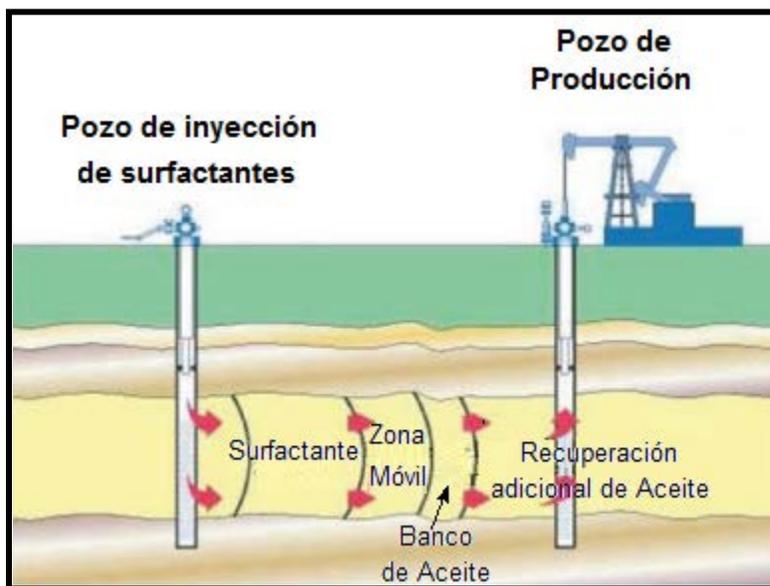


Imagen 5.7.- Esquema general de la inyección de surfactantes.

Los surfactantes se clasifican de acuerdo a sus productos de ionización en Catiónicos, Aniónicos, y Noniónicos. Aquellos Catiónicos y Aniónicos son generalmente inefectivos para el desplazamiento de aceite, dando lugar a que los Noniónicos sean de mayor eficiencia para el desplazamiento, sin embargo su eficiencia dependerá de parámetros como el tipo de aceite, tipo de roca, tipo de salmuera y el método de aplicación; ya que se necesita una mezcla apropiada de fluidos, como la que se ve en la **Imagen 5.8**.

Los métodos de inyección de surfactantes son: Inyección de baches surfactantes, surfactantes generados insitu y bache de aceite tratado con surfactante.

La invasión por polímero ha sido empleado primordialmente en yacimientos de crudos ligeros, siendo la principal desventaja de este y otros métodos que involucran químicos, la absorción de los surfactantes en la matriz de la roca, ocasiona la pérdida de eficiencia de barrido aun a cortas distancias del pozo de inyección. Pocos casos de su aplicación en yacimientos de crudos ligeros o pesados han llegado a tener éxito.

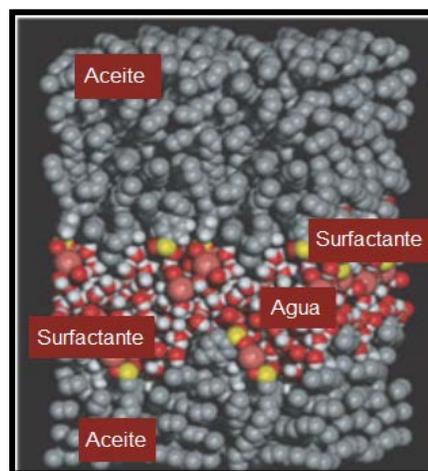


Imagen 5.8.- Mezcla molecular surfactante, agua y aceite.

5.1.4.3. Invasiones alcalinas

Comúnmente se usan Hidróxido de sodio o sosa caustica, es inyectado en un una solución acuosa diluida, esta reacciona con los componentes ácidos del crudo para generar surfactantes en sitio, disminuyendo la tensión interfacial agua-aceite y mejorando la movilidad del aceite. No obstante, las invasiones con sustancias alcalinas presentan algunas desventajas como el consumo de sosa por parte de la roca, además, estudios han demostrado que se necesitan grandes concentraciones (cerca al 1%) para producir una reducción importante de tensión interfacial.

5.1.4.4. Invasión con emulsiones

Las emulsiones son preparadas en superficie y posteriormente inyectadas a la formación, reduciendo la movilidad del agua y por consecuencia mejorando la eficiencia de barrido volumétrico.

Una microemulsión es una emulsión de aceite y agua, la cual se encuentra termodinámicamente estable, en esta el tamaño de la partícula del fluido emulsificado o fase interna es aproximadamente 0.1 micrones; las emulsiones pueden ser de tipo agua en aceite o aceite en agua. Estas permiten desplazar el aceite dentro de la formación poniéndola en contacto con algún solvente o aditivo.

En cambio, una Macroemulsión es una suspensión de burbujas de agua relativamente grandes en diesel, además de surfactantes (o agentes activos superficiales), cuyo objetivo es mantener las dichas burbujas suspendidas. Sus desarrolladores escogieron inicialmente el emplear macroemulsiones porque reduce los costos de usar simplemente surfactantes, sin embargo, tienden a ser inestables, pues los componentes de agua y aceite se separan rápidamente, lo que las hace poco comerciales. En la **Imagen 5.9** es notable el contraste en sus composiciones.



Imagen 5.9. Ejemplo de microemulsiones y macroemulsiones

Genéricamente las emulsiones son dispersiones de sustancias no miscibles en otras, las principales características de una microemulsión es que sea muy estable y que las esferas del líquido disperso sean pequeñas. Las propiedades de las microemulsiones para lograr un desplazamiento efectivo de aceite son: Ser miscibles con el aceite, una viscosidad que pueda ser controlada, dando paso al control de la movilidad, que la densidad del agua y aceite esté en un mismo rango, lo cual minimiza el efecto de gravedad.

Las microemulsiones pueden ser consideradas como mezclas, y estar constituidas por su surfactante, hidrocarburo, agua, electrolito y alcohol; deben prepararse a velocidades altas; ser estables y homogéneas.

Para controlar la viscosidad de las emulsiones, se realiza una variación en la fracción de alcohol o agua, o por cambios de concentración en la salinidad; la adición de alcohol o sal al bache, disminuye la viscosidad, en cambio, si se adiciona agua se tendrá un aumento de viscosidad en una solución de aceite externa, pero en una emulsión de agua externa, esto generará una disminución.

Para aplicar este método, se necesita tener alto conocimiento de las propiedades de los fluidos del yacimiento; así como propiedades físicas, geológicas y litológicas, ya que las inversiones son elevadas.

5.1.4.5. Invasión inmisible de dióxido de carbono

EL dióxido de carbono reduce la viscosidad del crudo y la tensión interfacial agua-aceite. Trabajos recientes demostraron que la inyección de dióxido de carbono como gas en conjunto con agua puede incrementar considerablemente la recuperación de aceite hasta en un 20% adicional en comparación con la inyección convencional de agua para casos de aceites moderadamente viscosos (<1000 cp). El proceso se muestra en la **Imagen 5.10**.

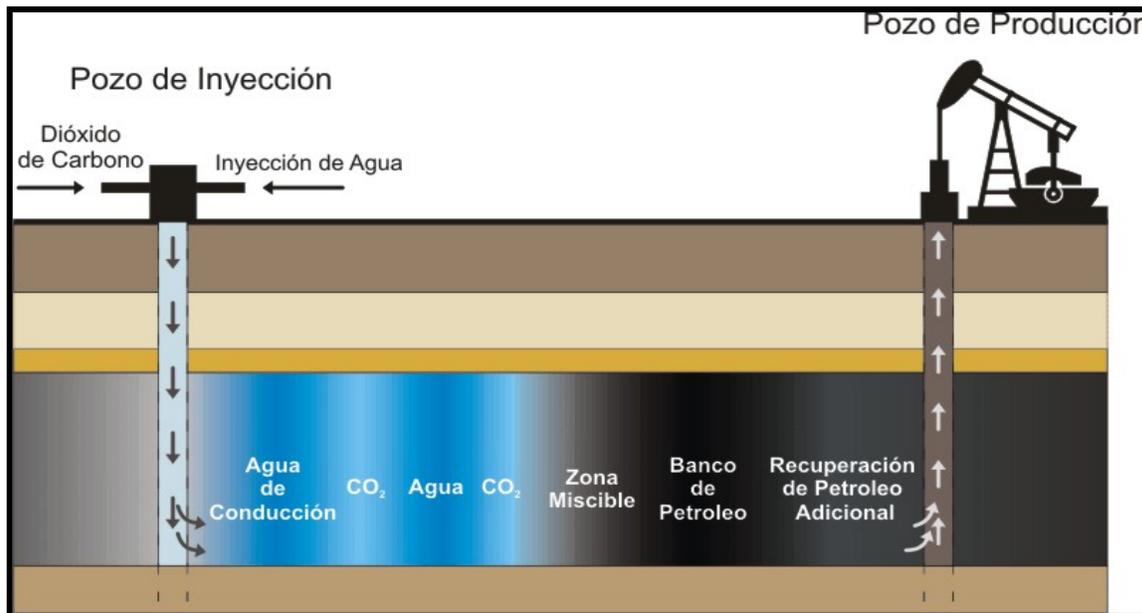


Imagen 5.10. Representación de la inyección de CO₂ en un yacimiento de aceite.

El CO₂ se encuentra repartido en la naturaleza, en estado libre formando la composición del aire, y está asociado como gas magnética en la actividad ígnea. Muchos yacimientos de petróleo están asociados con CO₂; otros contienen este gas con alto grado de impurezas. Algunas fuentes de obtención de CO₂ son provenientes de la combustión, procesos industriales petroquímicos, descomposición, y fermentación.

El dióxido de carbono en los aceites tiene efectos físicos como la reducción de la viscosidad y expansión volumétrica. Algunos factores que favorecen la aplicación de este método es que un banco de CO₂ generalmente es propulsado por agua, simple o carbonatada, mejorando la relación de movilidad permitiendo un frente de barrido uniforme; La alta difusión de CO₂ en el aceite, tiende a reducir al mínimo la interdigitación y canalización. Por otro lado el aceite carbonatado tiene una densidad casi igual o ligeramente menor a la del aceite sin CO₂, lo cual tiende a disminuir los efectos de segregación gravitacional.

Algunas de las principales razones del uso del CO₂, es que este afecta físicamente al aceite, aspecto importante en crudos densos y viscosos, ya que aumenta su volumen y disminuye su viscosidad, este es soluble tanto en agua, como en la mayor parte de los aceites. Por lo tanto afecta en solución al fluido que moja la roca, disminuyendo la tensión interfacial facilitando su movimiento.

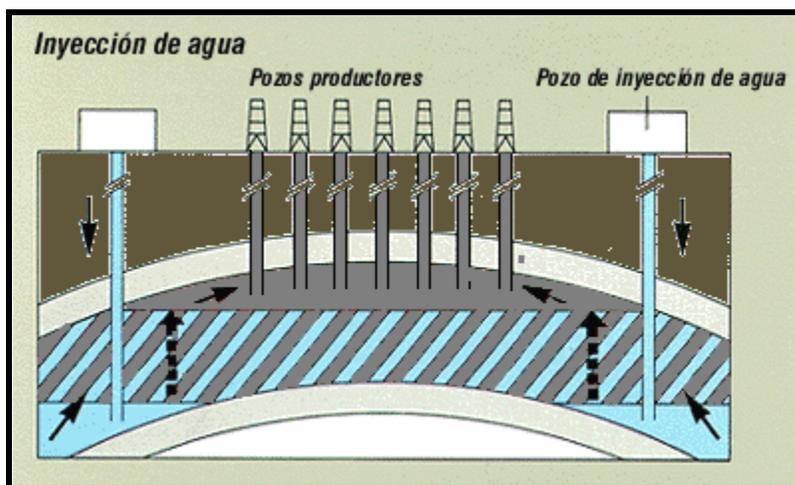
En los procesos de recuperación por medio de la inyección de CO₂, libre o en solución con agua, se han obtenido recuperaciones superiores en la mayoría de los casos, al 50% del aceite obtenido por métodos convencionales de inyección de agua. Los rangos de viscosidad recomendable para la aplicación de este método es de 200 a 5000 cp con presiones entre 800 y 1200 lb/pg², y temperaturas alrededor de 100° F o mayores.

5.1.5. Inyección de agua

Este método consiste en la inyección de agua por medio de un arreglo de pozos inyectoros en el yacimiento, los cuales estarán distribuidos dependiendo de las características tanto del yacimiento como de los fluidos a desplazar hacia los pozos de producción. Dependiendo del acomodo que se le dé a estos, la inyección puede ser periférica o externa, y en arreglos o dispersa.

5.1.5.1. Inyección externa

Tal como se aprecia en la **Imagen 5.11**, Consiste en inyectar el agua en los flancos del yacimiento fuera de la zona de aceite en la zona de acuífero, cerca del contacto agua – aceite. Esta se utiliza cuando no se tiene con la información necesaria sobre la estructura del yacimiento, el arreglo y composición del mismo; en ella se emplea un número pequeño de pozos, ya que se implementan como pozos inyectoros aquellos que se encuentren fuera de producción dada su antigüedad o localización, pudiendo estar dentro del contacto agua-aceite o incluso en el acuífero; esto es un factor importante ya que reduce las inversiones iniciales haciendo que los costos de producción no sean muy elevados, por otro lado cuando el agua alcanza los pozos productores, se tendrá que implementar un proceso de separación y tratamiento de agua, llegando así a la aplicación de un nuevo método para seguir explotando el yacimiento.



5.11. Esquema de inyección de agua en el nivel agua-aceite de un yacimiento.

El seguimiento del frente de invasión no es fácil de lograr en este acomodo, ya que no se tiene el suficiente control dada la escasez de información sobre el yacimiento, provocando que la invasión y desplazamiento se lleve a cabo en un periodo de tiempo largo, así la recuperación será lenta y en ocasiones sin éxito.

5.1.5.2. Inyección dispersa

El agua es inyectada dentro de la zona de aceite, de esta forma desplazará a los fluidos hacia los pozos productores, el número de pozos inyectoros es considerable y se manejan por medio de arreglos geométricos, los cuales consideran las características del yacimiento y la forma en que el frente de invasión avanzará en el yacimiento. Es importante conocer la permeabilidad y porosidad de la formación, así como el buzamiento de la misma; ya que si este es muy elevado el método no se tendrá el éxito esperado. La diferencia con la inyección externa es notable en la **Imagen 5.12**.

El número de pozos adicionales es bajo, ya que suelen utilizarse pozos ya existentes para la inyección, sin importar el tiempo de vida de estos, ya que lo importante es la localización y espaciado entre pozos productores e inyectoros.

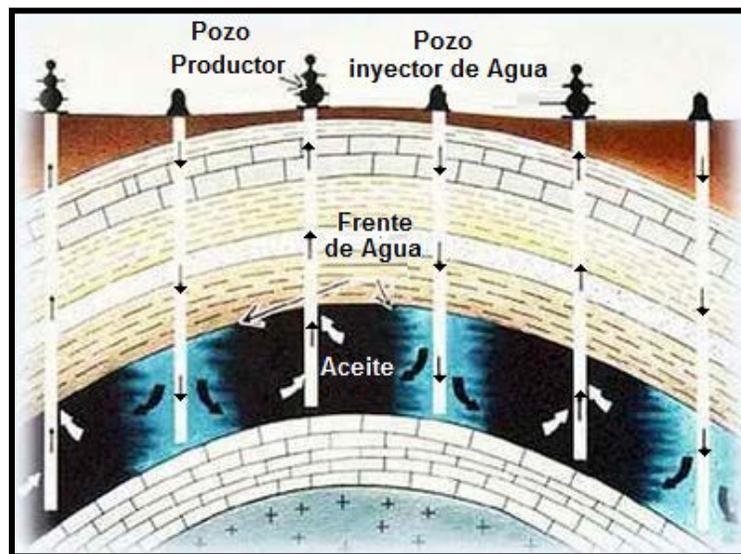


Imagen 5.12. Esquema de una inyección dispersa ideal de agua en un yacimiento.

Como resultado de inyectar en la zona de aceite, el yacimiento responde en periodos cortos de tiempo, ya que la eficiencia de barrido areal es elevada, lo cual nos permite un buen control sobre el frente de invasión, y sobre los volúmenes a inyectar en el yacimiento.

Se ha utilizado en yacimientos de aceite pesado con viscosidades de 10 a 100 cp ^{5.9} aproximadamente, en este método se tiene una menor recuperación en relación a la viscosidad del aceite, mientras esta aumenta la recuperación disminuye, debido a que el agua se desplaza más rápido que el aceite gracias a la diferencia de viscosidades, ocasionando que los frentes de inyección presenten comportamientos variados, consecuencia de esto será la formación de digitaciones de en el yacimiento, lo cual generará bajas recuperaciones y complicaciones en el uso de otros métodos de recuperación.

5.2. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICOS

Como se menciona en el Capítulo II, muchos yacimientos el mundo son de aceite pesado, con viscosidades elevadas, implicando que métodos como la inyección de fluidos como el agua no proporcionan beneficios en la recuperación y producción de este tipo de aceites.

Cuando la producción en frío alcanza su límite económico, el siguiente paso es seleccionar el método de recuperación térmico que mejor se adapte al yacimiento, ya que el objetivo principal es obtener la mayor cantidad de hidrocarburos remanentes posibles. Esto suele realizarse por medio de la inyección de fluidos a alta temperatura o por la combustión in-situ.

Estos métodos buscan reducir la alta viscosidad del aceite por medio de la aplicación de energía calorífica, la **Imagen 5.13** muestra la simulación de la distribución de dicha energía, donde con aumentos de temperatura de 400°F se logra una reducción de la viscosidad de 1cp aproximadamente.^{5.10} El fin es aumentar la movilidad del aceite y facilitar su flujo hacia los pozos de producción, lo cual será de gran ayuda para aumentar el factor de recuperación y la producción del yacimiento. Una desventaja de estos métodos es el incremento de los costos de operación dada la generación de calor y el tratamiento de agua, así como las instalaciones superficiales que se implementan en cada uno de ellos.

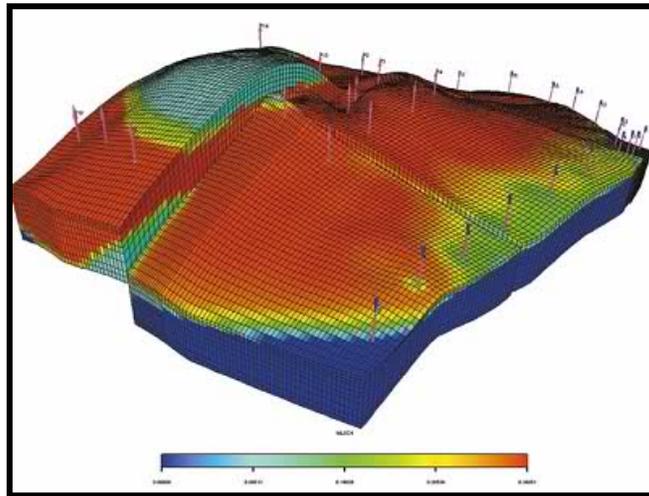


Imagen 5.13. Simulación de distribución de calor en un yacimiento.

5.2.1. Inyección de fluidos

Tanto la saturación de vapor como la de agua, son métodos de inyección de fluidos al yacimiento para obtener una mejor recuperación de aceite, teniendo mejores rangos de producción en los pozos; en este caso el rendimiento depende fuertemente de la magnitud de las pérdidas de calor, ya que las rocas de la formación consumen gran parte del calor que se le suministra al yacimiento por medio de la inyección de vapor o agua. El calor suministrado tiende a ser mayor en las cercanías de inyección, esto es porque con el incremento en las distancias la energía calorífica se va perdiendo y disminuyendo a lo largo del yacimiento haciendo que la velocidad de difusión vaya decreciendo.

5.2.1.1. Inyección de agua caliente

Se trata de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente por agua caliente, generalmente se aplica a crudos relativamente viscosos, este método tiene varias características y elementos en común con la recién mencionada inyección convencional de agua.

Difiere del método convencional en aspectos como la viscosidad, ya que la del agua caliente es menor a la del agua fría, así la relación de movilidad del petróleo delante del frente de desplazamiento, y del agua inyectada en la cercanía del pozo inyector es más favorable que en la inyección convencional, dado el incremento de temperatura que implica éste método; como resultado de esto, tenemos una mejor eficiencia de desplazamiento dentro de la zona calentada, mejorando los volúmenes de extracción final.

Conforme el frente de agua caliente se va desplazando, este va perdiendo calor rápidamente dentro del yacimiento, lo que genera que el tiempo de la movilidad del aceite cuya viscosidad ha sido modificado sea corto.

La utilización de este método para la producción de crudos viscosos se debe principalmente al mejoramiento del aceite como resultado de la reducción de su viscosidad y a la disminución del aceite residual a altas temperaturas dada la expansión térmica de este, desde la temperatura inicial hasta la temperatura a la que el fluido inyectado lo eleva.

Si bien este método brinda mejores resultados que la inyección convencional de agua, es muy poco empleado debido a que implica el uso de equipos y energía adicionales para el calentamiento del agua, además de ocasionar los mismos percances que la inyección de agua convencional; digitación y por ende formación de lentes de aceite, que dificultarán aun mas su extracción con métodos posteriores.

5.2.1.2. Desplazamiento por vapor de agua

Conocida también como inyección intermitente de vapor o impregnación con vapor, se aplica en yacimientos con aceites de alta viscosidad, donde por características del hidrocarburo, se vuelve lento, incosteable o en ciertos casos imposible su recuperación por métodos convencionales. En Venezuela y Estados Unidos se considera uno de los métodos de recuperación térmica más simples y económicos; para su aplicación se debe realizar una planeación cuidadosa, así como la supervisión del desarrollo de este durante su aplicación, para tener un control de los volúmenes de recuperación y la rentabilidad.

Este método de inyección de vapor de agua reduce la saturación del aceite en un orden aproximado de 10%.^{5.11} La recuperación de aceite con este método de recuperación puede ser elevada con un rango de 30 a 50%^{5.10} en la mayoría de los casos, lo cual dependerá de las características del yacimiento, ya que la onda de calor se va perdiendo en la litología de la formación y conforme el frente de calor avanza la velocidad va decayendo.

La estimulación consiste en proporcionar al yacimiento una cantidad considerable de calor por medio de la inyección de vapor de agua; este proceso se puede realizar de forma cíclica o continua.

Criterios considerados para el diseño

Permeabilidad: esta debe ser del orden de 100 a 5000 md,^{5.7} con el fin de que la inyección del vapor se pueda efectuar en cortos periodos de tiempo; con ello se logra minimizar las pérdidas de calor en el sistema de inyección y hacia los estratos adyacentes a la formación productora.

Saturación de aceite: los volúmenes de aceite almacenado en la formación, deben ser del orden de de 0.15 m³ por cada m³ del yacimiento, con porosidades de 20 a 25 % deben contar como mínimo con una saturación de 60 a 75 % respectivamente;^{5.7} esto para asegurar un éxito económico.

Densidad del aceite: dado las altas densidades que presentan este tipo de aceites al ser sometidos a ciertos incrementos de temperatura se logra incrementar su respuesta al flujo lo cual se verá reflejado en los volúmenes de producción y los costos que estos impliquen. Los rangos de densidad considerados como idóneos para la aplicación de este método son del orden de 0.9 a 1.0 gr/cm³ o de 10 a 20 °API.^{5.7}

Profundidad del yacimiento: la profundidad máxima considerada para este método es de 900 a 1000 metros,^{5.7} ya que a profundidades mayores se presentan temperaturas y presiones más elevadas, lo cual podría provocar daños en la tubería de revestimiento y de producción; además es conveniente implementarlo a profundidades someras para que las pérdidas de calor hacia las paredes del pozo sean menores.

Espesor de la formación: la formación productora debe contar con un espesor mínimo de 10 a 15 metros y como máximo 50 metros; ^{5.7} si estos son mayores pueden originar la segregación de vapor o que el vapor penetre en estratos con mayor grado de permeabilidad, lo cual ocasionaría pérdidas del fluido de inyección, generando que los gastos se incrementen y el proyecto no sea económicamente viable.

Masa de vapor: los gastos de inyección deben ser lo más grandes posibles para una determinada masa de vapor, esto es para lograr el suministro de calor al yacimiento en un periodo de tiempo corto, lo cual será benéfico para disminuir las pérdidas de calor durante el proceso, ya que a mayores tiempos de inyección se tendrán mayores pérdidas de calor.

Temperatura y presión de inyección: la temperatura debe estar en rangos de 149 a 204 °C. En yacimientos con presiones mayores a 70 kg/cm² se deberán manejar temperaturas menores a 290°C para evitar condensaciones. ^{5.7}

5.2.1.3. Estimulación cíclica por inyección de vapor de agua (css)

El principal objetivo de este método es el aumentar los ritmos de producción en yacimientos con hidrocarburos pesados o muy viscosos, mediante la disolución de parafinas y bitúmenes depositados a lo largo del pozo y la formación.

El método se basa en suministrar energía calorífica mediante la utilización de uno o más pozos, esto dependerá de las condiciones de aporte del yacimiento hacia la superficie, ya que puede ser desde el inicio de la explotación o durante la vida productiva del mismo.

El proceso consiste en una serie de pasos simples; lo primero es realizar la inyección de altas tasas de vapor en el yacimiento durante un tiempo variable, el cual dependerá de las características del yacimiento en periodos de 10 a 30 días; ^{5.10} en esta etapa se presentan problemas en el equipo de producción (tuberías, cabezales, etc.) debido a las altas temperaturas de inyección. Este proceso se puede apreciar en la **Imagen 5.14 y 5.15**.

Posteriormente se procede a cerrar el pozo durante un tiempo determinado con el fin de que el vapor se condense y ceda su calor latente al aceite, a la formación y a los estratos adyacentes, presentándose una distribución de calor después del periodo de impregnación, el cual aumentara la temperatura del aceite, generando que los fluidos se movilicen con mayor facilidad dada la disminución de su viscosidad, permitiendo una producción optima. Esta es la etapa más crítica del proceso, ya que no es fácil la estimación más conveniente del periodo de cierre.

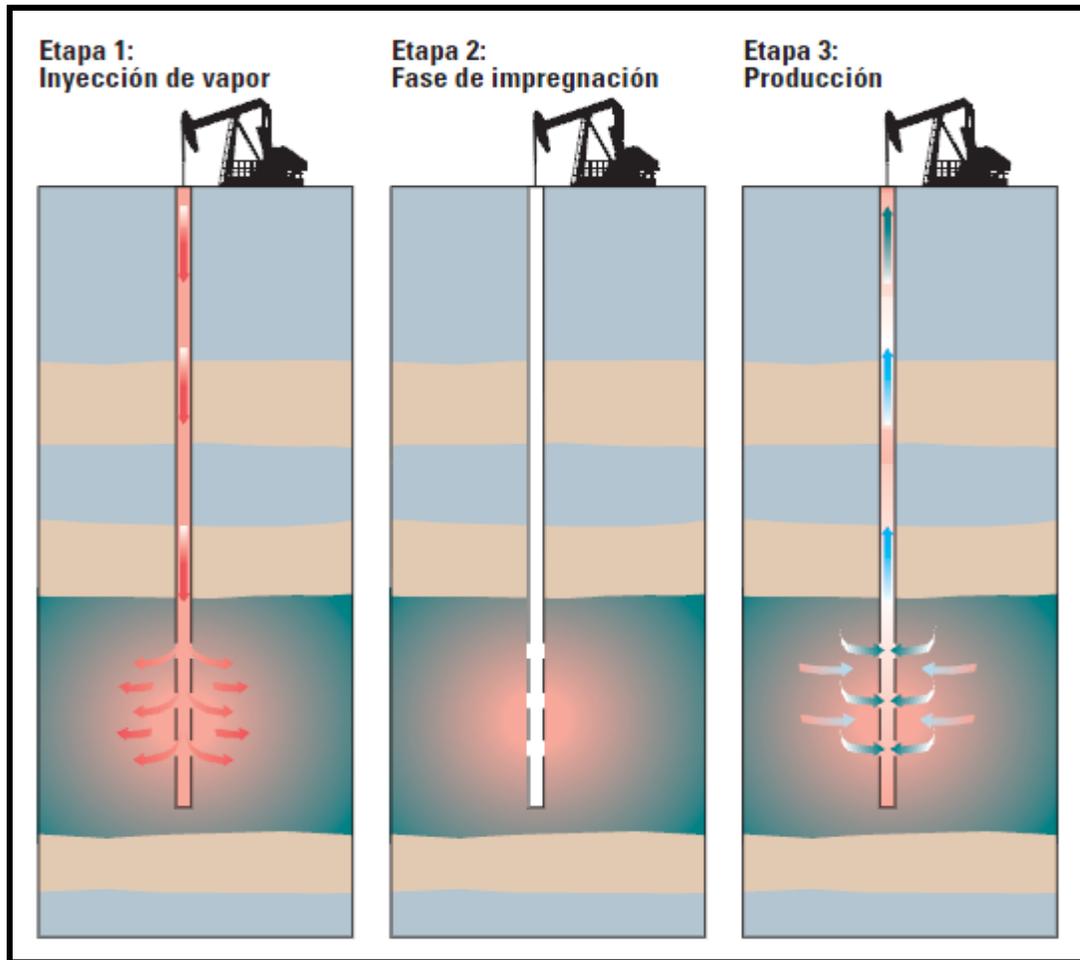


Imagen 5.14. Etapas de la inyección cíclica de vapor.

Finalmente el pozo se abre para la reanudación de la producción de aceite, el periodo de producción será determinado por el gasto obtenido y las tasas de producción deseadas, ya que después de un periodo de hasta 6 meses, ^{5,7} el efecto de suministro de calor es apaciguado teniendo así el restablecimiento de la temperatura y los volúmenes de extracción originales, previos a la estimulación; dependiendo de los resultados obtenidos se determinara la aplicación de un nuevo ciclo, siendo posible la repetición del mismo hasta alcanzar el limite económico.

Los factores de recuperación aproximados son de hasta un 30%, ^{5,9} este presenta buena respuesta en yacimientos con estructuras apiladas o estratificadas. No obstante esta técnica implica dificultades adicionales como la formación de emulsiones y producción de arena, hidratación de las arcillas presentes en la formación y otros problemas derivados de una distribución poco uniforme de vapor en el yacimiento.

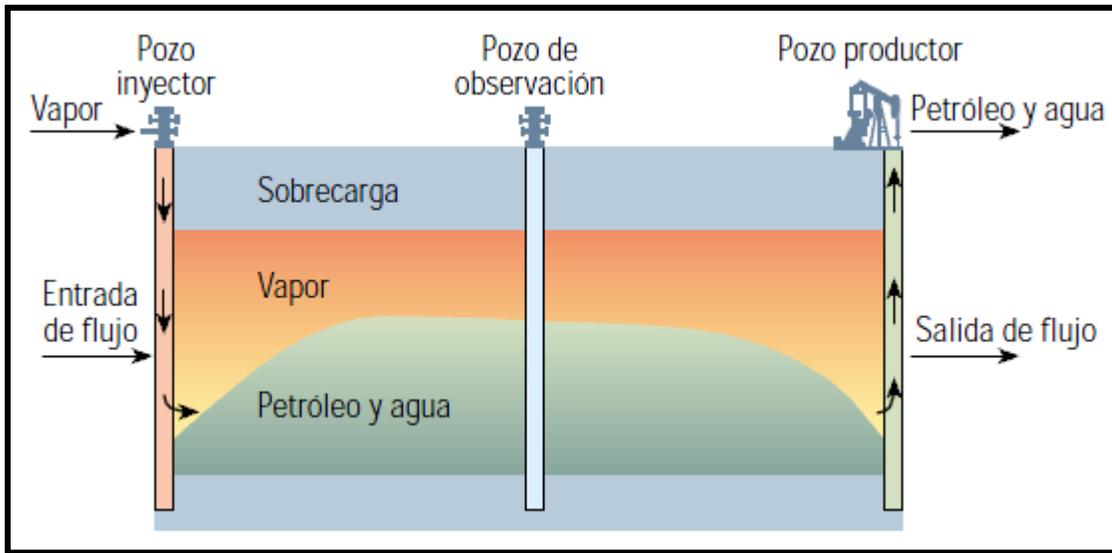


Imagen 5.15. Esquema del método de inyección cíclica de vapor

5.2.1.4. Inyección de vapores (VAPEX)

Es el método más simple y económico de recuperación asistida, pero con baja eficiencia de barrido que va del 3 al 10% del aceite en sitio.

Esta consiste en la inyección de solventes miscibles no térmicos que ayudan a reducir la viscosidad del aceite lo cual ayudara a su movilidad dentro del yacimiento. La **Imagen 5.16** muestra el equipo necesario para su aplicación.

La aplicación de este método puede tener diferentes disposiciones:

Su ejecución requiere de la perforación de 2 pozos horizontales, los deben contar con una separación vertical de aproximadamente 5 metros.^{5.14}

- Inyección en un solo pozo: la inyección se realiza en un pozo horizontal.
- Inyección con la implementación de dos pozos: Se cuenta con dos pozos horizontales paralelos ente si, los cuales se ubican uno abajo del otro, de esta manera se realiza la inyección en el pozo superior lo cual ocasiona que la viscosidad del aceite disminuya y por efectos de gravedad se desplacen los fluidos hacia el pozo productor que se localiza en la parte inferior, de esta manera se logra una buena producción.

Los primeros yacimientos en que se empleó este método se ubican en Canadá. Este es un método novedoso el cual está en observación para implementarlo en más yacimientos de aceite pesado en el mundo, el proceso de inyección se muestra en la **Imagen 5.16** y **5.17**.

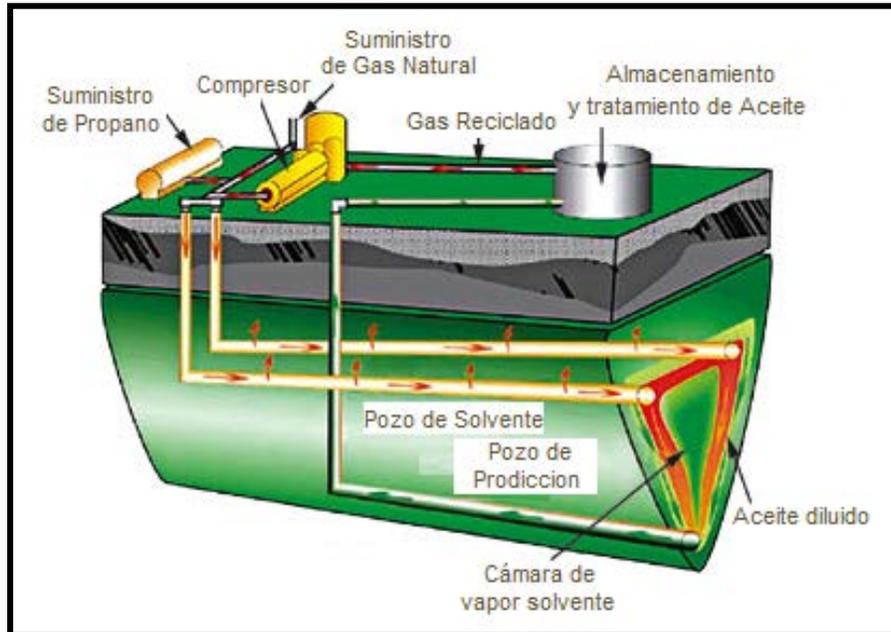


Imagen 5.16. Estructura y equipo necesario para el proceso VAPEX.

Este método, lejos de inyectar solo vapor, suministra al yacimiento una mezcla de solventes que pueden ser; Propano, Butano, Naftas, Metano, entre otros. Se forma una cámara de vapor que viaja al frente de bitumen, donde se condensa formándose una mezcla con mayor facilidad de movimiento, la cual será desplazada través del pozo de producción hasta la superficie. Este proceso se efectúa a presiones y temperaturas relativamente bajas, lo cual implica que la formación no recibirá un aporte significativo de energía, reduciendo costos y minimizando efectos secundarios en el yacimiento.

Si bien el método VAPEX reduce la demanda energética, es un proceso lento y aparentemente poco rentable hasta hoy. La mayor agravante económica es el alto costo de los solventes necesarios para su implementación y la baja tasa de recuperación de éstos.

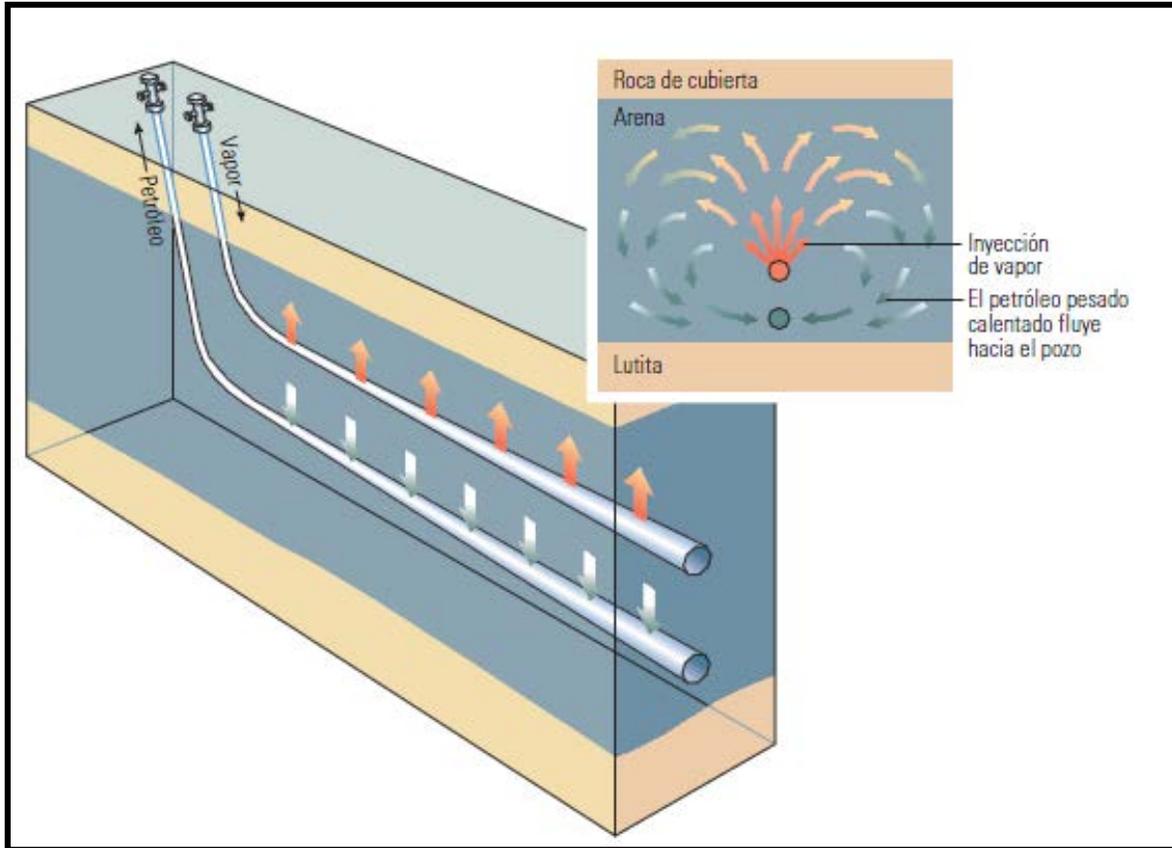


Imagen 5.17. Representación del proceso VAPEX.

5.2.1.5. Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)

Este método es implementado en yacimientos de aceite extrapesado; para ello se emplean dos pozos horizontales paralelos separados entre sí por una distancia de 5 a 7 [m]^{5.1} uno encima del otro,^{5.15} procurando mantener siempre la misma separación, aunque esta dependerá en mayor parte, de la viscosidad del aceite contenido en el yacimiento. Las secciones horizontales suelen tener profundidades de entre 500 y 1500 m de longitud^{5.15} y profundidades moderadas.

En la primera etapa de este proceso el vapor es inyectado en el pozo superior para calentar el aceite en la parte superior, con ello se lleva a cabo la disminución de la viscosidad del aceite situado en la zona aledaña al pozo, lo cual tiene como consecuencia que por efectos de gravedad el aceite descienda hacia el pozo localizado en la parte inferior del primero, de esta manera se obtienen factores de recuperación del orden de 50 a 70%,^{5.7} el cual dependerá fuertemente de las características de la formación y la estratificación con la que el yacimiento cuente. Este sistema suele comportarse como se muestra en la **Imagen 5.18**.

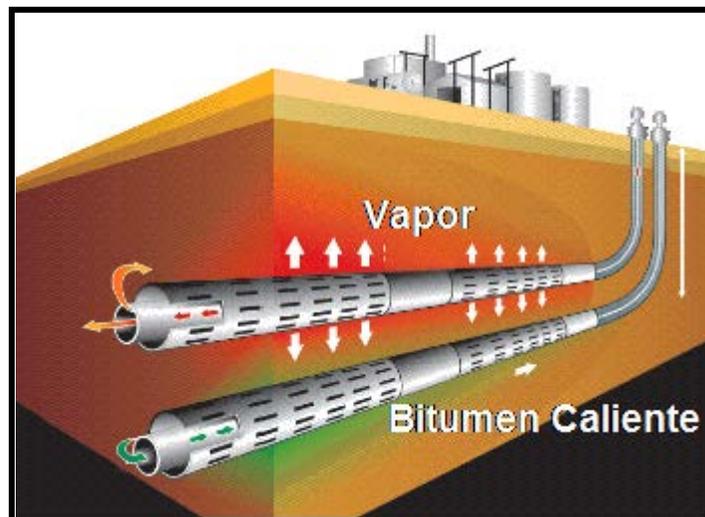


Imagen 5.18. Comportamiento del método SAGD.

La diferencia entre éste método y la inyección convencional de vapor es que se implementa un sistema artificial de producción, para transportar los hidrocarburos a la superficie, siendo un factor de integración entre la recuperación mejorada y sistemas artificiales de producción.

Para que este método sea efectivo, el espesor del intervalo de interés debe ser de al menos 10^{5.11} metros y contar con buena permeabilidad vertical y horizontal. Cabe mencionar que de existir capas de lutitas adyacentes, estas impedirán la adecuada formación de la onda de calor, lo cual incrementará los requerimientos energéticos, así como los costos de producción.

El empleo de esta técnica implica cierto impacto ambiental, ya que se debe remover la vegetación local para una posterior excavación e instalación del equipo, sin embargo, la restitución del suelo y la reforestación de la zona es más sencilla que en otros métodos, principalmente minería a cielo abierto.

Del agua utilizada para la generación vapor, se logra recuperar alrededor de un 90% que puede reciclarse, representa un consumo moderado de agua para la inyección, siendo una ventaja sobre otros métodos de recuperación. Además de sus reducidas emisiones de CO₂.

El monitoreo del frente de vapor será aspecto importante para reducir los costos por suministro de vapor, lo cual ayudará a la optimización de la producción; esto gracias a sensores de fibra óptica Distributed Temperature Sensors (DTS),^{5.12} los cuales monitorean la temperatura del pozo de manera continua a lo largo de intervalos de un metro de longitud, con ello se puede saber donde se forman las cámaras de vapor a lo largo de toda sección horizontal, con esta información se logrará un mejor barrido del vapor obteniendo mayor eficiencia de este. El equipo necesario para la aplicación de este método de recuperación suele ser complejo, como el mostrado en la **Imagen 5.19** perteneciente a Conoco Phillips.

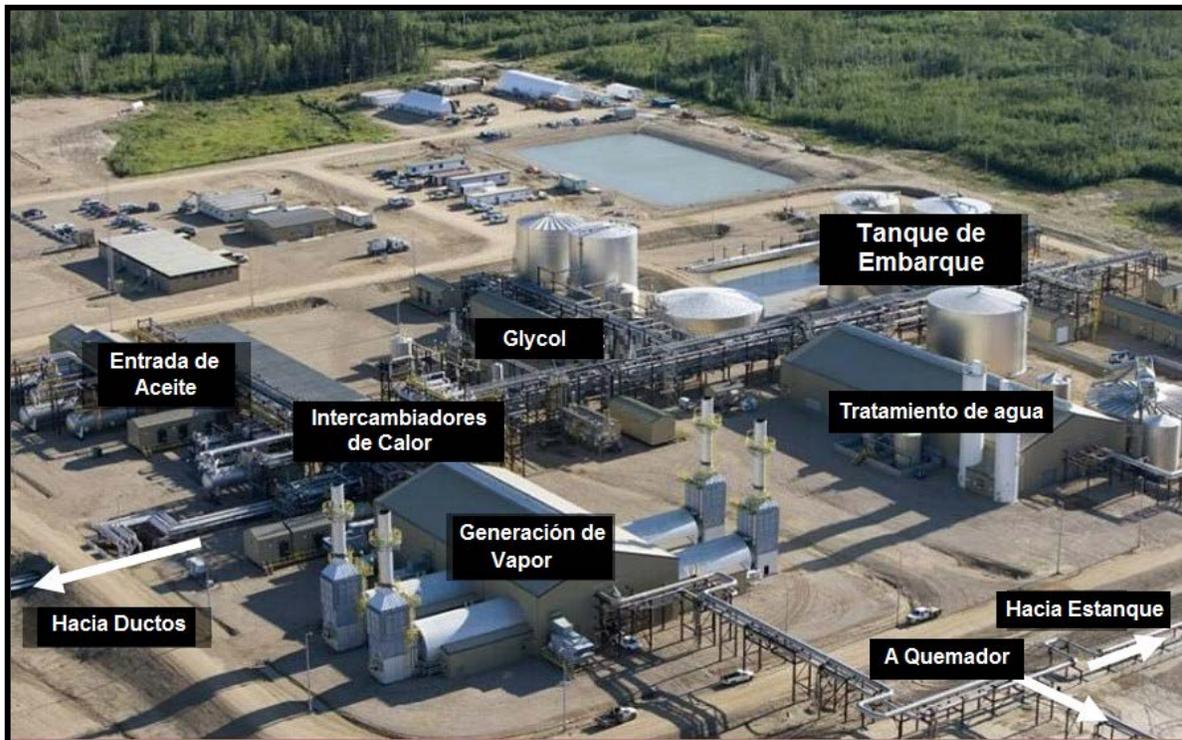


Imagen 5.19.- Ejemplo de instalaciones superficiales de la operadora ConocoPhillips en Canadá.

5.2.1.6. Combustión in-situ

También conocido como fireflooding; es un método donde se implementan pozos múltiples, en donde se genera un frente de combustión con la inyección de aire, el cual se encuentra altamente oxigenado para lograr una reacción más rápida y generar el frente de calor deseado.

Delante de la zona de combustión se presenta la descomposición de las moléculas de aceite, esto genera que las fracciones más pesadas (coque) se depositen y ayuden a la manutención de la combustión. En estos procesos de extracción se inyecta aire o generalmente un gas que contiene alto contenido de oxígeno. La cantidad de combustible presente por unidad volumétrica total del yacimiento es uno de los factores de mayor importancia para la generación de la combustión, ya que determina la cantidad de aire requerido para la quema de una unidad volumétrica del yacimiento. La cantidad de combustible quemado se determina por medio de la cantidad de oxígeno consumido, y por la velocidad que el frente de combustión alcanza.

El calor es generado dentro de una zona de combustión estrecha con temperaturas cercanas a los 1100°C ^{5.13}. Durante la combustión una porción del aceite del yacimiento, aproximadamente el 10%,^{5.13} es oxidado, provocando un frente de calor, como el ilustrado en la **Imagen 5.20** que contribuirá a la disminución de la viscosidad del aceite, lo cual genera que la producción de aceite se incremente, siendo esto un buen resultado de la aplicación de este método, dependiendo de las características del yacimiento.

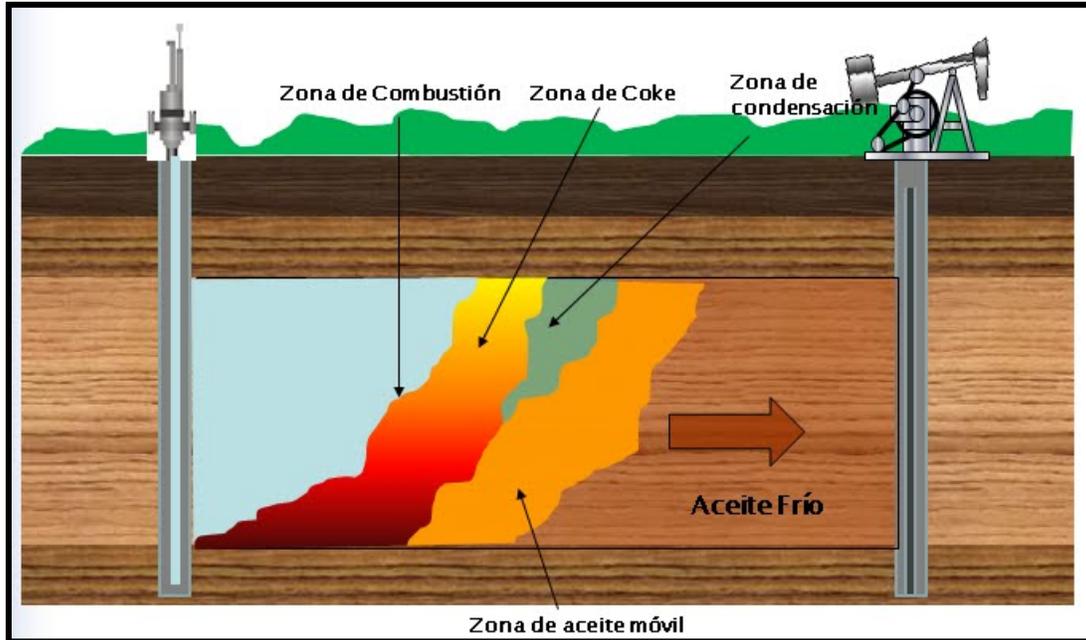


Imagen 5.20. Esquema del frente de combustión en un yacimiento.

Usualmente la combustión in-situ dados los efectos de gravedad tiene mayor grado de influencia en sentido horizontal que vertical; el aumento repentino de la temperatura en las cercanías del pozo producen costos adicionales y dificultades en la operación en el pozo.

Dados los efectos y reacciones que se presentan en este proceso de combustión se tienen problemas como corrosión, por la producción de los gases generados por la reacción tenemos que la eficiencia de las bombas disminuye a causa de problemas mecánicos, abrasión, erosión, haciendo una restricción para este método la alta producción de gas.

Un avance de la combustión in-situ es la inyección de agua con aire, lo cual es llamado combustión húmeda. En este proceso el agua ayuda a transportar la acumulación de calor en el proceso de combustión por debajo de las arenas lo cual contribuye a incrementar la eficiencia del proceso. La distribución de calor en un proceso Insitu puede apreciarse en la **Imagen 5.21**.

Ya la innovación este proceso se ha realizado exitosamente un número contado de ocasiones, la implementación del método no es muy empleada ya que las pérdidas de calor en las cercanías del pozo y en la formación causan una caída de temperatura significativa lo cual reduce la efectividad del método en la búsqueda de la reducción de la viscosidad.

El calentamiento del pozo es utilizado para incrementar la temperatura en las cercanías a él, pero esto usualmente no es muy utilizado; por lo cual está siendo probado en campos como Kaparuk^{5.13} en Alaska.

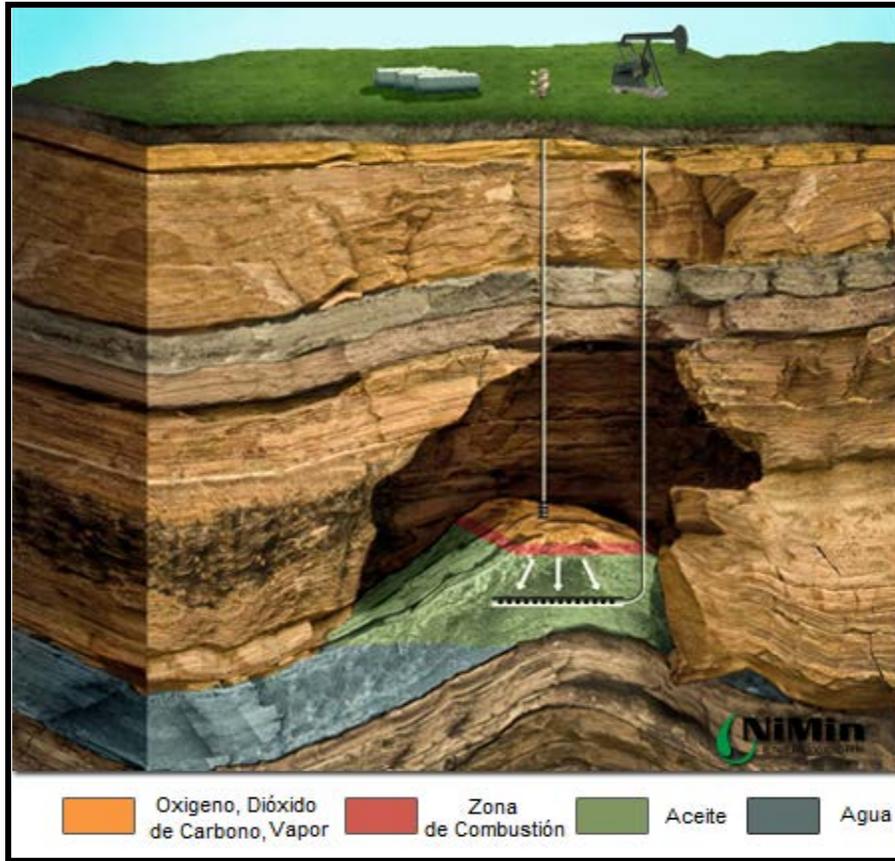


Imagen 5.21. Distribución de calor en un proceso de combustión insitu.

Una de las razones por las que este método suele fracasar en su implementación, es el limitado control que se puede tener sobre el frente de combustión, dado que puede salirse de control causando daños irreversibles a los pozos; y en caso de que uno de estos sufriera fracturas, existe el riesgo exposición a gases calientes en superficie.

El uso de este método implica otros percances como la producción de emulsiones y un alto contenido de metales pesados (que no se degradan por la combustión) los cuales son difíciles de remover en los procesos de refinación.

La combustión insitu reduce el consumo de gas natural para la generación de vapor, sin embargo, sigue requiriendo enormes cantidades de energía para los procesos de compresión y bombeo a la formación.

5.3. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN

Para una óptima selección del método de recuperación es necesario un análisis sistemático de los datos técnicos disponibles del yacimiento, para poder analizar las opciones y consideraciones financieras, mercadotécnicas y ambientales necesarias para el desarrollo de la estrategia de producción. La mejor forma para ejecutarlo es teniendo una adecuada caracterización, modelado y simulación del yacimiento, acompañados de la realización de estudios piloto.

La alta viscosidad y una baja relación de gas disuelto en el aceite son factores de gran influencia en el factor de recuperación de un yacimiento, así como el método de recuperación que se empleara para cada uno.

Para tener un buen criterio durante la selección del método de recuperación, es necesario contar con información suficiente y confiable sobre la roca, el tipo de fluidos que ésta contiene y sobre todo, con la formación adecuada; algunos de los factores o características que debemos tomar en cuenta son:

- Propiedades de los fluidos.
- Continuidad de la formación.
- Mecánica de las rocas.
- Tecnologías para la terminación.
- Alternativas para la terminación de pozos.
- Diferentes escenarios de la producción del yacimiento.
- Reservas.
- Consideración de las instalaciones superficiales.
- Costos de generación de energía.
- Afectaciones ambientales.

Dependiendo de las características del yacimiento como la temperatura, profundidad y la densidad del fluido entre otras, se deberá analizar qué método de recuperación es el más adecuado ya sea uno térmico para una alta viscosidad del aceite o un método en frío considerando la profundidad del yacimiento y la temperatura del mismo.

Una herramienta de apoyo muy importante es la simulación, la cual nos permitirá observar los diferentes escenarios de producción, distribución de y tipo de pozos, que se podrían utilizar mostrándonos los posibles resultados a obtener con cada uno de los métodos de recuperación disponibles en ese momento. De esta manera se observarán los pros y los contras de las diferentes alternativas, facilitando la visualización de la opción más viable y rentable para el desarrollo del campo o yacimiento.

Con estas simulaciones se pueden obtener las variables más sensibles para cada escenario y con ello estimar los rangos de variación y riesgo posible para cada una de las alternativas evaluadas; de esta manera se tendrá una evaluación económica confiable, permitiendo que las inversiones se

realicen de forma óptima, maximizando los gastos de producción y las instalaciones implementadas.

Para optimizar los diferentes métodos de recuperación térmica se recurre a sistemas artificiales de producción, con terminaciones especiales par altas temperaturas, como con nuevos métodos de monitoreo y control del vapor en el yacimiento así como herramientas para la medición de temperatura, presión y resistividad profundas; estas nuevas tecnologías han sido de suma importancia para la industria petrolera, ya que ayudan a obtener una mejor distribución de los recursos económicos disponibles así como la recuperación de mayores volúmenes de producción.

5.4. FUENTES

REFERENCIAS

- 5.1.- Schlumberger; "Oilfield review"; La importancia del petróleo pesado; otoño de 2006; página 40, 42.
- 5.2.- Artículo "Yacimientos de petróleo pesado"; página 33.
- 5.3.- Schlumberger; "Oilfield review"; La importancia del petróleo pesado; otoño de 2006; página 41.
- 5.4.- Artículo "Yacimientos de petróleo pesado"; página 41.
- 5.5. - Working document of the NPC global oil and gas study; july 2007; página 33.
- 5.6. - Working document of the NPC global oil and gas study; july 2007; página 34.
- 5.7.- Abreu Tomas, Muñoz Francisco, Silva José, Loreto Eduardo: Apuntes Recuperación secundaria; UNAM; Facultad de Ingeniería.
- 5.8. - Canada's oil sands opportunities and challenges to 2015: an update.
- 5.9.- Artículo "Yacimientos de petróleo pesado"; página 42.
- 5.10. - Farouq ali s. M.: Practical heavy oil recovery; University of Alberta; Edmonton, Alberta T6G" G6.... página 3-1.
- 5.11. - Working document of the NPC global oil and gas study; july 2007; página 43.
- 5.12.- Petroleum, La revista petrolera de América Latina; El camino hacia la recuperación del petróleo pesado; junio 2009; página 29.
- 5.13. - Farouq ali s. M.: Practical heavy oil recovery; University of Alberta; Edmonton, Alberta T6G" G6.... página 3-2.
- 5.14. - Working document of the NPC global oil and gas study; july 2007; página 44.
- 5.15. - Working document of the NPC global oil and gas study; july 2007; página 42.

IMÁGENES

Imagen 5.1.- Missoula Editor ; <http://missoulaeditor.com/?p=1529> ; 28 de febrero de 2012; 16:30 hrs.

Imagen 5.2.- Mining Technology - <http://www.mining-technology.com/projects/syncrude/> ; 28 de febrero de 2012; 16:05 hrs.

Imagen 5.3.- Dusseault, Maurice; “Mechanisms of massive sand production in heavy oils”; 2002.

Imagen 5.4.- Dusseault, Maurice; Mechanisms of massive sand production in heavy oils; 2002.

Imagen 5.5.- PDVSA-CIED ; <http://www.monografias.com/trabajos39/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml> ; 29 de Febrero de 2012 12:30 hrs.

Imagen 5.6.- <http://unitedcentrifuge.ca/products/page3.html> ; 29 de Febrero de 2012 12:15 hrs

Imagen 5.7.- Power environmental energy research institute. PEER ; <http://www.peeri.org/industrial/surfactant.htm> ; 29 de Febrero de 2012 12:50 hrs.

Imagen 5.8.- Power environmental energy research institute. PEER ; <http://www.peeri.org/industrial/surfactant.htm> ; 29 de Febrero de 2012 12:50 hrs.

Imagen 5.9.- <http://sylvatex.com/sylvatex-technology/sylvatex-micro-emulsion-vs-macro-emulsion/> ; 1 de marzo de 2012, 15:30 hrs.

Imagen 5.10.- <http://www.textoscientificos.com/petroleo/recuperacion> ; 29 de Febrero de 2012 11:50 hrs

Imagen 5.11.- Imagen basada en “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”, Magdalena Paris de Ferrer.

Imagen 5.12.- Osorio Simpe Rafael: Oil and natural gas industry; UNI Peru ; <http://www.petroblogger.com/2010/07/inyeccion-piloto-de-agua.html> ; 1 de marzo de 2012 11:11 hrs.

Imagen 5.13.- La coalición petrolera; <http://lacoalicionpetrolera.blogspot.com/2012/02/schlumberger-eclipse-simulation-20101.html> ; 2 de marzo, 2012.

Imagen 5.14. - Schlumberger; Oilfield review; otoño 2006 ; página 43.

Imagen 5.15.- Artículo “Yacimientos de aceite pesado”; Invierno 2002-2003; página 35.

Imagen 5.16.- <http://www.worldoil.com/October-2006-Whats-new-in-production.html>; 02 de marzo de 2012; 4:40 hrs.

Imagen 5.17.- Schlumberger ; Oilfield review ; otoño 2006 ; página 43.

Imagen 5.18.- Conoco Phillips; <http://www.conocophillips.com/EN/susdev/ethics/oilsands/Pages/index.aspx> ; 05 de marzo de 2012; 14:50 hrs.

Imagen 5.19.- New energy and fuel ; <http://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2009/08/13/at-conocophillips-oil-sands-site/>; 6 de marzo de 2012, 12:00 hrs.

Imagen 5.20.- <http://combustioninsitu.blogspot.com/2010/07/los-procesos-de-combustion-in-situ-han.html>; 2 de marzo de 2012, 17:25 hrs.

Imagen 5.21.- Refinery news ; <http://refinerynews.com/nimin-finds-technique-to-super-enhance-oil-recovery/> ; 2 de Marzo de 2012, 17:30 hrs.

CAPÍTULO VI

TÉCNICAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA ACEITE PESADO

Dependiendo de la presión que se tenga en el yacimiento, se tendrán pozos con un aporte natural los cuales son conocidos como pozos fluentes. En caso de que la presión no sea suficiente para llevar los hidrocarburos del fondo del pozo a la superficie se tendrá un pozo no fluente; en este caso, dependiendo de las condiciones tanto del pozo como del yacimiento, se implementará la instalación de un sistema artificial de producción, ejemplo de estos son las Bimbas (**Imagen 6.1**), que es un sistema mecánico. Los sistemas artificiales de producción, son fuentes de energía externa dirigida al pozo, para transportar los hidrocarburos a la superficie, con el objetivo de optimizar técnica y económicamente la producción del yacimiento en cuestión, por medio de un funcionamiento seguro y haciendo una buena distribución de los recursos disponibles.



Imagen 6.1. Ejemplo de la implementación de sistemas artificiales.

Para que esto se logre, la presión debe ser capaz de desplazar los fluidos a través del yacimiento para que estos lleguen al pozo, debe ser capaz de levantar la columna hidrostática del fluido que se encuentra en el pozo; así como de vencer la fricción que se genera entre el fluido y el pozo.

Estos factores son críticos en yacimientos de aceite pesado, ya que al tener rangos de viscosidad elevados, presentarán mayores valores de fricción así como un elevado peso de la columna hidrostática, por lo cual la existencia de pozos fluyentes en yacimientos de aceite extrapesado y bitúmenes son muy raros o escasos, propiciando que para estos yacimientos se tengan que implementar métodos de recuperación mejorada o sistemas artificiales de producción; algunos de estos elementos se muestran en la **Imagen 6.2**.

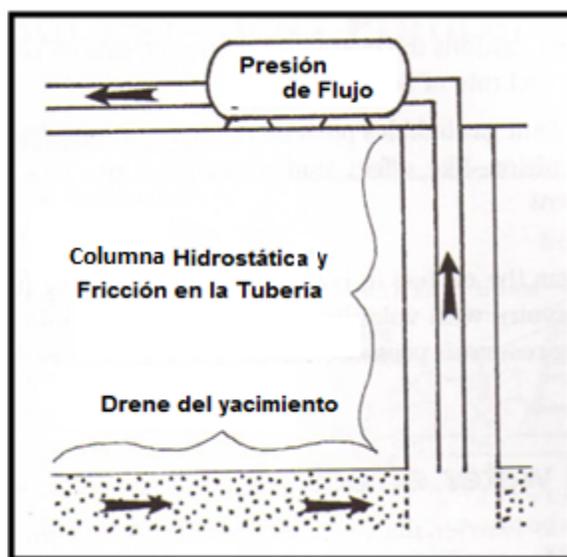
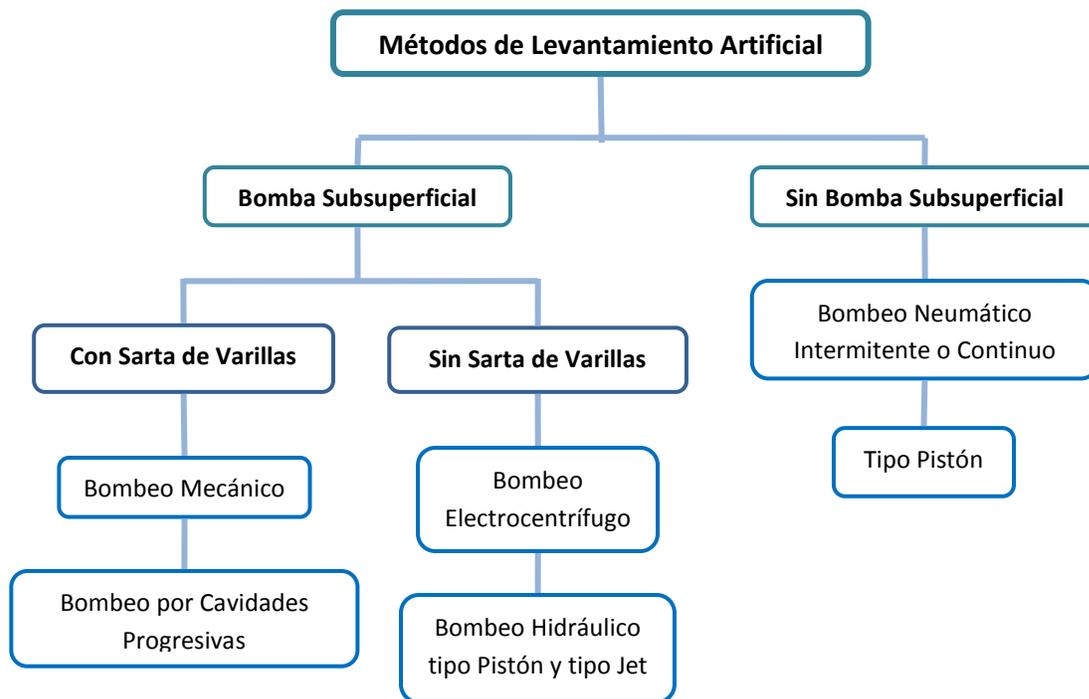


Imagen 6.2. Elementos que influyen en pozos fluyentes.

Sistema artificial de producción: A todos aquellos dispositivos o fuentes que proporcionen energía adicional a los fluidos en el pozo para transportarlos a la superficie y/o incrementar las tasas de producción, son usualmente denominados como Sistemas Artificiales de Producción, que en lo sucesivo se hará referencia a ellos como SAP.

El propósito de dichos sistemas dentro del pozo es levantar la columna de fluidos o disminuir la densidad de esta para incrementar el ritmo de producción en yacimientos maduros, o aquellos donde la presión del yacimiento no es suficiente para alcanzar los volúmenes de producción deseados. Y en otros casos, como los yacimientos de aceites pesados y extrapesados, estos sistemas se implementan en combinación con métodos de recuperación ya que se busca el desplazamiento de los fluidos hacia el pozo, y una vez ahí, lograr transportarlos a superficie por medio de un SAP.

Una forma común de clasificar los SAP's es por medio de la ubicación de la bomba: ^{6.1}



Equipo Superficial

Son todos aquellos elementos que se encuentran localizados en superficie; dependiendo de su función, estos se sitúan en el cabezal del pozo, Tuberías de producción, línea de descarga, o sus inmediaciones. Por lo que su mantenimiento y reemplazo resulta una tarea sencilla.

Dependiendo del SAP en cuestión, su complejidad, y el espacio que ocupen puede variar drásticamente, representando un factor importante en la selección, ya que en ocasiones no se cuenta con las dimensiones óptimas para las instalaciones correspondientes.

La finalidad de la instalación de este equipo, es realizar el control y regulación de elementos como gas, corriente eléctrica, fluidos, etcétera, con los cuales trabajara el sistema artificial de producción; también, se utiliza como medio de control de los fluidos producidos por el pozo, para poder dirigirlos de forma adecuada y segura a la siguiente etapa correspondiente de producción.

***Referencias al final del capítulo**

Equipo Subsuperficial

En contraste con el equipo anterior, este engloba todos los elementos que se sitúen en el interior del pozo, sin importar la profundidad a la que se encuentren. Por ejemplo, tuberías, cables, sensores, válvulas, mandriles, etc.

Este equipo es fundamental para el buen funcionamiento del sistema artificial en el pozo; ya que por medio de él se harán llegar elementos como gas, energía eléctrica, agua o aceite, entre otros, dependiendo los requerimientos del sistema; con ello se busca que la vida operativa del sea la planeada y que se encuentre en buenas condiciones de operación, con el fin de lograr que la producción se mantenga o se incremente.

Algunos de estos son muy delicados y sensibles, haciendo de algunos SAP's más sofisticados que otros, pues el mantenimiento o reposición de estos elementos reduce o suspende la producción por tiempos considerables, además de que se trata de componentes altamente costosos.

Ya que los yacimientos de aceite pesado y extrapesado contienen fluidos con características peculiares, como altas viscosidades, alto contenido de contaminantes, entre otras, el uso de un sistema artificial inadecuado resultará en bajos o nulos incrementos de producción, repercusiones en las instalaciones tanto del pozo, como del sistema artificial; por ello el uso de SAP's suele limitarse a los descritos a continuación.

6.1. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN SAP

La Selección de un SAP es una etapa importante para la prolongar la vida productiva en un yacimiento, ya que por medio de este se podrán incrementar o restablecer los volúmenes de producción esperados del yacimiento; por lo tanto, es importante conocer las características del yacimiento, de los fluidos producidos, así como las del pozo, con el fin de encontrar el sistema más conveniente bajo condiciones técnicas y económicas.

Para realizar una adecuada selección del SAP es necesario analizar los siguientes aspectos:^{6.1}

- Características de producción
- Propiedades de los fluidos
- Características del yacimiento
- Características del pozo
- Requerimientos energéticos
- Localización
- Equipo superficial
- Problemas operacionales

Condiciones técnicas a considerar

Para decidir que SAP es el más apropiado, es necesario conocer y analizar características y propiedades como:

- Gasto de flujo
- Relación gas-aceite
- Porcentaje de agua
- Grados API y viscosidad
- Profundidad y temperatura del pozo
- Condiciones de la tubería de revestimiento
- Tipo de pozo (vertical o desviado)
- Producción de arenas, ceras, corrosión, emulsión, etc.
- Tipo y calidad de energía disponible
- Condiciones ambientales
- Infraestructura existente

Buscando el correcto funcionamiento del SAP, reduciendo al máximo daños tanto a las instalaciones del sistema artificial, al personal operativo, el pozo y medio ambiente que lo rodea. Pues esto podría implicar mayores costos operativos y pérdidas, y de situarse en una zona urbana o ecológicamente vulnerable, serios problemas legales y económicos, repercutiendo en el desarrollo del proyecto y la imagen de la empresa que lo opere.

Una vez que se ha seleccionado el método de levantamiento artificial que se cree adecuado, debe seguirse una metodología para su apropiada instalación, supervisión y evaluación, durante y al término de su aplicación en la producción: ^{6.1}

1. Selección del sistema artificial de producción
2. Diseño del sistema artificial de producción
3. Implementación del SAP en campo
4. Monitoreo de los datos de producción
5. Monitoreo del funcionamiento del equipo
6. Evaluación integral del SAP instalado

Esto para determinar si fue una elección acertada, y que tan conveniente sería su posterior aplicación en yacimientos y pozos bajo condiciones similares.

Así como los pozos productores, la estructura de los sistemas artificiales de producción puede dividirse de acuerdo a su ubicación, en equipo superficial y subsuperficial.

6.2. BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (BEC)

Inicialmente conocido como REDA (Russian Electrical Dynamo Arutunoff) fue establecido en 1930 por Armais Arutunoff, inventor del motor sumergible.^{6.1}

En la industria petrolera, el bombeo electrocentrífugo sumergible, BEC o ESP por sus siglas en inglés (Electric submergible Pump) es quizás el más conocido y efectivo de los sistemas artificiales de producción, particularmente en pozos con baja presión de fondo, bajos puntos de burbuja y RGA, baja gravedad API de los fluidos producidos y un alto corte de agua. Por consiguiente, una excelente opción para pozos productores de crudos pesados.^{6.2}

Durante los últimos años, este método se ha forjado una merecida reputación por reducida necesidad y costos de mantenimiento, que lo hacen mantener ritmos de producción constantes.

El equipo de este método de levantamiento artificial consta, a grandes rasgos, de un motor eléctrico, una bomba centrífuga multietapa, un sofisticado cable eléctrico, cajas de unión, tableros de control y transformadores; siendo el motor el de mayor importancia para garantizar su eficiencia y vida útil.

Principio de funcionamiento

Este sistema artificial se basa el uso de una bomba multietapas, la cual opera en posición vertical. Y aunque sus características de construcción y operación han pasado por constantes modificaciones, su principio de funcionamiento se mantiene; tanto para bombas mixtas como radiales, tras someter los fluidos producidos a grandes fuerzas centrífugas producidas por alta velocidad rotacional del impulsor, pierden su energía cinética en el difusor, donde ocurre una conversión de energía cinética en presión.

Una bomba en sí, es una unidad multi-etapas, determinadas en orden a los requerimientos del pozo. Cada etapa consiste en un impulsor con cierta dirección y un difusor que dirige el flujo hacia la siguiente etapa de la bomba. Las bombas pueden variar ampliamente en tamaño; en diámetro oscilan entre 90 mm (3.5 pg) y 254 mm (10 pg), teniendo un rango de longitud que va desde 1 metro hasta 8.7 metros (29 pies). El motor empleado para accionar la bomba es típicamente trifásico, de inducción, de caja de ardilla, y rangos de potencia entre los 7.5 kW y 560 kW (a 60 Hz).^{6.3} Los principales elementos que componen este sistema se muestran en la **Imagen 6.3**.

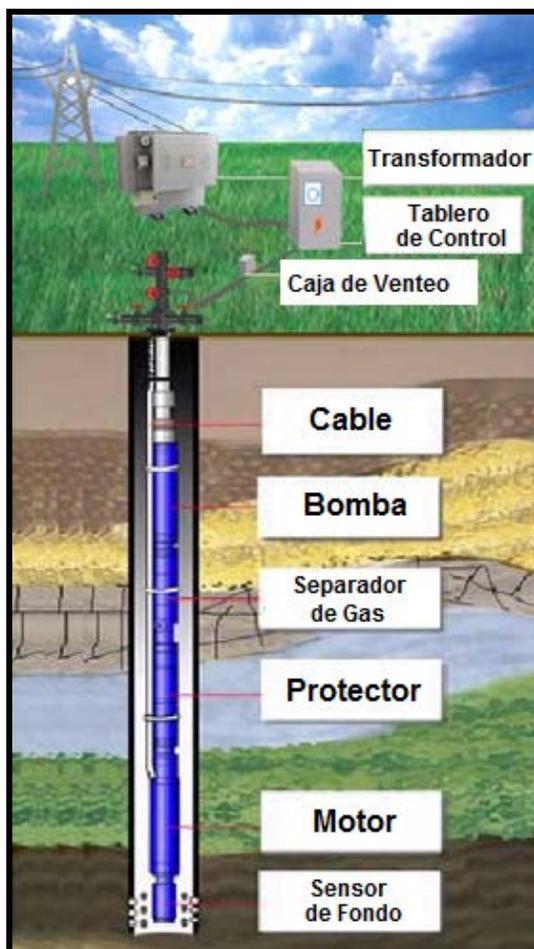


Imagen 6.3. Estructura de un BEC convencional en un pozo terrestre.

Componentes del sistema

Transformador: Realiza el cambio del voltaje primario de la línea eléctrica al voltaje adecuado que requiere el motor.

Tablero de control: El control del aparato de producción en el fondo del pozo se realiza por medio de este elemento, la complejidad del mismo dependerá del grado de control y seguridad que se desee tener ya que en algunos casos solo se cuenta con un botón de encendido y apagado y un fusible para sobrecalentamiento o puede ir equipado con indicadores de sobrecalentamiento, cambios de presión, temperatura, etc.

Variador de frecuencia: Este permite realizar cambios en la frecuencia fija de la onda de corriente alterna lo cual ayuda a mejorar las condiciones de arranque del motor reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba así como contar con mayores velocidades de operación de la misma también ayuda a proteger al equipo de las variaciones eléctricas.

Caja de venteo: Esta permite realizar la conexión del cable de energía del equipo de superficie con el cable de potencia del motor, en caso de gas fluyente a través del cable de potencia, se

venteará a la atmosfera por medio de este componente con el fin de que el gas no llegue al tablero de control; lo cual podría generar accidentes dado la instalación eléctrica.

Cable de potencia: Por medio de este se realiza la transmisión de la energía desde la superficie al motor así como señales del fondo del pozo, ejemplo de esto son la presión y temperatura. Este se encuentra cubierto con materiales especiales que le brindan protección en contra de daños químicos, mecánicos y abrasivos. Cuenta con una gran capacidad de aislamiento por lo cual tiene altas tolerancias a elevadas temperaturas; la selección de este es un factor de suma importancia en la implementación del SAP, ya que es uno de los componentes más costosos y una selección errónea o no adecuada generará que el sistema no funcione de manera óptima.

Bomba sumergible: Esta es una bomba centrífuga de etapas múltiples, el tamaño del impulsor dependerá del tipo de fluido que se manejará, este elemento es muy importante para el buen funcionamiento de este elemento del SAP. La selección de este aditamento se verá influido por factores como el tamaño de la TR, frecuencia de la corriente eléctrica, gasto deseado, viscosidad del fluido, entre otros.^{6.1} En el caso de fluidos viscosos se suelen implementar bombas de mayor tamaño, ya que estas proporcionan un empuje más grande menores costos y un rango de eficiencia mayor.

Separador de gas: Este dependerá de la cantidad de gas libre con el fin de impedir el paso de este a la bomba. Se tienen tres tipos de separadores los estáticos, dinámicos y VORTEX, los cuales realizan la separación del gas por medio de la inversión de flujo, por centrifugación y por efecto de remolino (vortex).

Protector: Este aditamento evita que los fluidos del pozo ingresen al motor ayudando a que el fluido del motor se contamine, transmite el torque desarrollado en el motor hacia la bomba. Si la selección de este no se realiza adecuadamente, la vida útil del sistema se verá reducida.

Motor: Este es de jaula de ardilla con dos polos de inducción y trifásico, estos son de diámetros pequeños ya que se va instalado en el interior de la TR, se encuentra lleno de aceite mineral altamente refinado o aceites sintéticos, con el fin de lubricar su interior transferir el calor, manteniendo bajo condiciones óptimas de operación. La carga a la cual este sometido será de gran influencia en el desempeño y vida útil del motor.

Sensores de fondo: Se emplea para monitorear la presión en el punto donde se encuentre ubicado el sensor; así como la presión que se tiene en la entrada de la bomba, esto nos permitirá analizar las condiciones de operación del sistema si se realizan cambios en la velocidad de trabajo de la bomba.

A pesar de su efectividad y promovido empleo en muchos campos, existen ciertas condiciones en las que este sistema puede fallar, por ejemplo, un nivel de fluidos insuficiente en el fondo del pozo, lo que ocasiona que el motor se sobrecaliente y en el peor de los casos, se queme. Una alta producción de gas y/o sólidos que por un mal funcionamiento del separador, llegan a la bomba y esta se traba. Al suscitarse un cambio drástico de viscosidad, puede generarse una sobrecarga en

el eje de la bomba, generando el colapso de éste. No obstante cambios súbitos en la densidad, presión superficial y otras propiedades pueden dañar severamente al equipo. Culminando en el reemplazo de uno o varios componentes del sistema, representando altos costos por detener la producción, extraer el equipo subsuperficial y sustituir piezas necesarias. En la **Imagen 6.4** se muestra la dificultad que la sustitución de piezas puede representar.

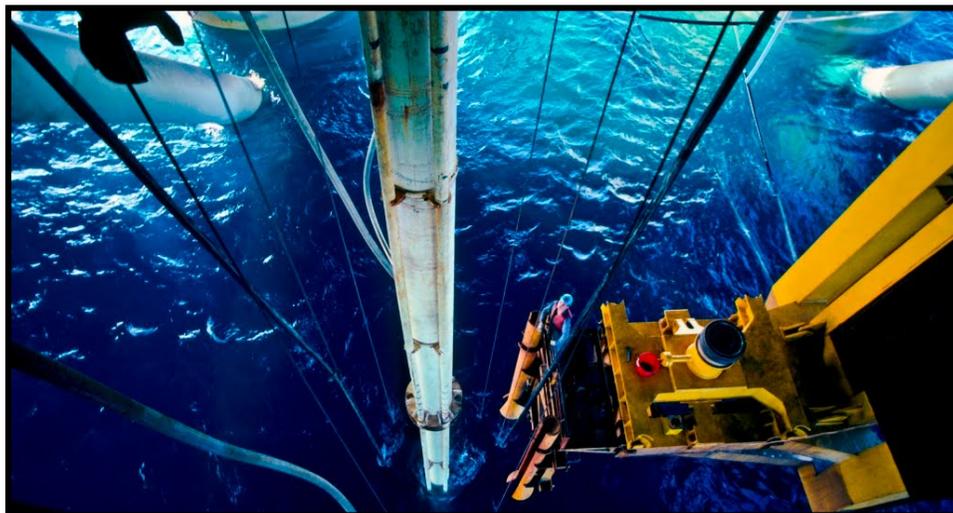


Imagen 6.4. Instalación de un BEC en un pozo marino.

Estos, y otros problemas operativos pueden diagnosticarse mediante cartas de amperaje (**Imagen 6.5 y 6.6**); obtenidas por registradores de amperaje (amperímetro análogo) en el tablero de control.

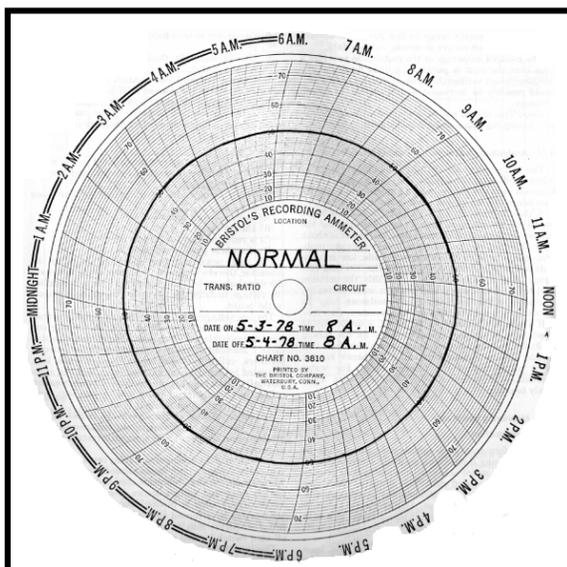


Imagen 6.5. Carta de amperaje de un pozo operando a condiciones normales.

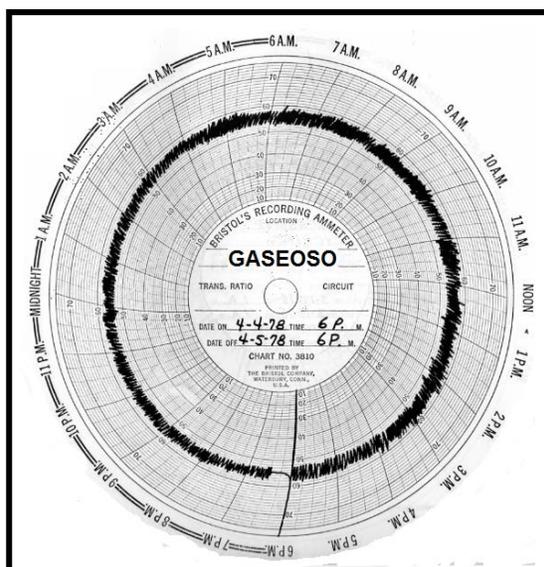


Imagen 6.6. Carta de un pozo con alta producción de gas.

Al obtenerse las cartas de amperaje, nunca debe proceder a tomar una decisión precipitada hasta determinar con exactitud la causa del problema, pues una misma irregularidad en las cartas, puede ser consecuencia de diferentes condiciones en el pozo, en el quipo o los fluidos de producción.

Generalidades del Bombeo Electrocentrífugo (BEC)	
Principio de Funcionamiento	<p>Se basa el uso de una bomba multietapas (accionada por un motor eléctrico) que opera en posición vertical, tanto para bombas mixtas como radiales, tras someter los fluidos producidos a grandes fuerzas centrífugas producidas por alta velocidad rotacional del impulsor, los fluidos pierden su energía cinética en el difusor, donde ocurre una conversión de energía cinética en presión que los hace llegar a superficie.</p>
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos con baja presión de fondo, bajos puntos de burbuja y RGA. • Baja gravedad API de los fluidos producidos • Alto corte de agua • Pozos profundos; marinos y terrestres
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Altos requerimientos de energía • Costosa instalación y reemplazo de componentes, principalmente el cable. • No apto para producción de gas.
Campo de aplicación	<p>Yacimientos de crudos pesados, en los que no exista producción considerable de gas asociado, arenas o sólidos.</p> <p>Pozos profundos en tierra, o en marinos con altos tirantes de agua.</p> <p>Apto para uso en zonas urbanas por su reducido tamaño, no implica riesgos mayores a la zona aledaña y requiere mucha energía eléctrica.</p>

6.3. BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

Desarrollado a finales de los años 20's por René J. Moineau, ^{6.1} este es empleado con aceites pesados con cortes de arena de hasta 50%, aceites medios con bajos contenidos de ácido sulfhídrico, yacimientos maduros con flujo de agua, aceite ligero con bajo contenido de aromáticos, etc.

Dentro de sus ventajas, se tiene que puede desplazar fluidos altamente viscosos con concentraciones considerables de sólidos y bajo contenido de gas libre, por el movimiento de bajas proporciones, la generación de emulsiones por efectos de agitación se ve reducida, los costos de este sistema son relativamente bajos. Algunas de sus limitaciones es la tasa máxima de producción que es alrededor de 6825 BPD, con profundidades máximas de operación de 2000 metros y temperaturas de 170 °C. ^{6.1}

Este sistema, a diferencia de otros SAP's, puede emplearse en pozos desviados, con un solo inconveniente; habrá puntos en los que la sarta de varillas rose o esté en contacto directo con la tubería de producción, produciendo un desgaste mutuo. Por lo tanto se debe tomar en cuenta el ángulo de desviación del pozo durante el diseño de la aplicación de este sistema.

En la aplicación para aceites pesados se manejan densidades menores a los 18 °API con viscosidades que van de 500 a 15000 cp y profundidades de 300 a 800 metros, con bajo contenido de aromáticos y RGA. Dado que puede transportar aceites tan viscosos, aun mezclados con arenas y sólidos; el torque y las cargas sobre la bomba y la sarta de varillas aumenta sustancialmente. Implicando que sea de suma importancia un diseño apropiado que considere la relatividad y desempeño de un sistema tradicional de cavidades progresivas adecuado a yacimientos profundos y poco consolidados de aceites pesados.

Principio de funcionamiento

El bombeo por cavidades progresivas radica en el transporte de fluidos por medio del movimiento ascendente de cavidades; estas son volúmenes lenticulares, espirales y cerrados creados que se forman entre los espacios vacíos del rotor y el estator^{6.1}. La presión aumenta linealmente desde la entrada de fluidos a la bomba o succión, hasta la descarga.

El volumen de bombeo suele ser constante, ya que se debe a un arreglo consecutivo de cavidades idénticas; donde una cavidad termina, comienza la próxima cavidad, este efecto es mejor conocido como flujo de desplazamiento positivo sin pulsaciones; así, por cada revolución del rotor, se genera el desplazamiento del fluido contenido en una cavidad, y la succión en la cavidad de fondo.

La capacidad de la bomba radica en la cantidad de cavidades que esta posea, sus componentes se ilustran en la **Imagen 6.7**.

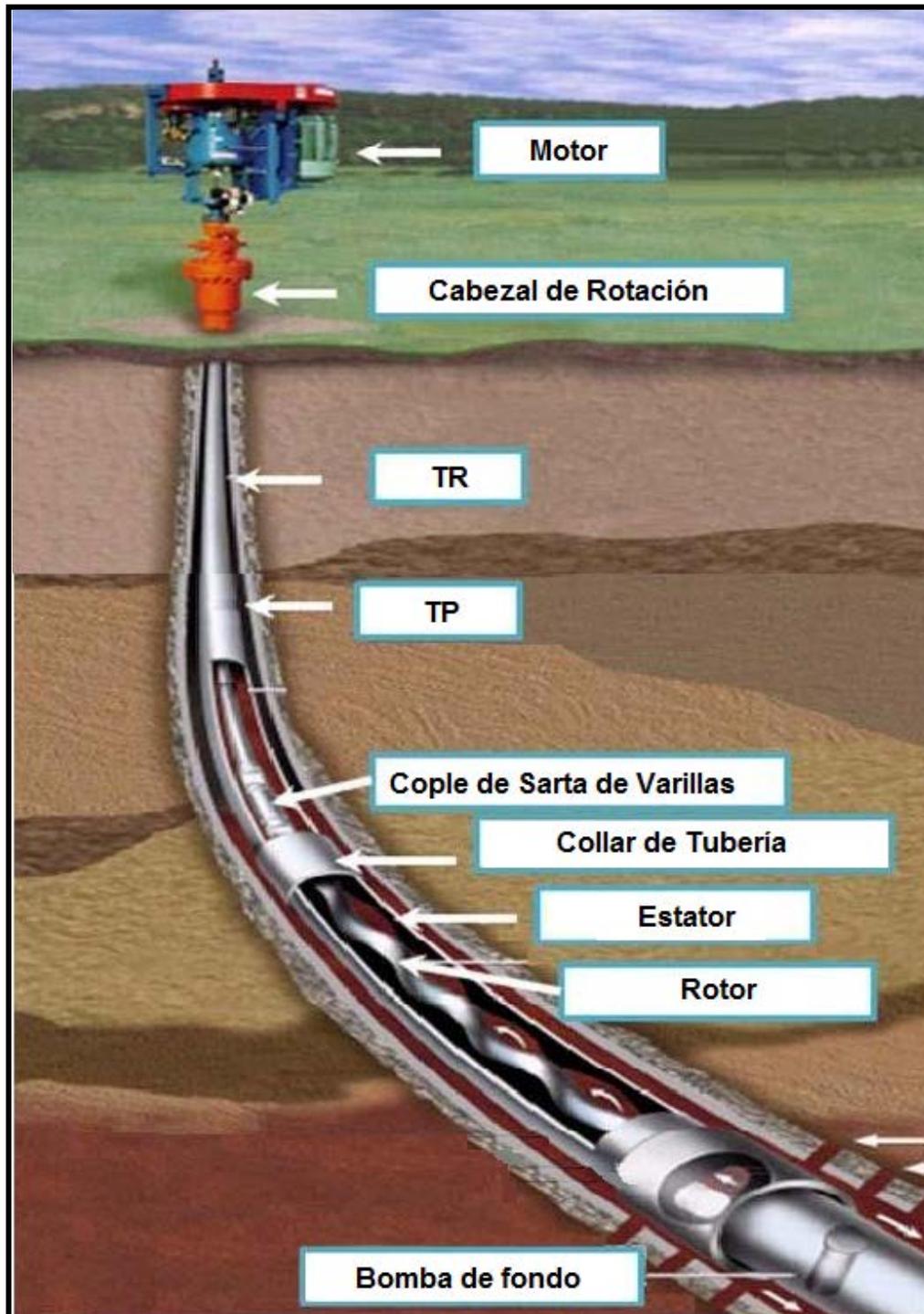


Imagen 6.7. Componentes de un sistema PCP convencional.

Componentes del sistema

Motor: este puede ser eléctrico, hidráulico o de gas dependiendo de los fluidos que se van a producir, así como la ubicación y suministro de energía disponible.

Cabezal de rotación: Por medio de este se genera el soporte para el peso de la sarta de varillas así como la transferencia de energía para el movimiento de la misma; también soporta los efectos de la acción de la bomba y funciona como un sello entre el fluido del pozo y la superficie.

Poleas y bandas: En los motores eléctricos, estas transmiten el movimiento desde el motor, hasta la varilla pulida, generando la rotación de esta.

Estopero: Parte del cabezal de rotación, en conjunto con el sello mecánico, este evita fugas del fluido de pozo entre la tubería de producción y la varilla pulida.

Varilla pulida: Soporta el peso de la sarta de varillas y la acción de la bomba además de Transferir la energía para mover la sarta de varillas y soporta el efecto del mecanismo de frenado.

Varillas: Generalmente están hechas de acero, no obstante suelen usarse otros materiales para ambientes abrasivos. Su diámetro estará en función del modelo de la bomba, la carga hidráulica y el diámetro interior de la TP, y su longitud puede ser de 30 o 25 pies.

La composición y resistencia de estas es de gran importancia, ya que están permanentemente sometidas a deformación torsional y elongación por tensión.

En el caso de crudos pesados y extrapesados, suelen emplearse varillas huecas, las cuales se caracterizan por tener una mayor resistencia a la torsión por altas cargas, reduciendo costos operativos además de permitir la inyección de diluyentes u otras sustancias que faciliten el bombeo de este tipo de aceites.

Separador de gas: Se instala para incrementar la producción de líquidos en caso de que la producción de gas sea muy alta, ya que ayuda a reducir los efectos de corrosión y abrasión en las varillas, TP y TR, y alarga la vida útil del elastómero ya que favorece su lubricación reduciendo el calentamiento por burbujas de gas.

Bomba: Ésta se compone por rotor que es la pieza interna la cual se conecta con la sarta de varillas, y estator que es la parte externa, que se encuentra cubierta por un elastómero, el cual es un polímero elástico, considerado como la parte fundamental de la bomba. Este hace posible que exista un sello entre cavidades, ya que permite la interacción entre el rotor y el estator sin que estos se dañen mutuamente. Su material de fabricación depende de la temperatura, densidad de fluidos, corte de agua, RGL, producción arena y otros compuestos.

Las proporciones de esta se determina por la proporción de los lóbulos, el diámetro del rotor, el paso del estator y la excentricidad de estos, que es la distancia entre sus ejes.

El rotor tiene una forma helicoidal, el cual se encuentra dentro del estator y gira excéntricamente (**Imagen 6.8**), lo que genera una serie de cavidades las cuales se encuentran selladas desde la succión hasta la descarga por el elastómero que recubre el estator.



Imagen 6.8. Introducción de un rotor en el estator de una bomba próxima a instalarse.

El rotor puede ser un lóbulo o multilobular mostrado en la **Imagen 6.9**, la estructura dependerá del tipo de fluidos que se desee producir, el estator siempre tendrá un lóbulo más que el rotor; Ya que el área entre el rotor y el estator permanece constante a lo largo de la longitud de la bomba, se tiene un flujo uniforme y no intermitente, el cual dependerá de la velocidad de la bomba.

Para realizar una selección adecuada de la unidad de bombeo

es necesario contar con información como la profundidad a la cual se localizará la bomba, el gasto que se desea obtener, datos del pozo de producción y del fluido; determinar el modelo de la bomba que se empleará así como el diámetro de las varillas y la potencia requerida.

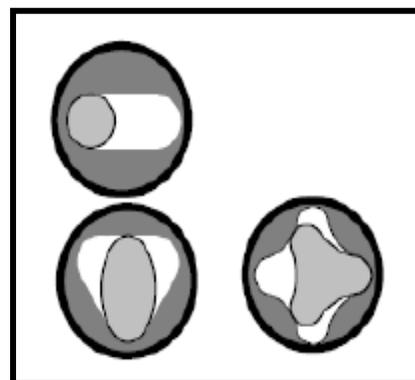


Imagen 6.9. Ejemplos de bomba lobular, y multilobulares.

Una de las partes más sensibles de este sistema es el elastómero, este falla por fatiga dada las cargas dinámicas cíclicas a las que se encuentra sometido; también puede fallar por una mala selección de este durante el diseño al no contemplar los fluidos y las temperaturas con los cuales interactuaría, esto genera que el elastómero comience a degradarse y se desprenda del estator, por consiguiente se genera un desgaste entre el estator y el rotor.

Este sistema también puede fallar por efectos de abrasión, dada la producción de arena u otros sólidos, los cuales se incrustan en el elastómero y/o rayan las paredes del estator y rotor.

Problemas operativos

Algunos de los problemas más comunes son: ^{6.1}

No se tiene producción ni movimiento de la varilla pulida: Podría presentarse debido a un desajuste de las correas y/o poleas, a que se selecciono un motor muy pequeño para la carga de trabajo del equipo o simplemente a problemas eléctricos; para contrarrestar estas fallas se tendrá que realizar un ajuste de las correas y bandas, corroborar que las dimensiones del motor sean las adecuadas y de lo contrario seleccionar un motor adecuado, realizar un diagnostico del sistema eléctrico.

Baja producción con velocidad y torque normales: Esto debido a la sobreestimación de los gastos de producción, una alta relación de RGA, algún hueco en la tubería, que los fluidos del yacimiento sean de una viscosidad considerable; como posibles soluciones se pueden llevar a cabo pruebas de producción para definir cuál es el gasto de flujo adecuado, instalar un separador de gas, realizar la reparación de la tubería pertinente instalar una bomba con mayor capacidad volumétrica.

Que se tenga una producción esporádica con velocidad y torque normales: Esto como resultado de la presencia de latas relaciones de RGA, que se presente un bajo nivel de fluido, producción de arenas o finos a través de la bomba; como posibles soluciones se puede realizar la instalación de un separador de gas, cambiar la bomba de lugar a una profundidad menor o disminuir la velocidad de la bomba.

No existe producción, teniendo baja velocidad y un torque muy alto: Ocasionado por la presencia de escombros atrapados en la bomba o el arenamiento de la misma, que se tengan problemas con el cabezal de rotación; como medidas correctivas se puede realizar la circulación del pozo o elaborar un diagnostico del mecanismo del cabezal.

No existe producción, contando con una velocidad normal y torque bajo: Causado por un bajo nivel de fluido, varillas o varilla pulida partida, un alto asentamiento de la bomba, restricciones en la entrada de la bomba; para contrarrestar estos problemas se puede disminuir la velocidad de la bombeo o la instalación de una bomba de menor tamaño, realizar el reemplazo de las varillas o conexiones dañadas, según las condiciones del pozo reasentar la bomba, realizar la circulación del pozo.

No existe producción, con velocidad y torque normal: esto puede presentarse debido a que la tubería este suelta o partida, que esta tenga algún hueco o que la varilla pulida o varillas estén sueltas o partidas; para ello se puede realizar el reemplazo de las varillas tubería o conexiones dañadas.

A continuación se detalla un caso reciente de la aplicación de BEC en conjunto con PCP en un campo de aceites extrapesados.^{6,7}

Como se mencionó en los primeros capítulos, Venezuela es uno de los mayores productores de aceites pesados en el mundo, siendo su principal zona productiva la faja del Orinoco (para ver su ubicación, consultar al Capítulo II). Hasta 1995 el bombeo mecánico y por cavidades progresivas habían sido los sistemas de levantamiento artificial dominantes, tanto para pozos verticales como desviados. Los rangos de producción de aceite extrapesado se situaban entre los 200 y 600 Bls/día. A causa del incremento en la demanda de hidrocarburos; aun los pesados y extrapesados, se han implementado nuevas tecnologías como la perforación de pozos horizontales para la producción en arenas poco consolidadas. Se introdujo la combinación de bombeo electrocentrífugo sumergible (BEC) y por cavidades progresivas (PCP) para producir altos volúmenes de estos en el área de Cerro Negro, el cual fue utilizado como campo piloto.

Los hidrocarburos extrapesados provenientes de este campo tienen gravedades de 6 a 10°API, viscosidades de 2000 a 5000 cp y temperatura de yacimiento cercana a 130°F. El yacimiento se encuentra a una profundidad de entre 3000 y 3600 pies, con un espesor promedio de 280 pies, presión en el yacimiento de 1126 lb/pg², y una baja RGA de 86 scf/STB. ^a

El 1998 se instaló el primer PCP en el Pozo horizontal CD-38 por PDVSA, este se ilustra en la **Imagen 6.10**, dicho pozo tenía una longitud de 150 pies y una inclinación de 60°. De 1998 a 2005, se instalaron 20 sistemas combinados con la siguiente configuración:

- Bomba: Capacidad Nominal de 6.16 bpd/rpm, ubicada a 5,200 pies de la cabeza del pozo
- Varillas : 1 ¼ " y 25 pies de longitud
- Sensor de fondo (para medición de temperatura y presión)
- TP : 5 ½ "
- Cabezal de Rotación: 2 motores (75 y 150 HP)
- Velocidad variable : 150 HP

Los volúmenes de producción con este equipo oscilaron entre los 800 y 1500 Bls/día, con una presión de bombeo de 500 lb/pg².

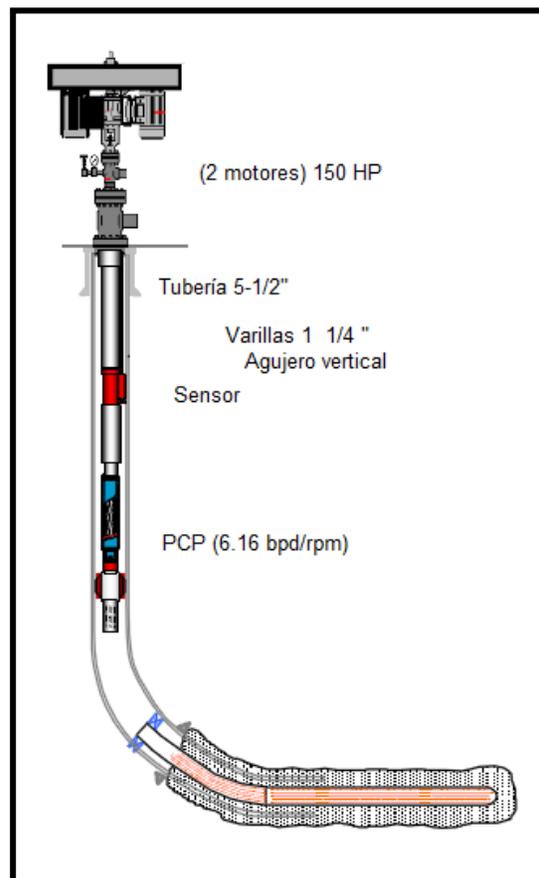


Imagen 6.10. Estado mecánico del Pozo CD-38.

^a.- Pies cúbicos estándar por barril estándar.

Después de las primeras pruebas en los pozos con la instalación los PCP mencionados, en las se registró una vida útil muy corta de las instalaciones y el motor superficial, se decidió variar la ubicación y potencia de este y evitar el uso de una sarta de varillas. Por consiguiente, se rediseño el sistema, utilizando un motor de fondo, de 4 polos, 70 HP y 1535 V en el Pozo horizontal CIB-0257; con un diseño que combina los sistemas de bombeo del BEC con el ya probado PCP. El elemento fundamental de esta innovación, se basó en el protector, el cual tiene la función de que los fluidos de la formación no contaminen al fluido del motor, garantizando el funcionamiento óptimo del sistema.

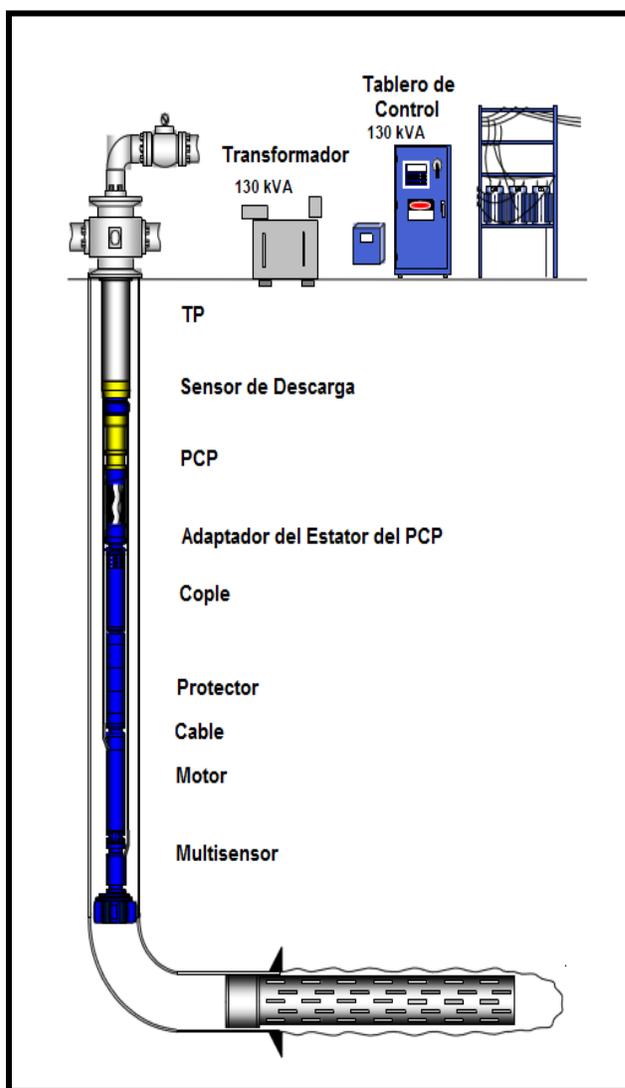


Imagen 6.11. Estado mecánico del Pozo CIB-0257.

El nuevo diseño (**Imagen 6.11**) consistió en:

- Tablero de control: 130 kVA con panel integrado
- Transformador: 130 kVA
- TP: 5 ½ " LTC, J-55
- Sensor de descarga: 4 1/2 " x 1 pie
- Junta de unión: 4 ½ " x 7 pies.
- Bomba: Capacidad Nominal 6.16 pbd/rpm, a 5,200 pies de la cabeza del pozo, x 34 pies.
- Adaptador: 4 ½ " x 0.39 pies.
- Cople: (reducción 4:1) 6.88" diámetro exterior, x 15 pies.
- Protector: Serie 540, 5.4 pies de diámetro exterior, x 8 pies.
- Cable: Galvanizado, Calibre 4, 4 kV.
- Motor: 4 polos, serie 540 (70 HP), 1535 V, 42-A) 5.4 pies de diámetro exterior x 29.5 pies.
- Multisensor: 2 7/8 " , x 3.75 pies.
- Centrador: 2 7/8 " x 4 pies.

Este pozo tiene una sección de producción de 4600 pies, presión de yacimiento de 1200 lb/pg², aceite con viscosidad de 5000 cp a temperatura de yacimiento la cual es de 130 °F, y una RGA de 100 (scf/STB).^a

Para evaluar el diseño mejorado, se realizaron pruebas con frecuencias de 25 – 45 Hz, midiendo parámetros como presión, temperatura, tasas de flujo y parámetros eléctricos para determinar con cual se obtenía la mayor producción de crudo, siendo esta de 1 509 Bls/día a la frecuencia máxima de 45 Hz.

Ya que el parámetro crítico que impulsó a rediseñar el equipo PCP, fue la temperatura que pudiese alcanzar el motor (la cual no debía exceder 240°F), en este caso, gracias a la sustitución del cabezal de rotación superficial por un motor de fondo, fue que a la frecuencia de 45 Hz se alcanzó una temperatura máxima de 176°F, lo que resulto favorable en la aplicación de este innovado diseño.

Otro factor provocó fallas en los primeros equipos PCP convencionales, fue el efecto de vibración en el equipo subsuperficial ocasionado por los altos requerimientos de potencia para elevar la columna de fluidos. Este problema logro mitigarse ya que se eliminó la sarta de varillas, generando que la bomba PCP tenga una demanda de potencia menor, favoreciendo la reducción de vibraciones, permitiendo medirla más claramente para saber el estado del equipo y diagnosticar otras cuestiones operativas.

Comparando el PCP convencional con el equipado con motor de fondo, se analizó el comportamiento de la producción en ambos casos, observando que empleando un motor de fondo, se produjeron de 83 a 111 Bls/día más que con el motor superficial, representando un incremento en la producción del 7 a 10%. Por otro lado, se observaron decrementos en la viscosidad del aceite, de 48 000 cp a 26 400 cp, debido a que el motor de fondo alcanza altas temperaturas, las cuales son transferidas a los fluidos del yacimientos, ayudando a reducir su viscosidad, facilitando el transporte a superficie.

El personal operativo a cargo, concluyó que el motor de fondo implementado en el sistema PCP es una alternativa efectiva para la producción de aceite extrapesado en la faja del Orinoco, y puede ser empleado exitosamente en yacimientos de aceite pesado y extrapesado con tasas de producción de 1 000 a 1 500 Bls/día.

Generalidades del Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)	
Principio de Funcionamiento	Es el Flujo de desplazamiento positivo sin pulsaciones, que se basa en el transporte de fluidos por medio del movimiento ascendente de cavidades (volúmenes lenticulares, espirales y cerrados creados que se forman entre los espacios vacíos del rotor y el estator ¹) impulsadas por un motor eléctrico en superficie.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de fluidos viscosos, y alto contenido de arenas, agua y sólidos. • Bajos costos de operación y consumo de energía • Fácil mantenimiento y sustitución de componentes. • Aplicación en pozos desviados
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad limitada a 2000 m. • Gasto de producción limitado, no mayor a 7000 Bls/día. • Formación de emulsiones si existe demasiado gas libre. • Susceptible a corrosión y reemplazo constante de elastómero.
Campo de aplicación	<ul style="list-style-type: none"> • Yacimientos maduros con alta producción de agua. Aceites pesados y extrapesados; o bien aceites ligeros si existe elevada producción de sólidos o arenas. • Pozos terrestres o costa afuera siempre y cuando no sean muy profundos. • Aptos para zonas urbanas por su reducido tamaño y bajo riesgo de operación.

6.4. BOMBEO HIDRÁULICO (BH)

Este sistema de levantamiento artificial tuvo auge durante las décadas de los 60's y 70's, y aunque actualmente es de los menos empleados, ha tenido un amplio resurgimiento en los últimos años, en especial para la explotación de crudos pesados.

Este bombeo consiste en la inyección de fluidos motriz a alta presión, estos pueden ser agua o aceite, dependiendo de las propiedades y características del yacimiento, así como de los fluidos que este contiene. El bombeo Hidráulico se clasifica en tipo Pistón, y en tipo Jet; dependiendo de la bomba que empleen.

El resurgimiento de este sistema artificial de producción ha sido producto de la creciente necesidad de explotar yacimientos de aceites pesados y extrapesados, por lo que no es de extrañarse que gran parte de estos sistemas se estén implementando en campos de Venezuela y Estados Unidos.

Entre sus múltiples ventajas, destaca su facilidad de instalación y operación a grandes profundidades , facilidad de mantenimiento y reparación ; ya que no requiere equipo adicionales para su reparación, y basta con circular el fluido motriz en sentido contrario para extraer , reparar o sustituir el equipo subsuperficial. Puede utilizarse en pozos direccionales y ayuda a la prevención de efectos corrosivos en las tuberías mediante la inyección de agua y/o inhibidores de corrosión.

Algunas condiciones que han limitado su difusión, es que representa gastos adicionales por el suministro tanto energético para el funcionamiento de bombas, motores y separadores, así como de fluido motriz. Además de que dependiendo los volúmenes de producción y el tipo de bombeo, puede llegar a necesitar espacios considerables para la instalación del equipo superficial; lo que limita su empleo en pozos marinos y zonas urbanas.

Principio de funcionamiento

Este se basa en la transmisión de potencia por medio de un fluido presurizado, el cual es inyectado a través de una tubería, esta dependerá de las condiciones en las que se encuentre el pozo. Este fluido es denominado como fluido de potencia o fluido motriz (FM), puede ser agua o crudos livianos; este es movilizado por una bomba subsuperficial, de tal manera que es enviado a superficie como una mezcla de fluido motriz y de los fluidos del yacimiento. Su estructura se ejemplifica en la **Imagen 6.12**.

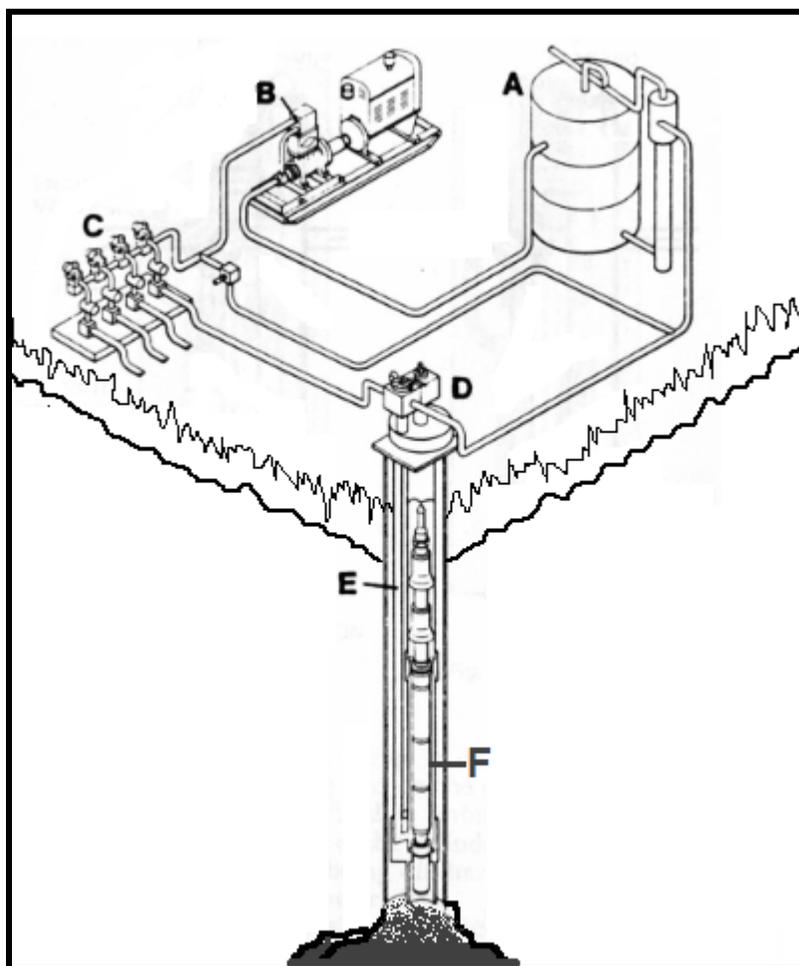


Imagen 6.12. Principales elementos que componen un sistema de BH tradicional.

Componentes del sistema

(B) **Unidad de potencia:** Parte del sistema compuesta por un motor, ya sea eléctrico o de combustión interna que acciona una bomba recíproca, la que a su vez proporciona la potencia necesaria al fluido motriz

(C) **Cabezal de distribución:** Por medio de éste se regula el fluido proveniente de la bomba, estos están equipados con medidores de desplazamiento positivo, útil para el conocer el volumen bombeado.

(D) **Conexiones superficiales:** Sección del árbol de válvulas útil para la instalación del equipo necesario para realizar la inyección del fluido motriz y recuperación de la mezcla de éste con los fluidos del pozo.

(A) **Tanques de almacenamiento y tratamiento del fluido motriz:** Estos deben tener dimensiones y la forma adecuada de modo que el ingreso de los fluidos al tanque sea lenta y uniforme, procurando el flujo laminar con el fin de evitar la formación de burbujas de gas, que pueden acarrear impurezas las cuales pueden dañar la bomba.

(E) **Arreglo de tuberías:** Ya que la inyección y retorno del fluido motriz se lleva a cabo, dependiendo de las condiciones del pozo, por el espacio anular o por la TP. Las tuberías y la apropiada configuración de estas es indispensable para el diseño del sistema artificial, volumen de producción, así como la selección de la bomba y ubicación de esta; dado que de esto dependerá el volumen de fluido motriz a inyectar, el tamaño de los tanques superficiales y la capacidad de la unidad de potencia.

(F) **Bomba subsuperficial:** Esta se ubica a determinada profundidad dentro del pozo con el objetivo de transformar la presión del fluido motriz en energía cinética para transportar a la superficie los hidrocarburos, o la mezcla generada entre estos y el fluido motriz despresurizado, dependiendo si tipo jet o tipo pistón, y si se inyecta en circuito abierto o cerrado.

Bombeo hidráulico tipo pistón

La principal característica de la bomba es que se divide en dos partes, la sección de producción o inferior y la sección motriz o superior, compuesta por un motor hidráulico con pistón de doble acción y una válvula motriz de doble flujo.

Por otro lado cuando se trata de una bomba tipo pistón, la presión ejercida por el fluido motriz sobre una sección determinada, será el factor fundamental para lograr que los fluidos lleguen a la superficie.

El diseño de un sistema de inyección tipo Pistón será determinado por una serie de factores como: ^{6.1}

- Volumen necesario de fluido motriz.
- Sistemas de inyección disponibles
- Numero de pozos por operar.
- Características propias de los pozos que determinen el equipo subsuperficial.
- Presión de operación.

La inyección del fluido presurizado se puede realizar de dos formas:

Circuito cerrado

En esta inyección el fluido motriz regresa a la superficie de forma independiente, es decir sin entrar en contacto con el fluido de producción, de esta forma retorna directamente al tanque de almacenamiento cerrando el ciclo de inyección (**Imagen 6.13**), con esto se reducen los costos de mantenimiento y el espacio necesario para el equipo superficial. También nos permite hacer la medición exacta del volumen de los fluidos producidos así como la detección de fugas en el sistema de inyección.

Si bien la bomba es lo que distingue este sistema del bombeo tipo jet, para el tipo pistón se clasifican de acuerdo a su ubicación en:

Bomba fija: La cual se encuentra mecánicamente unida a la tubería ya sea en la TR o insertada.

Bomba libre: Esta no está conectada a ninguna de las tuberías del pozo por lo que el fluido motriz, dependiendo del sentido de circulación, la puede anclar y desanclar para efectos de reparación y sustitución. Esta puede ser adecuada para con tuberías paralelas o para TR.

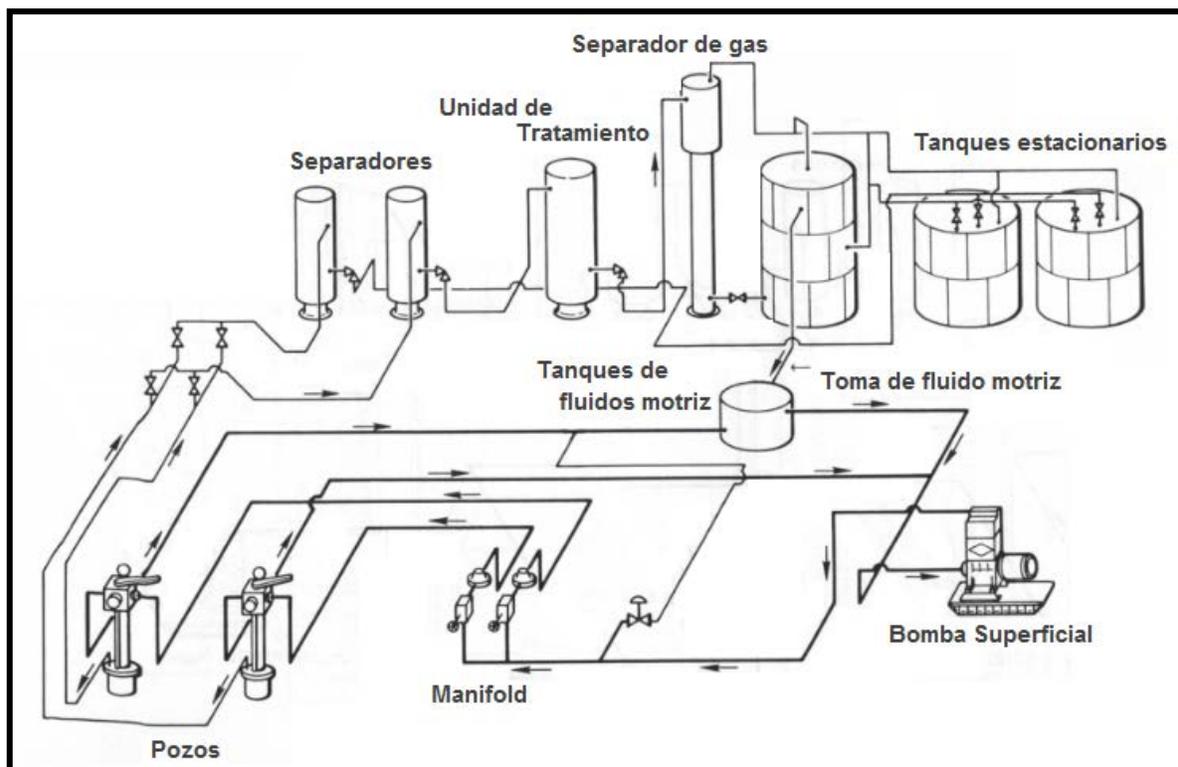


Imagen 6.13. Instalaciones superficiales de un sistema de inyección hidráulica en circuito cerrado.

Circuito abierto

En este el fluido motriz se mezcla con el fluido de producción y regresan a la superficie por medio del espacio anular o por medio de la tubería de inyección (**Imagen 6.14**). Si se emplea agua como fluido motriz, la combinación con los fluidos de producción favorece la reducción de los efectos corrosión en pozos con alto porcentaje de agua salada, por otro lado. Si se emplea como fluido motriz un aceite más ligero que el de formación, se reducen los efectos de viscosidad en el pozo. Sin embargo, dicha mezcla de fluidos hace necesarios procesos y tanques de separación y reacondicionamiento del fluido motriz, lo que implica un mayor espacio en superficie para la instalación del equipo, además de incrementar los costos de operación.

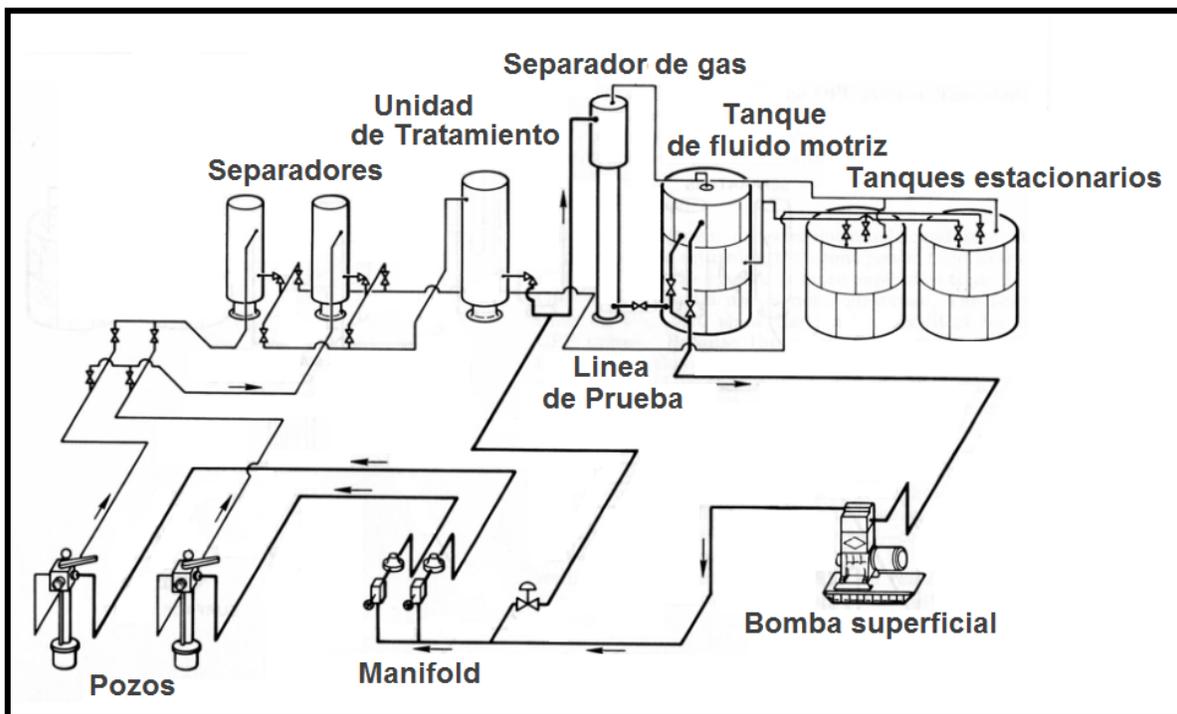


Imagen 6.14. Instalaciones superficiales de un sistema de inyección hidráulica en circuito abierto.

Bombeo hidráulico tipo jet

La diferencia entre este sistema y el anterior, radica principalmente en la bomba subsuperficial empleada, esta se ilustra en la **Imagen 6.15**, ya que el principio de funcionamiento y las instalaciones superficiales son casi las mismas.

Los componentes característicos de una bomba tipo jet, son la boquilla, la cámara de entrada, garganta y difusor.

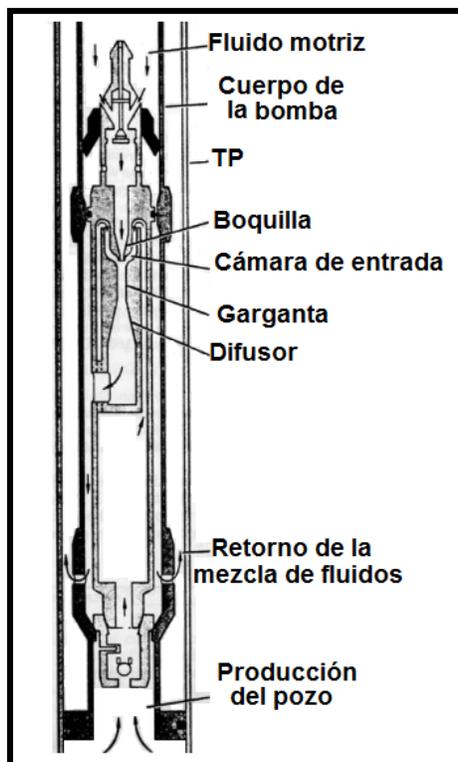


Imagen 6.15. Ejemplo de una bomba tipo jet con sus componentes principales.

En el caso de la implementación de una bomba tipo jet, el fluido motriz se introduce a la bomba por la boquilla, en la parte superior, interceptando a la cámara de entrada de fluidos de producción, la mezcla pasa a la garganta, donde se transforma la presión original del fluido en energía cinética, arrastrando la mezcla hasta la superficie.

Una ventaja en comparación con el bombeo hidráulico tipo pistón, es que puede ser fácilmente implementado con tubería flexible en pozos desviados y horizontales, haciéndolo una opción atractiva para la producción de pozos en yacimientos de aceites pesados, pues además es capaz de manejar altas producciones de arena y partículas sólidas, siempre y cuando el fluido motriz sea un aceite compatible.

Este sistema de bombeo ya fue implementado en campos marinos de México; en 1998 se empleó un bombeo hidráulico tipo Jet en el Pozo Balam 91, cuyas instalaciones se muestran en la **Imagen 6.16** en el Campo Ek-Balam.^{6,8}

Se tomaron en cuenta muchos factores para determinar cuál sería el pozo candidato para probar este sistema, ya que de los pozos que se encontraban asistidos por un sistema de levantamiento artificial, la mayoría trabajaba con un BEC, por lo que en general, las instalaciones estaban acondicionadas para ese sistema.

Se consideró la presión que se manejaba en los pozos, así como los índices de productividad que estos presentaban operando con el BEC. Dentro de las instalaciones superficiales, ubicadas en la plataforma, se tomó en cuenta el suministro disponible de energía eléctrica, los separadores y las bombas centrífugas. Todo ello como fin de un mejor reacondicionamiento.

Cuando el pozo piloto fue escogido en 1993, contaba con una producción de 6,723 Bls/día, y una presión en el cabezal de 1304 lb/pg². En 1997 se realizó la instalación de un separador cerca de la cabeza del pozo, reiniciando operaciones con una presión de 21 lb/pg² y 912 Bls/día. Aproximadamente después de 3 meses, las condiciones de presión en la cabeza de pozo a 14.22 lb/pg² y una producción de 807 bls/día.

Para poder correr la prueba piloto sin complicaciones ni accidentes, se contó con la presencia de personal contra incendios, asistentes y operadores, el número del personal requerido dependerá del tamaño y complejidad de las instalaciones a evaluar.

Se emplearon dispositivos como contenedores para fluidos, bombas centrífugas, tuberías enroscadas a las bombas de 1 ½", unidades de bombeo (con bomba triplex, motor eléctrico, separadores gas-aceite y buque de almacenamiento) conexiones superficiales adecuadas para las tuberías mencionadas, un tanque de balanceo, un transformador de 1500 kVA, un quemador de gas, dispersores de asfaltenos y suministro de energía eléctrica.

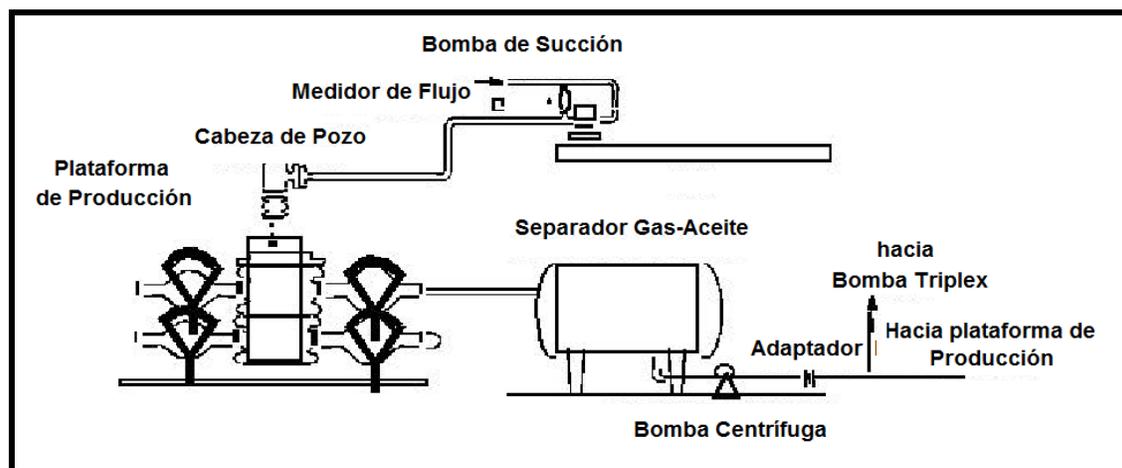


Imagen 6.16. Esquema de las instalaciones superficiales del Pozo Balam 91 antes de su reacondicionamiento.

Inicialmente, y de acuerdo a las condiciones del pozo, se realizó una simulación para ver los efectos que tendría el uso del bombeo hidráulico obteniendo los siguientes parámetros:

Parámetro	Valor obtenido
Producción	1 750 Bls/día
Presión de bombeo del fluido motriz	3 043 lb/pg ²
Tasa de bombeo de fluido motriz	1 532 Bls/día
Presión de bombeo en el fondo del pozo	2 105 lb/pg ²
Índice de productividad	7.01 Bls/día/ lb/pg ²
Diámetro de la boquilla	0.175 pg
Diámetro de garganta	0.350 pg

Tras analizar los datos anteriores y algunas fallas mecánicas, el pozo finalmente comenzó a operar en julio de 1998 bajo las siguientes condiciones y con el estado mecánico mostrado en la **Imagen 6.17**.

Presión de bombeo del fluido motriz: 3100 lb/pg²

Presión en la cabeza del pozo: 12.8 lb/pg²,

Presión de separador: 4.2 lb/pg²,

Tasa de bombeo del fluido motriz: 1740 Bls/día

Producción estimada: 600 Bls/día

No obstante, entre septiembre y octubre del mismo año fue necesaria una limpieza de pozo dada acumulación de materia orgánica, algo común en yacimientos de aceites pesados. Finalmente el pozo quedó con condiciones operativas distintas:

Tasa de flujo: 750 Bls/día

Presión de bombeo del fluido motriz: 3 400 lb/pg²

Tasa de bombeo del fluido motriz: 1 170 Bls/día

Presión en la cabeza de pozo: 8.5 lb/pg²

Diámetro de boquilla: 0.138 pg

Diámetro de garganta: 0.260 pg

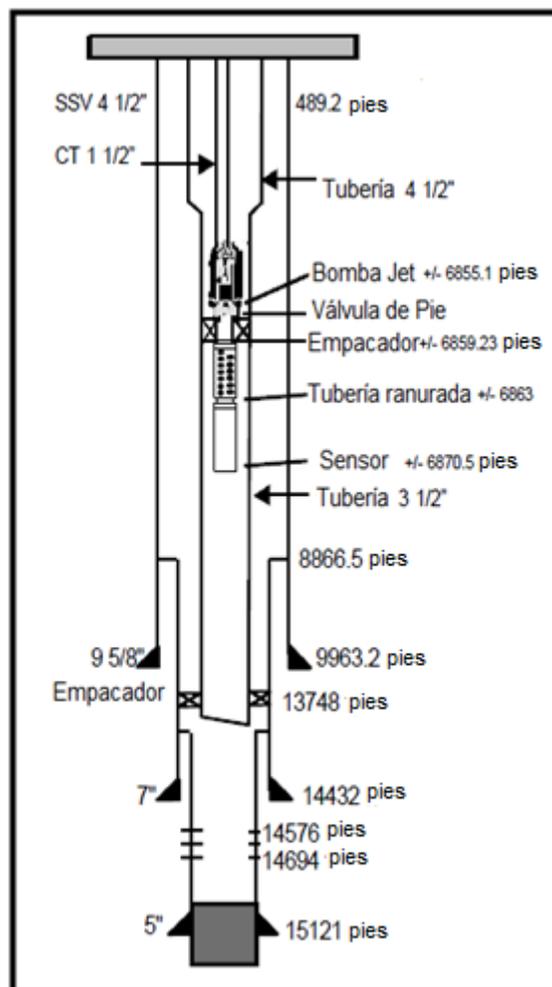


Imagen 6.17. Estado mecánico del Pozo Balam 91.

La prueba fue terminada satisfactoriamente en diciembre del mismo año. Sin embargo, cabe mencionar algunos de los contratiempos superados en el proceso.

En este caso de aplicación, el yacimiento mostraba una pronunciada declinación, lo cual se vio reflejado en un abrupto incremento en el nivel estático de 1 804 pies en marzo del 1997 a 3 313 lb/pg² en septiembre del 98. Lo cual implicó una sobreestimación en el índice de productividad, por lo que no se alcanzó la tasa de flujo contemplada en el diseño.

Uno de las limitantes en altamar son los requerimientos energéticos, en este caso de energía eléctrica. En este caso, fue necesaria la instalación de un transformador reductor y las interconexiones eléctricas necesarias. Lo cual significó; dada la situación en la plataforma, ciertas modificaciones a las recomendaciones sugeridas por el departamento de seguridad.

Como se mencionó anteriormente, la primera intervención al sistema fue hecha por acumulación de materia orgánica en las tuberías, algo que no se pudo prever dado que no se contaba con los estudios de laboratorio para definir las condiciones específicas bajo las cuales se generarían estos depósitos.

Una vez esclarecido el problema, para mitigar este efecto se emplearon sustancias químicas, posteriormente para reducir los costos ocasionados por el uso de estos productos, se optó por la inyección de dispersores de asfaltenos en el fluido motriz.

El personal encargado de esta prueba, concluyó que el sistema de bombeo hidráulico es una opción atractiva dados sus bajos costos y flexibilidad de operación, así como su fácil instalación, no presenta problemas por abrasión a pesar de la producción de arena en el aceite, es aplicable a aceites de alta viscosidad (hasta 800 cp) a altas temperaturas cercanas a 500 °C, ya que la bomba está hecha de un material especial y que se pueden inyectar fluidos calientes o productos químicos para el manejo de parafinas. No obstante, en el caso del Campo Ek-Balam puede nada más considerarse como un sistema temporal y/o complementario del Bombeo Electrocentrífugo. El sistema de bombeo hidráulico tipo jet permitió evitar la producción diferencial de aceite a pesar de la declinación del pozo. El análisis económico de esta prueba piloto indicó que el periodo de recuperación fue de 4 meses, reafirmando el bajo costo de este sistema en yacimientos de esta clase.^{6.8}

Generalidades del Bombeo Hidráulico (BH)	
Principio de Funcionamiento	<p>Está basado en la transfusión de potencia por medio de un fluido presurizado , denominado como fluido motriz, puede ser agua o aceite liviano; este es movilizado por una bomba subsuperficial de tal modo que es enviado a superficie como una mezcla de fluido motriz y de los fluidos del yacimiento.</p>
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Apto para la producción de crudos pesados. • Caudales de producción desde 100 hasta 15 000 Bls/día; ajustables en la superficie del 20 a 100% de su capacidad. • Fácil instalación, mantenimiento y reparación. • En caso del tipo jet, útil con tubería flexible en pozos desviados y horizontales. • Puede manejar altas tasas de producción de arena y sólidos. • Útil en pozos profundos.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere mucho espacio en superficie para las instalaciones • Demanda energética y de agua o combustibles ligeros. • En caso de circuito abierto, implica mayores costos de producción.
Campo de aplicación	<p>Útil en yacimientos de hasta 15 000 pies de profundidad, con hidrocarburos de alta viscosidad y contenido de arenas, en los que se puede inyectar el fluido motriz a altas temperaturas sin mayor problema , no es recomendable en pozos marinos debido al gran espacio que ocupa en superficie, y requerimientos energéticos.</p>

6.5. BOMBEO NEUMÁTICO (BN)

La primer patente en Estados Unidos para bombeo neumático con gas fue otorgado a A. Brear en 1865, cabe mencionar que la primer aplicación de este sistema con la inyección de aire, fue realizada en el año de 1846 por Crockford en pozos ubicados en Pennsylvania.^{6.1}

El BN se considera como el sistema de producción más cercano al flujo natural de un pozo, ya que al realizar la inyección de gas dentro del pozo, se presenta el fenómeno de expansión conforme se van modificando las condiciones de presión con respecto a la profundidad, esto ocasiona que el gas arrastre los fluidos a lo largo de la tubería, también ocasiona que el peso de la columna hidrostática disminuya, generando que el ascenso de los fluidos en el pozo sea más fácil.

Algunas de las ventajas del BN es que puede manejar volúmenes de sólidos y arenas no representa problemas operativos y no afecta las instalaciones de la inyección de gas, por ello este método es aplicable a yacimientos de aceite pesado los cuales tienen alta producción de arena, las instalaciones superficiales nos son muy aparatosas y la fuente de suministro puede ubicarse lejos de los pozos, lo cual es conveniente al trabajar en zonas urbanas así como costa fuera, la estructura de este sistema se puede apreciar en la **Imagen 6.18**. Por otro lado uno de los inconvenientes del BN es contar con los suministros y disponibilidad del gas ya que es el motor de este sistema, también se deben considerar las condiciones del pozo ya que la TR debe resistir altas presiones debido a la inyección del gas.

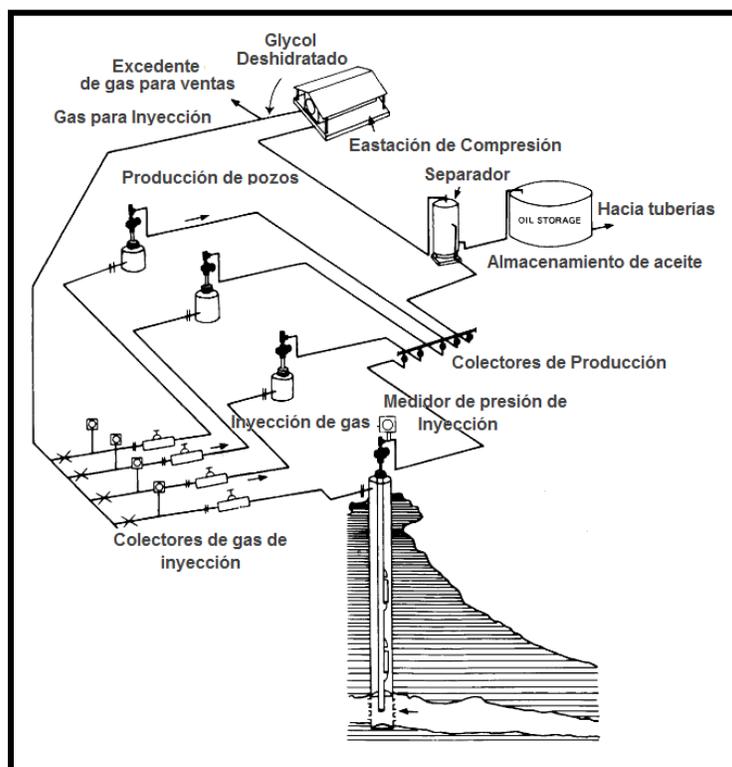


Imagen 6.18. Elementos que componen el BN tradicional.

Componentes de sistema

Planta de compresión: Planta que proveerá el gas necesario para el funcionamiento del sistema artificial.

Gas para inyección: Gas presurizado utilizado para el funcionamiento del sistema artificial de producción con el fin de aligerar la columna de fluidos.

Válvula de control o motora: Este opera de manera automática en la superficie por un controlador del tiempo de ciclo de la inyección de gas.

Controlador de tiempo de ciclo: Este es un controlador electrónico, el cual controla la apertura y cierre de las válvulas de control, esto conforme los tiempos predeterminados.

Válvula piloto: Por medio de esta se realiza la inyección de gas presurizado en el pozo, su selección y eficiencia dependerán de las condiciones de operación del pozo así como las tasas de producción del mismo; esta se clasifican en:

Balanceadas, las cuales operan por medio del aumento de presión en la TR, la válvula abre y cierra a la misma presión y son controladas totalmente por la presión de inyección; por otro lado no se ven afectadas por la presión en la TP se encuentre cerrada o abierta.

Las desbalanceadas tienen cierto límite de presión tanto para la apertura como para el cierre, estas se dividen en:^{6.1}

- Válvula de presión: Esta es operada por la presión del gas de inyección esta es sensible a la presión en TR (**Imagen 6.19**)
- Válvula proporcional: Es reguladora de presión y es sensible a la presión en TR o TP en el cierre
- Válvula operada por fluidos de la formación la cual es sensible a la presión en TP
- Válvula combinada: Que es sensible a la presión en TP para la apertura y a la presión en TR para el cierre

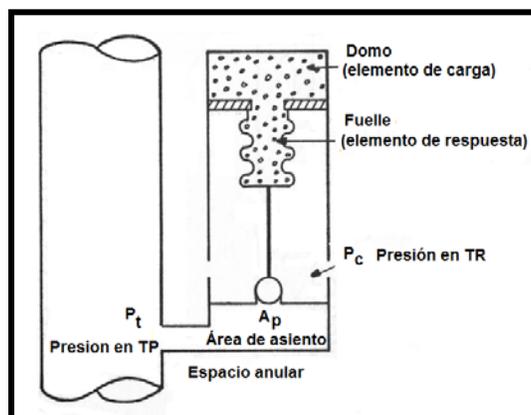


Imagen 6.19. Ejemplo de válvula de presión.

Principio de funcionamiento

Este método consiste en la inyección en el pozo de gas a alta presión (mínima de 250 lb/pg^2),^{6.4} con el fin de que la columna hidrostática se aligere y sea más fácil llevar los fluidos de producción a la superficie. Este SAP utiliza en la mayoría de los casos gas natural como fluido de inyección, el cual es recirculado durante el la vida del proyecto; para ello, se realiza la instalación de una válvula subsuperficial, la cual se instala a una profundidad determinada, dependiendo de las características tanto de la formación como de los fluidos a producir; también se tiene una válvula superficial por medio de la cual se controlan las tasas de inyección en el pozo del gas presurizado, con el fin de optimizar los recursos disponibles y obtener los rangos de producción deseados.

Para este SAP se tienen dos métodos de inyección continuo e intermitente, la selección del tipo de método por el cual se llevará a cabo la inyección de gas dependerá de las condiciones de producción del pozo así como del tipo de fluidos a producir.

Continuo

En este método la inyección el volumen de gas a alta presión se realiza de forma continua en la columna de líquido (**Imagen 6.20**), con el fin de aligerarla, para que con la presión existente en el fondo del pozo se haga llegar a la superficie los fluidos de la formación. Para lograr el buen funcionamiento de este sistema es importante considerar factores como la profundidad del intervalo productor, diámetro de las tuberías, la presión, volumen de gas disponibles y los gradientes de presión; con el fin de tener un buen diseño del aparejo que se utilizará en el pozo.

La aplicación de este es recomendada para pozos que posean una alta presión de fondo así como altas tasas de producción y una profundidad considerable, con esto se puede obtener gastos de producción del orden de 200 a 20000 Bls/día^{6.4} esto por medio de la TP de diámetros comunes, por otro lado si la producción se realiza por medio de la TR es posible obtener tasas de producción del orden de 80,000 Bls/día,^{6.4} en cambio se tienen tuberías reducidas la producción puede ser baja del orden de 25 Bls/día.^{6.4}

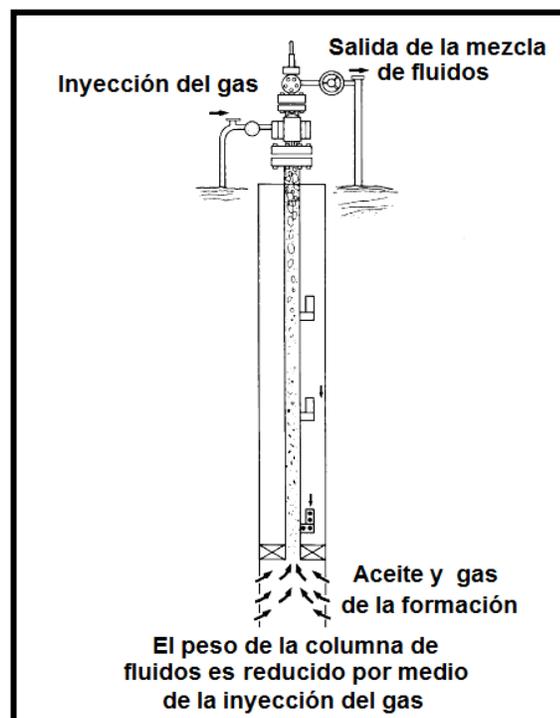


Imagen 6.20. Esquema de bombeo hidráulico continuo.

Intermitente

Este método se implementa en pozos donde las tasas de producción son muy bajas así como las presiones de fondo, también se emplea en pozos con altas tasas de producción de arena.

La inyección del gas se realiza de forma cíclica ya que primero se introduce un cierto volumen de este en el pozo para llevar a superficie los fluidos que se almacenaron en el, posteriormente se cierra el suministro un periodo de tiempo adecuado, para que los fluidos del yacimiento vuelvan a almacenarse en el interior del pozo para volver a inyectar gas, repitiendo el proceso cíclicamente.

La instalación de la válvula se realiza en la TP, por medio de ella se efectuará la inyección del gas en el espacio anular, el cual impulsará a los fluidos almacenados en la TP para llevarlos a la superficie en forma de tapón; el suministro de gas se realiza por medio de un controlador de tiempo superficial, esto dependerá de las condiciones del pozo y del fluido a producir.

Este método se puede efectuar de dos formas por medio de:

Inyección en un punto único: La inyección del gas se realiza por medio de una sola válvula piloto la cual se abrirá dependiendo de las condiciones de aporte de la formación hacia el pozo, este proceso se puede observar en la **Imagen 6.21**.

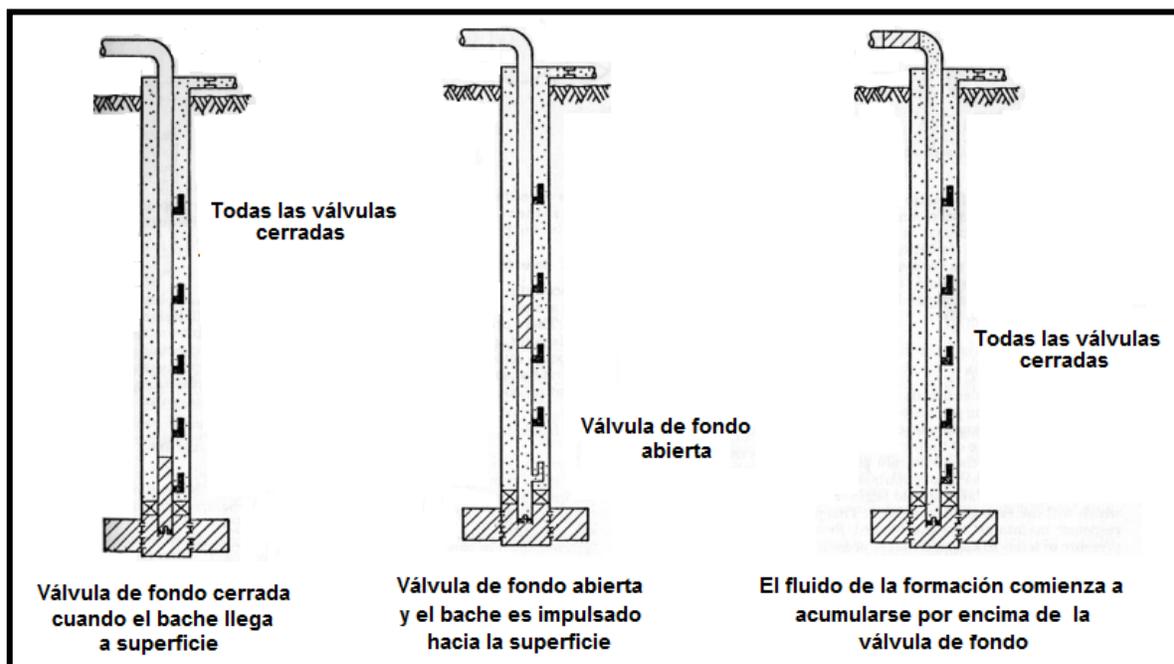


Imagen 6.21. Proceso de inyección en un solo punto.

Puntos múltiples de inyección: La inyección del gas se va realizando por etapas iniciando por la válvula localizada en el fondo del pozo, una vez desplazado el fluido se abre la válvula siguiente,

para hacer que el bache de fluido siga su recorrido por el pozo; este procedimiento se repite hasta que el bache de fluido llega a la superficie, este proceso se puede observar en la **Imagen 6.22**.

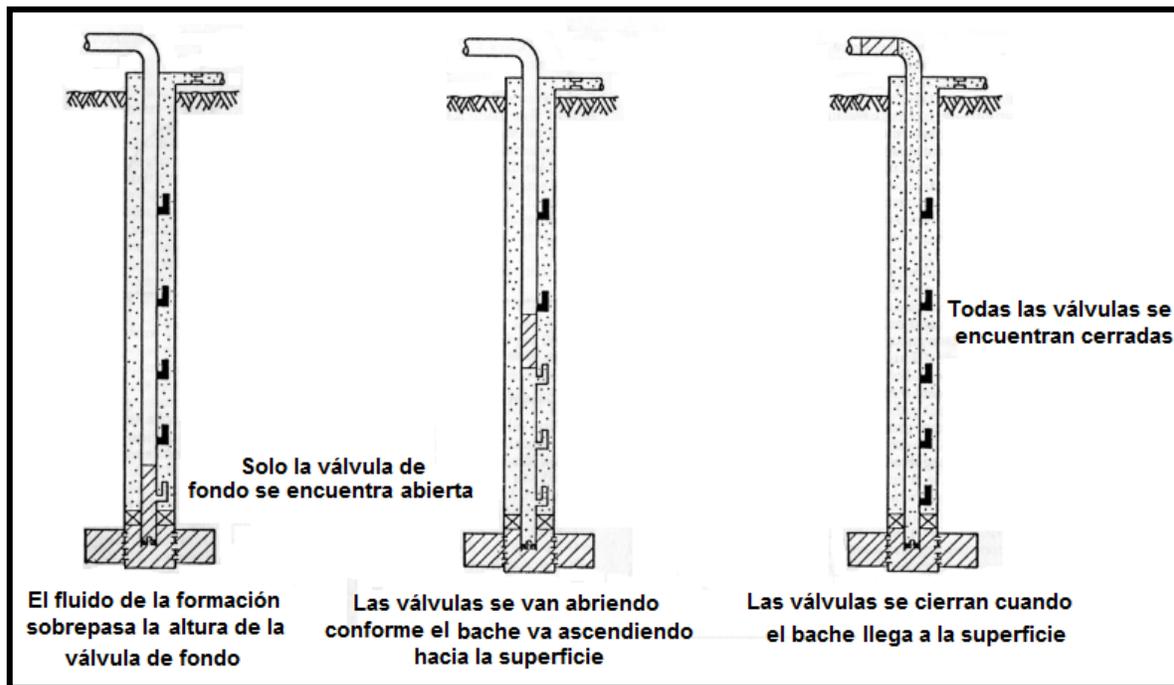


Imagen 6.22. Proceso de inyección por puntos múltiples.

Factores que afectan al BNC ^{6.1}

Algunos de los factores que es importante considerar al momento del diseño del sistema artificial de producción son:

- La presión en la tubería de revestimiento y en la línea de descarga
- Profundidad de inyección
- Tamaño de la TR, TP y línea de descarga
- Profundidad, presión y temperatura del yacimiento
- Porcentaje de agua
- Gas libre en el fluido de producción
- Presión de separación
- Angulo de desviación del pozo
- Suministro de gas

Recientemente fue realizada una prueba piloto del sistema artificial de inyección de gas que a diferencia del método tradicional, en este se utilizó gas caliente, el cual fue inyectado por medio de tuberías concéntricas en el interior del pozo; esto se realizó en los campos Pílon, Jobo y Cerro Negro en el Distrito Venezolano de Morichal.^{6,9}

Se obtuvo un aumento de producción de aceites pesados (12° API) de 520 a 817 Bls/día utilizando una tasa de inyección de 400 miles de pies³/día. Mediante el uso de tuberías concéntricas se logró incrementar la eficiencia en la transferencia de calor, ya que la inyección del gas influye en el aceite que se encuentra en el espacio anular, ya que desde este momento se va realizando una transferencia de calor afectando la viscosidad del mismo. Cabe mencionar que al entrar el gas en contacto con el aceite se verá disminuida su viscosidad en la columna hidrostática.

Algunos datos importantes sobre el yacimiento son:

- Gravedad API: 12
- Presión del yacimiento: 1250 lb/pg²
- Temperatura de yacimiento: 130°F
- Espesor de la arena productora: 40 pies.
- Porosidad : 26%
- Permeabilidad 2 – 3 Darcy

Es importante mencionar que este campo ha sido explotado durante 50 años, y en la mayoría de sus pozos se ha utilizado inyección de gas como sistema de levantamiento artificial, pero dadas las condiciones de corte de agua y CO₂ se han generado daños en las tuberías de producción, por lo que se recurrió a instalar una tubería de inyección de menor diámetro, ya que las instalaciones anteriores no permitían que el gas llegara con presión suficiente hasta el fondo del pozo, lo cual se vio reflejado en las tasas de producción, con esta nueva tubería los fluidos son producidos a través del espacio anular entre ésta y la TP, tal como se ve en el esquema anterior.

Ya que se trataba de una prueba piloto, el efecto de transferencia de calor se analizó muy meticulosamente, ya que por tratarse de aceite pesado, este incremento afecta la viscosidad de éste, ocasionando que su flujo sea más fácil, en la **Imagen 6.23** se muestra el estado mecánico del pozo.

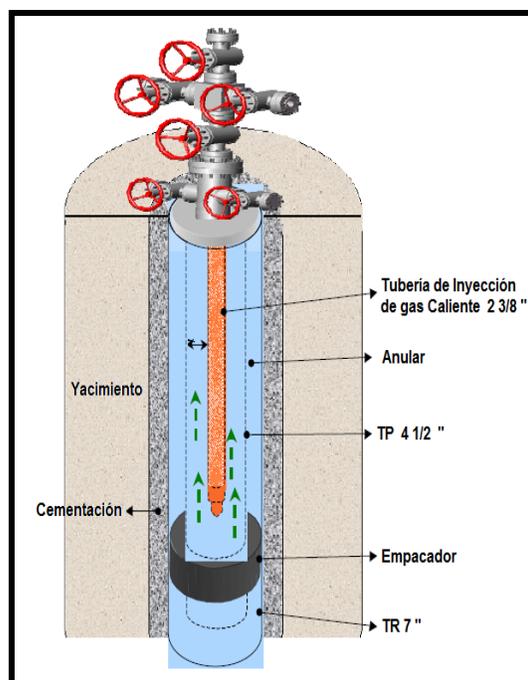


Imagen 6.23. Estado mecánico del pozo piloto.

Para lograr esto se propuso calentar el gas a 210° F, y debido a que el gas viaja en contraflujo con el aceite proveniente por el espacio anular, se busca convertir al mismo en un intercambiador de calor, fomentando la producción del pozo.

Con el fin de determinar el punto óptimo de inyección del gas y monitorear las variaciones en la presión y temperatura, tanto de inyección como de producción; se realizó una hoja de cálculo con las ecuaciones correspondientes para la transferencia de calor, permitiendo estimar la distribución de temperatura del fluido inyectado a lo largo de la tubería, así como las pérdidas de calor. Las gráficas generadas (**Imagen 6.24**) aportan información para predecir el comportamiento de la producción por medio de la realización de inyección de gas caliente.

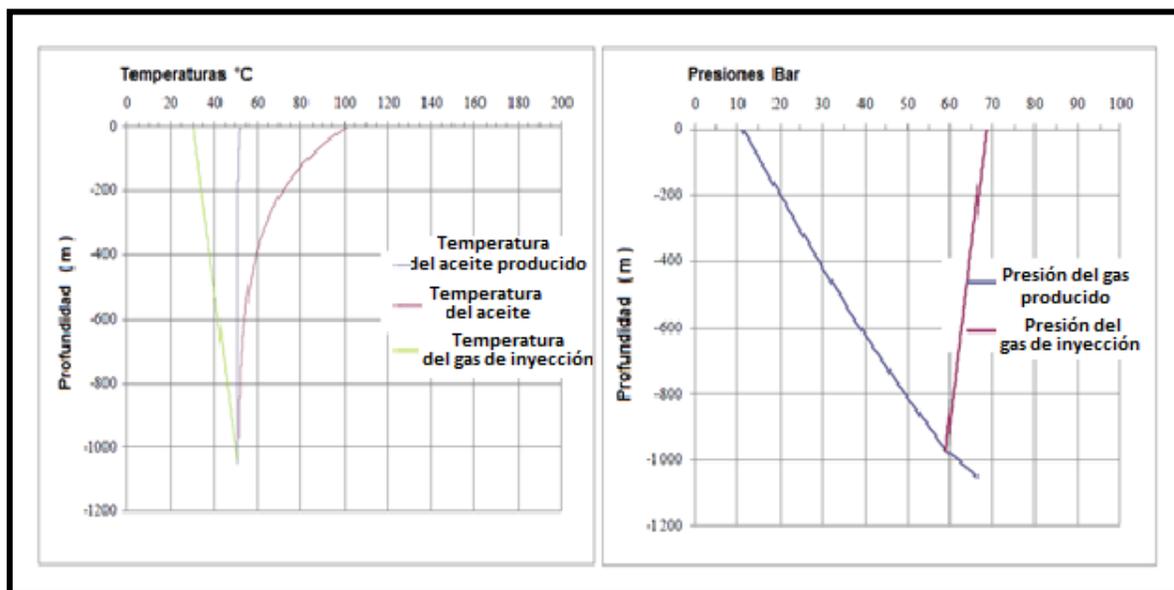


Imagen 6.24. Perfiles de temperatura y presión con inyección de gas caliente.

Tras haber realizado un análisis de sensibilidad, se hizo una simulación a través de características como el corte de agua, tasa de producción, RGA y el índice de productividad. También se emplearon las correlaciones de Hagedorn & Brown y Xiao para flujo multifásico vertical y horizontal de crudos pesados. Este análisis presentó una producción de 520 Bls/día con una inyección de gas normal, y una de 806 Bls/día por medio de la inyección de gas caliente; indicando una ganancia de 286 barriles, como se muestra en la **Imagen 6.25**.

Para poder calentar el gas en esta prueba, se instaló un calentador de fuego indirecto de MM BTU/hr en las adyacencias del pozo alimentado por un quemador de gas natural (**Imagen 6.26**).

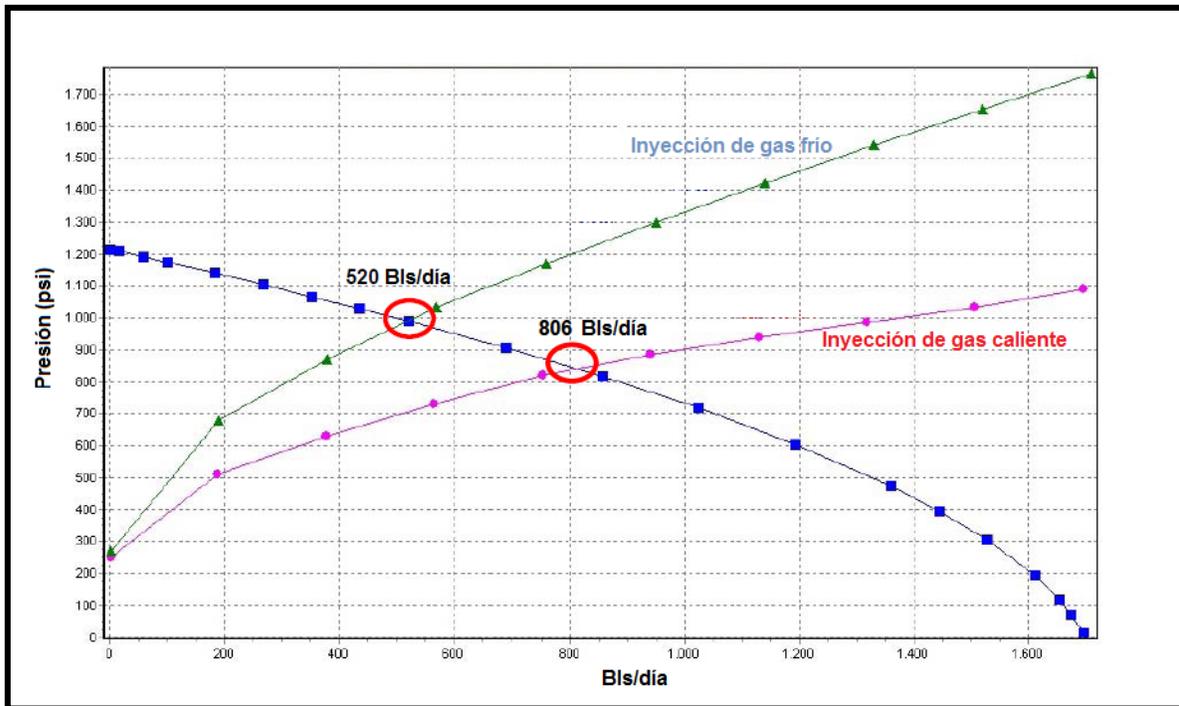


Imagen 6.25. Análisis nodal de la inyección de gas frío o caliente.



Imagen 6.26. Instalaciones superficiales del Pozo piloto PC43.

La inyección de gas caliente se inició el 15 de octubre de 2010, tras un periodo de 12 semanas de observación, se llegó a los siguientes resultados:

Parámetro	Antes	Después
Presión de cabezal (lb/pg ²)	170	190
Presión de inyección de gas (lb/pg ²)	850	850
Tasa de gas inyectado (miles de pies ³ /día)	400	400
Tasa de producción de aceite (Bls/día)	520	817
Temperatura de cabezal (°F)	115	127
Temperatura de gas inyectado. (°F)	100	210

Tras el análisis de los datos anteriores observó que la producción aumentó de 520 a 817 Bls/día, superando las estimaciones de la simulación, fijada en 806 Bls/día. Dada la efectividad de este sistema artificial se planeó la instalación de gas caliente en 10 pozos esperando una ganancia de 1600 Bls/día.

El personal a cargo concluyó que en campos productores de crudos pesados, en los que una parte considerable de los costos de producción radica en costos de diluyentes, se puede mantener la producción y reducir la inyección del diluyente mediante un análisis económico el cual justifique la instalación del equipo de calentamiento, y que la selección del calentador dependerá de los requerimientos del pozo así como de los recursos disponibles.

Generalidades del Bombeo Hidráulico (BH)	
Principio de Funcionamiento	Consiste en la inyección de gas a alta presión en el pozo, con el fin de aligerar la columna hidrostática para llevar los fluidos de la formación con mayor facilidad a la superficie.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Puede manejar altos volúmenes de sólidos y arenas. • Apto para yacimientos de aceite pesado • La fuente de suministro puede ubicarse lejos de los pozos. • Instalaciones superficiales no aparatosas.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Inconveniente en zonas remotas por la disponibilidad de gas, ni en zonas urbanas por el riesgo que implica. • Riesgo de fracturamiento de TR's. • Poco útil en pozos horizontales.
Campo de aplicación	<p>Yacimientos de aceite pesado, pozos verticales con baja o alta presión de fondo, profundidad moderada, tasa de producción indiferente, mientras resulte rentable.</p> <p>Útil en pozos costa afuera si se cuenta con el suministro adecuado de gas.</p>

6.6. BOMBEO MECÁNICO (BM)

El bombeo mecánico es sin duda, el más emblemático de la industria petrolera, y nació prácticamente a la par de esta, cuando el Coronel Drake perforó el primer pozo petrolero en Pennsylvania en 1859; ^{6.5} dicho pozo fue perforado mediante percusión, dejando caer repetidamente una broca suspendida en una estructura con balancín de madera. Cuando el pozo ya no era capaz de fluir por sí mismo, surgió la idea de usar el balancín de madera que se había empleado para perforar, esta vez para hacer operar la bomba subsuperficial, este fue el primer caso de bombeo mecánico convencional registrado. Aunque hoy en día ya existen variantes como la balanceada por aire y el tipo Mark II, los componentes y el principio de funcionamiento se mantienen casi idénticos, en la **Imagen 6.27** se muestra la estructura convencional de este sistema.

La aplicación de este método consiste en una unidad motriz en superficie; comúnmente un motor, que mediante un sistema de correas y engranajes transmite la energía a una sarta de varillas que hacen funcionar una bomba subsuperficial de acción recíprocante.



Imagen 6.27. Estructura superficial de una unidad de bombeo mecánico convencional.

Por su larga historia y ventajas operativas, no es de extrañarse que el bombeo mecánico sea el método de levantamiento artificial más usado en el mundo. El bombeo mecánico tiene mayor aplicación en la producción de crudos pesados y/o extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudo mediano y liviano.

Cabe resaltar, que si actualmente cerca del 80% de los SAP's en el mundo son mecánicos, es debido a la antigüedad de este sistema y de los pozos mismos, en los últimos años, su popularidad

ha disminuido en comparación con otros sistemas artificiales de producción, por factores como la creciente necesidad de hacer producir pozos marinos, desviados, o con alta producción de arenas.

Históricamente, su principal ventaja ha consistido en la familiaridad de este sistema con el personal operativo, y su principal desventaja ha sido la limitada profundidad de operación; no obstante, conforme se han desarrollado motores y unidades con mayor capacidad de carga, así como varillas más resistentes, cada vez es posible emplearlo a profundidades aun mayores.^{6.6}

Otras de sus ventajas es que, gracias al desarrollo de simuladores, el análisis y diseño de sus instalaciones se ha vuelto más sencillo, además de que puede ser usarse prácticamente durante toda la vida productiva del pozo sin representar altos costos de operación. Los componentes pueden ser fácilmente intercambiables y es capaz de producir en combinación con inyección de vapor.

Entre sus desventajas y limitaciones, cabe mencionar que de haber alta producción de gas libre, arenas, o depósitos de parafinas es muy vulnerable a los bloqueos. El espacio requerido por el equipo superficial es considerable, y ha sido calificado de peligroso para zonas urbanas y obstruivo para la naturaleza. En el caso de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, las principales limitantes han sido que en pozos desviados la fricción entre las varillas y la tubería puede inducir a fallas del material, siendo imposible su empleo en pozos horizontales. Otro inconveniente suele ser que debido a la naturaleza abrasiva de algunos yacimientos, se recomienda emplear varillas de fibra de vidrio, que tienen una reducida resistencia y operan a reducidas profundidades, además de que los depósitos de parafinas son muy comunes e implican fallas operativas comunes en yacimientos de crudos pesados.

Un sistema de bombeo mecánico suele considerarse indicado en las siguientes condiciones:^{6.1}

- Un bajo índice de productividad
- Que no haya producción de arena, si la hay que sea muy baja
- Que exista una presión de fondo fluyendo suficiente para que los fluidos alcancen un nivel estático en el pozo
- Que no haya depósito de parafinas
- Que la $P_{wf} > P_b$ a la profundidad de colocación de la bomba

Principio de funcionamiento

El bombeo radica en un equipo de bombeo mecánico (también conocido como “balancín” o “caballo”) que se mueve continuamente de arriba hacia abajo, impulsando una bomba sumergida en el pozo. Las bombas sumergibles bombean el petróleo de manera parecida a una bomba que bombea aire a un neumático.^{6.5} La estructura se muestra en la **Imagen 6.28**.

Un motor ubicado en superficie hace girar un par de manivelas que, por su acción, suben y bajan a lo largo de un extremo de un eje de metal. El otro extremo del eje, que a menudo tiene una punta

curva, está unido a una sarta de varillas que se mueve hacia arriba y hacia abajo. La sarta está conectada directamente a una bomba colocada a cierta profundidad en el pozo. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, proporciona el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba ubicada en la TP.

La bomba tiene 2 válvulas imprescindibles; la fija y la viajera. La válvula fija que permite que el aceite entre al cilindro de la bomba y se cierra en la carrera descendente, y se abre la válvula viajera para que el aceite fluya de la bomba a la TP y sea llevado a superficie en la siguiente carrera ascendente. Este movimiento iterativo (emboladas) da lugar al bombeo mecánico.

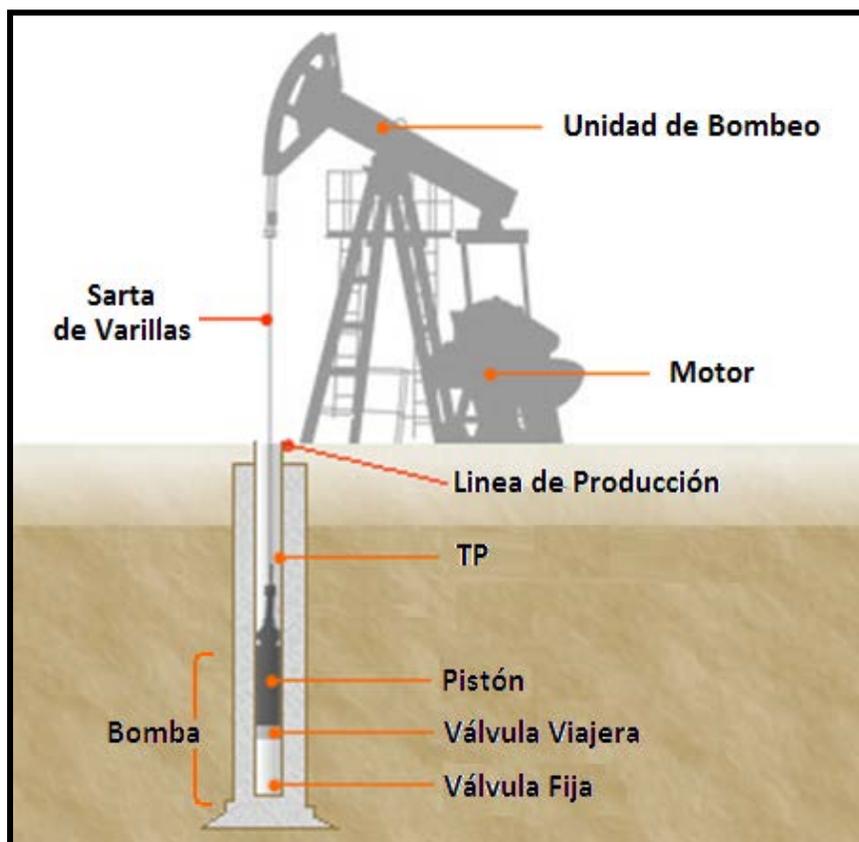


Imagen 6.28. Componentes de un sistema de bombeo mecánico tradicional.

Componentes del sistema

Bomba: Esta se acciona por medio de la sarta de varillas, este es un equipo de desplazamiento recíprocante cuyo objetivo es llevar los fluidos del yacimiento del fondo del pozo hacia la superficie; sus componentes deben estar contruidos de forma precisa con el fin de lograr el intercambio de presiones y volúmenes deseados, sus principales componentes son el barril o camisa, pistón o embolo, válvulas con sus asientos y retenedores.

Ciclo de bombeo

Este ciclo se ejemplifica en la **Imagen 6.29**.

- 3.a) El émbolo se localiza abajo cerca del final de la carrera y el fluido pasa a través de la válvula viajera, de esta forma el peso de la columna de fluidos es soportado por la válvula de pie.
- 3.b) El émbolo hacia arriba arrastrando los fluidos arriba de la válvula viajera y la válvula de pie admite los fluidos del yacimiento.
- 3.c) Localizamos el émbolo en la parte superior de la carrera, la válvula de pie se encuentra abierta y la viajera cerrada.
- 3.d) En la parte inferior de la carrera se encuentra el émbolo, la válvula de pie se encuentra cerrada por la compresión y por este efecto se abre la válvula viajera.

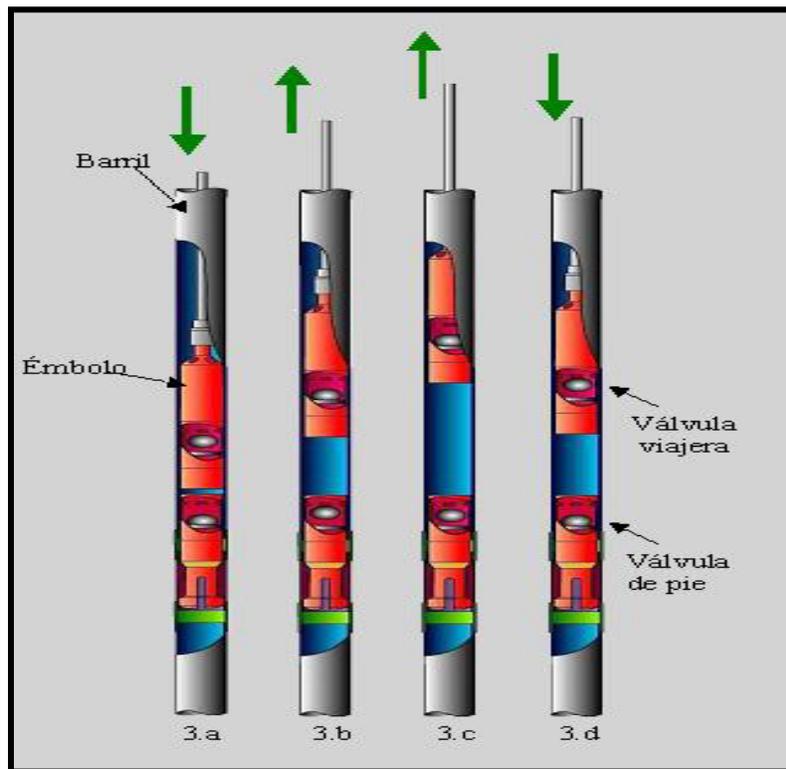


Imagen 6.29. Etapas del ciclo de bombeo mecánico.

Sarta de varillas: Este elemento actúa como enlace entre las instalaciones superficiales de bombeo y la bomba subsuperficial, tiene como funciones principales, la transferencia de energía, el soporte de carga y accionamiento de la bomba subsuperficial; por lo tanto, es una parte fundamental del sistema, y también muy vulnerable, ya que la mayor parte de las fallas se presentan en ellas, por los grandes esfuerzos como a los que están sometidas, como tensión, fatiga y pandeo. Según las especificaciones de la API, las varillas deben ser de acero sólido con los extremos forjados de tal manera que se puedan enroscar a otras varillas. Este diseño se ha implementado desde 1926 a la fecha.

El bombeo mecánico es aplicado en yacimientos de crudos pesados en pozos tanto verticales como direccionales, siendo un problema común el pandeo de las varillas, ocasionando que la vida de las tuberías sea más corta, debido a la fricción por el continuo movimiento recíprocante, que en este caso también implica mayores esfuerzos por el aumento de viscosidad de los fluidos producidos. Una manera de mitigar estos efectos, es la colocación de 1 o 2 centradores por varilla según sea la desviación del pozo.

TP: Esta tubería es el enlace directo entre los fluidos del yacimiento y la superficie, generalmente suele instalarse en las primeras etapas de terminación del pozo, por lo que no es un componente exclusivo del Bombeo Mecánico ni de ningún otro sistema artificial de producción. En caso del BM, por medio de esta se realiza el bombeo de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie con la ayuda de la bomba subsuperficial y la sarta de varillas, alojadas en el interior de ella.

Motor: Suministra la energía a la unidad de bombeo para levantar los fluidos del pozo. Pueden ser de combustión interna o eléctrica, siendo estos últimos los más usados, los motores eléctricos pueden ser de velocidad constante o de la velocidad variable. El cambio de la velocidad del balancín se logra modificando la polea del motor. La elección entre un motor eléctrico y uno de combustión suele ser determinada por la ubicación del pozo y el suministro de energía disponible.

Unidad de bombeo: Es la estructura de mayor tamaño en superficie, puede ser hidráulica, siendo la de Balancín la más popular. Es impulsada por el motor, y por medio de un bien articulado sistema de engranes y correas controla las velocidades de rotación, el movimiento rotatorio es convertido en un movimiento recíprocante gracias a la manivela y el balancín.

Su forma puede variar así como la ubicación de algunos elementos (como las barras de contrapeso), sin embargo su función principal es la misma; proporcionar el movimiento recíprocante y continuo para lograr transmitir dicho movimiento a la sarta de varillas y por ende la bomba subsuperficial.

Dentro de las unidades de bombeo, la más conocida es la de balancín la cual se caracteriza por una caja con reductores de engranes (gear box) mediante la cual el motor hace girar la manivelas y gracias a engranes y correas transmiten el movimiento al balancín. Otra unidad es la unidad de bombeo hidroneumática (UBH), esta utiliza un motor para accionar una bomba hidráulica la cual a su vez mueve los gatos hidráulicos que proporcionan a la sarta el movimiento recíprocante. Por último existe el bombeo mecánico de carrera larga, este es aplicado a pozos profundos o de alta capacidad de producción, su sistema motriz es totalmente mecánico accionado por cadenas. Estas últimas dos unidades de bombeo representan un diseño más complejo y un mayor costo de inversión, lo que ha limitado su expansión.

La aplicación de este sistema artificial de producción estuvo presente en el campo Boscán en Venezuela, operando en 252 de los 315v pozos activos, los problemas operativos eran ocasionados por la alta viscosidad de los aceites, cuya densidad rondaba los 10 °API.^{6.10}

En relación a los sistemas de levantamiento artificial todos los campos petroleros de Venezuela tienen dos características en común, primero que el método más aplicado es el bombeo mecánico

y en segunda que la viscosidad del aceite provoca complicaciones y limitaciones en la producción, muchos de los cuales se relacionan con las fuerzas de fricción entre la sarta de varillas y los crudos pesados, así como las caídas de presión entre las tuberías y líneas de flujo, por lo cual las necesidades de renovación y reacondicionamiento del esquema convencional de producción.

Debido a que las características de los pozos son muy variables tanto en profundidad y producción, los esquemas tradicionales de terminación y explotación no garantizan el éxito en todos los pozos, siendo aquellos con características más extremas los de mayor producción.

Los pozos se encuentran terminados con empaques de grava en agujero descubierto y con la bomba localizada por encima de los disparos; esta es considerada como la terminación tradicional, este se observa en la **Imagen 6.30**.

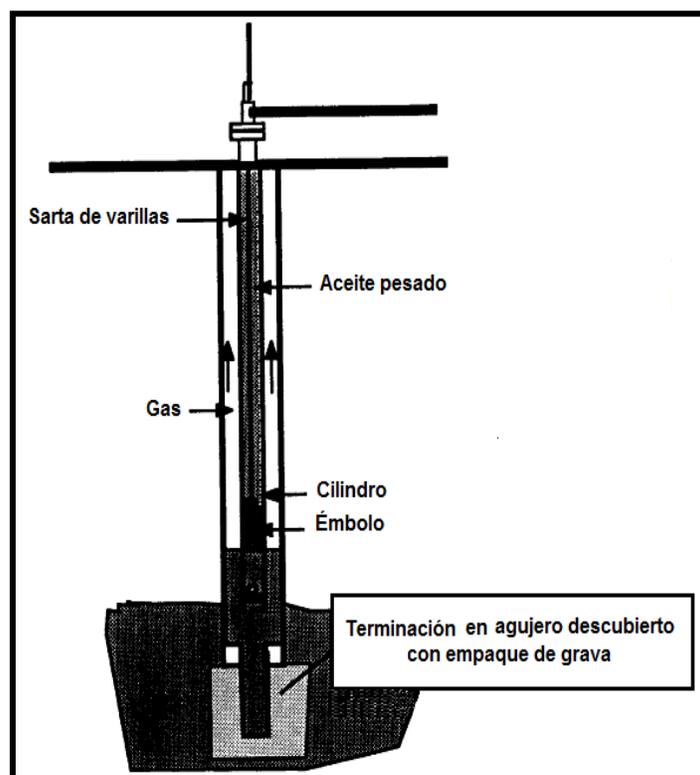


Imagen 6.30. Esquema de la configuración tradicional.

Dentro de las fallas más comunes de la terminación tradicional se pueden mencionar la reparación y mantenimiento de la fuente de energía superficial y del sistema de recolección, los cuales son parámetros externos al pozo. Por otro lado, algunos parámetros como el equipo subsuperficial también llegan a requerir mantenimiento y reparación. En el caso particular del Campo Boscán; cerca del 20% de las varillas de los pozos han dado problemas para reiniciar la marcha tras una interrupción de 2 o más días, dado el alto requerimiento de potencia para movilizar la carga, ya que la fricción debido a las altas viscosidades del aceite es elevada. Esto ocurre debido a que por la falta de movimiento en pozo, la temperatura disminuye, generando que la viscosidad del aceite aumente aun más.

Generalmente, se inyectan diluyentes como diesel o aceite ligero y se reduce la velocidad de bombeo al mínimo, tras unos cuantos días el pozo se encuentra listo para restaurar su operación normal. Si este procedimiento no resulta efectivo, se debe realizar un nuevo diseño para las instalaciones subsuperficiales y realizar los cambios necesarios. Durante el periodo de restablecimiento la producción del pozo es más baja de lo normal. Hasta que la velocidad de bombeo regresa a las condiciones habituales y la viscosidad del crudo llegue al nivel anterior a la reparación del sistema.

Otra falla que se presenta, y con más frecuencia en campos de crudos pesados como el Boscán; es el exceso de esfuerzos a los que están sometidas las varillas, este parámetro, comúnmente llamado factor de seguridad de las varillas, es calculado mediante 113 cartas dinamométricas tomadas en 1994 de los mismos 27 pozos analizados en el mismo campo.

Las condiciones anteriores, provocan fallas en las instalaciones superficiales y subsuperficiales, pues en rangos de esfuerzos tan altos, los equipos de bombeo sucumben, implicando pérdida de tipo y producción por la reparación de estos y el traslado de los equipos necesarios para ello.

Tras haber analizado las fallas anteriores, muy comunes en yacimientos de crudos pesados, cuales acaparan gran parte de las reservas venezolanas, se llegó al desarrollo de dos nuevos esquemas de producción, patentados por INTEVEP S.A., empresa afiliada a PDVSA. Este nuevo plan de producción radica en 2 modificaciones principales;

1.- Esquema de producción con una Caja de empaque subsuperficial

La principal innovación es la sustitución de la caja convencional de anclaje (DSB por sus siglas en inglés: Downhole Stuffing Box) para la bomba por una caja ranurada con dos posiciones de anclaje, la cual permitirá una comunicación entre el espacio anular y la TP. Esta modificación se complementa con varios cambios en la configuración del equipo subsuperficial dependiendo las características de la bomba empleada. Por ejemplo; el uso de un barril conector, elementos de sello colocados alrededor de la varilla de la bomba, anillos de fricción para asegurar un anclaje adecuado de la bomba subsuperficial (**Imagen 6.31**).

Realizar la producción a través del espacio anular ayuda a prevenir que el aceite viscoso entre en contacto con la sarta de varillas, esto reduce los requerimientos de fluido para la sarta, ya que este no se contamina y se tiene que cambiar con menos frecuencia. Se recomienda colocar un empaque debajo de la bomba con el propósito de prevenir la recirculación del aceite entre la bomba y el yacimiento.

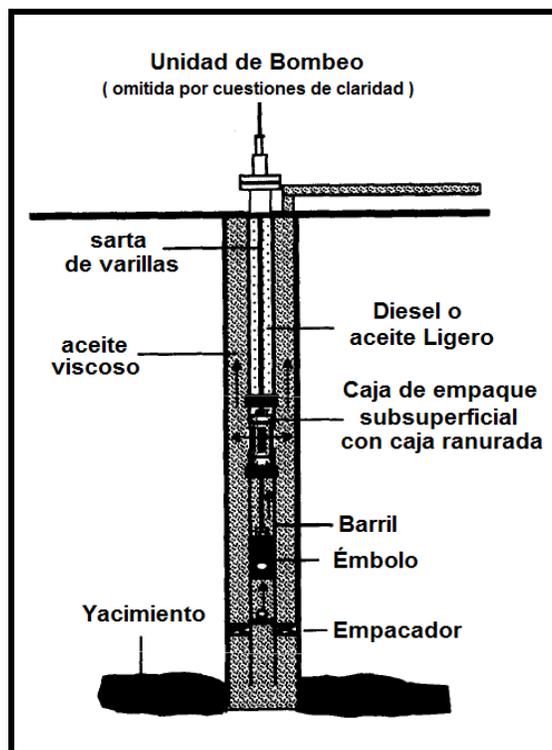


Imagen 6.31. Configuración del equipo subsuperficial patentado por INTEVEP S.A.

Como beneficio de este diseño, se tienen menores costos de producción, y en algunos casos la capacidad de bombeo aumenta, ya que para manejar los diluyentes no se requiere capacidad adicional, prolongando la vida útil de ésta.

En el caso de arreglos con bomba en la TP, el barril es instalado como parte de la sarta, con el y debajo de la caja ranurada.

2.- Esquema de producción con zapata direccional de flujo

Este esquema es similar al anterior, solo que en él, además de haber comunicación entre la TP y el espacio anular, se cuenta con entre la entrada de la bomba y la parte superior de la tubería, lo cual nos ayuda a separar y dirigir parte del gas libre que se encuentra en la entrada de la bomba, impidiendo su acceso, obteniendo una mayor eficiencia de esta en pozos con alta RGA y bajas presiones en la entrada de la bomba.

Aplicación del DSB en el Campo Boscán.

El primer pozo en el que se probó este arreglo fue el BN-131 en 1991, iniciando su operación en 1992. A continuación se presentan las principales propiedades del pozo y yacimiento.

Propiedad	Valor registrado
Profundidad del pozo (pies)	9050
Viscosidad @ 180 °F (Cp)	700
Gravedad API	11
Fracción de agua (%)	10
Producción RGA (pie ³ /bl)	140
Presión estática de fondo (lb/pg ²)	2000
Ubicación de la bomba (pies)	5940
Velocidad máxima de bombeo (rpm)	4.35
Diámetro de la bomba (pg)	2.75
Producción neta (Bls/día)	250

Durante las primeras semanas de producción con el sistema DSB se presentaron algunas dificultades, por lo que se realizó un cambio de bomba, facilitando las condiciones de arranque, este se pudo apreciar con mayor facilidad mediante 2 cartas dinamométricas tomadas en este periodo. Esto demostró que el cambio de diámetro de la bomba de 2.75 a 2.25 incrementó la velocidad de bombeo haciendo que las tasas de producción creciera de 250 a 315 Bls/día de forma continua, manteniéndose en operación hasta junio de 1993, cuando fue necesario el cambio de la bomba, ya que su vida útil se había agotado.

1993, estuvo disponible el software NodalB_{TM}, también desarrollado por INTEVEP, el cual buscaba optimizar la producción de los pozos con las instalaciones de sistemas DSB, esta era una herramienta no se basaba en una secuencia de ecuaciones, que consideraba componentes de afluencia y elementos del pozo, realizando un análisis global del sistema integral de producción.

Este software ayudaba a definir 3 factores de seguridad para el manejo del DSB: SF1, que es la tasa de bombeo o torque permisible para la tasa deseada, el SF2 es la carga permisible para la sarta de varillas seleccionada. Y finalmente el SF3, correspondiente al diseño de la sarta de varillas.

Con estos elementos se logró un mejor diseño y determinación de parámetros para la instalación del DSB en pozos con características propicias para su operación, permitiendo evitar errores en la selección e instalación de la bomba, disminuyendo los costos en los proyectos.

Este nuevo sistema de producción resultó ser efectivo ya que eliminó problemas como los efectos por fricción y arrastre entre el aceite viscoso y la sarta de varillas, principales limitaciones de Bombeo Mecánico para crudos pesados. Esto permitió aumentar las tasas de producción y la vida útil de los equipos subsuperficiales, así como empleo en pozos direccionales y algunos cada vez más profundos. Lo que lo hace una alternativa atractiva para yacimientos de aceites pesados en México.

Generalidades del Bombeo Mecánico (BM)	
Principio de Funcionamiento	Este radica en un sistema de bombeo mecánico , que se mueve continuamente de arriba hacia abajo, impulsando una bomba sumergida en el pozo
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • El personal operativo se encuentra familiarizado con el uso de este sistema • El análisis y diseño de sus instalaciones es mas fácil en la actualidad • Bajos costos operativos • Componentes fáciles de intercambiar
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • No apto para pozos a grandes profundidades • No maneja altas tasas de gas, arenas o depósitos de parafinas • Peligroso en zonas urbanas • No apto para pozos desviados
Campo de aplicación	<p>Aplicable a yacimientos de aceite pesado siempre y cuando no se trate de pozos desviados u horizontales</p> <p>En pozos con bajo índice de productividad, sin producción de arena ni depósitos de parafinas</p>

6.7. COMBINACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN CON TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN

Recientemente se ha desarrollado nuevas metodologías de explotación para yacimientos de aceites pesados y extra pesados, combinando los sistemas artificiales de producción tradicionalmente usados en estos yacimientos, con algunos métodos de recuperación como los mencionados en el Capítulo V, con el fin de incrementar los factores de recuperación y por ende las reservas de hidrocarburos de este tipo. A continuación se describen innovaciones en sistemas como cavidades progresivas, bombeo hidráulico tipo jet o bombeo neumático.

En los últimos años el sistema de cavidades progresivas PCP ha sido uno de los sistemas artificiales de producción más usado para la explotación de yacimientos de aceite pesado. Este sistema se convino con el método de recuperación SAGD (**Imagen 6.32**) , ya que con viscosidades ≥ 1000 cp^{6.11} la fricción entre el espacio anular y la formación toma valores muy elevados impidiendo que el hidrocarburo fluya generando que las tasas de producción sean bajas o en el peor de los casos nulas, este tipo de viscosidades también afecta los componentes del sistema ya que se presenta fricción entre el rotor y el estator haciendo que la vida útil del mismo, disminuya ; por tal razón se decidió emplear el SAGD, con el objetivo de disminuir la viscosidad y facilitar el flujo del yacimiento al pozo y del pozo a la superficie.



Imagen 6.32. Equipo superficial del sistema PCP combinado con SAGD.

Tanto para el método SAGD como para la invasión con frente de vapor se manejan altas temperaturas, que van de los 140 a los 250°C de manera constante, al aplicarse inyección cíclica de vapor, la temperatura inicial de operación es aún mayor, oscila los 200 a 350°C, y va disminuyendo hasta llegar a la temperatura normal del yacimiento conforme se producen los hidrocarburos. Este proceso, aplicado a un sistema de bombeo por cavidades progresivas se ilustra en la **Imagen 6.33**. Dichas temperaturas son casi intolerables para sistemas artificiales de producción convencionales, no obstante, recientemente fue patentado un nuevo sistema PCP con adaptaciones especiales en el elastómero para trabajar a tales condiciones extremas sin representar costos excesivos.

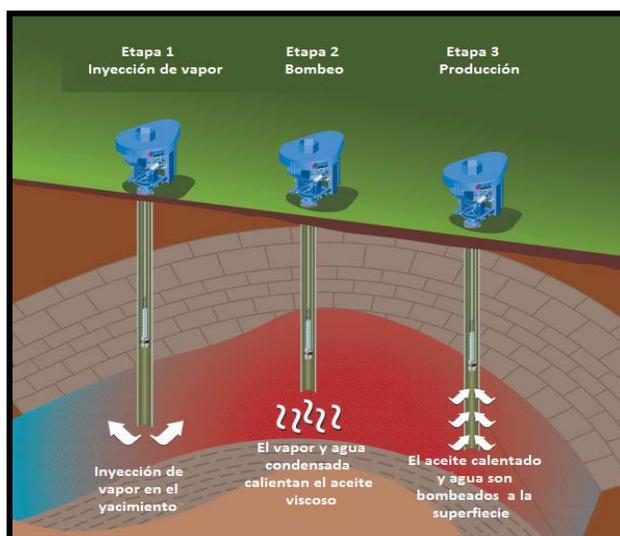


Imagen 6.33. Proceso de inyección de vapor combinado con un sistema PCP.

La mayor innovación en este sistema PCP, es un estator completamente metálico y resistente a altas temperaturas y manejo de arenas. Fue patentado como "PCM Vulcain", debido a su composición completamente metálica como lo muestra la **Imagen 6.34**, posee todas las ventajas de un PCP convencional aun a temperaturas elevadas. El estator está compuesto por 3 piezas de 9 pies de

largo ensamblados juntos. Tanto el rotor como el estator están recubiertos de manera especial, sin embargo, el rotor sirve como un elemento sacrificial.

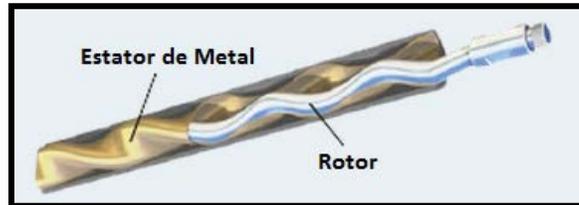


Imagen 6.34. Estator metálico del sistema PCP mejorado.

Para mejorar el desempeño del bombeo por cavidades progresivas, también se recurrió a la inyección de aceites ligeros, y al empleo de calentadores eléctricos en el interior del pozo.

Experimentos de laboratorio, demostraron que inyectando keroseno en una proporción adecuada en pozos con PCP en funcionamiento, reduce sustancialmente la viscosidad del aceite; más tarde el keroseno fue remplazado por aceites ligeros para ser empleado como fluido motriz, siendo 3 la proporción más adecuada entre aceite pesado - aceite ligero. Se inyectó el aceite desde la cabeza del pozo a través del espacio anular formado por la tubería de producción y la de revestimiento, dándose la mezcla a una profundidad intermedia entre el nivel dinámico superficial y profundidad de bombeo, entonces, la mezcla de hidrocarburos con viscosidad reducida puede ser fácilmente bombeada hacia la superficie,^{6,11} a continuación en la **Imagen 6.35** aparece los componentes de un sistema PCP adaptado al uso de calentamiento eléctrico de fondo.

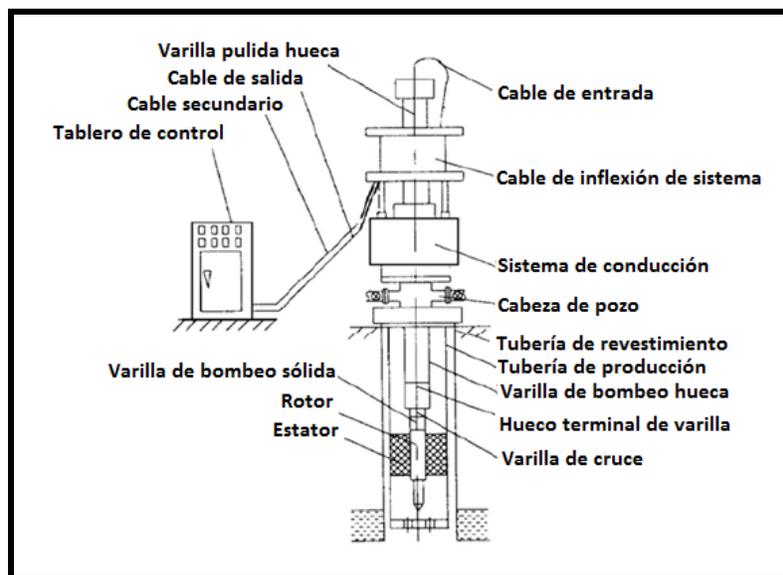


Imagen 6.35. Configuración y componentes de un sistema PCP mejorado.

Otro ejemplo de esto es la aplicación de la inyección de gas y el método de recuperación SAGD, ya que como se ha venido mencionando, al inyectar gas caliente la viscosidad del aceite disminuye, esto ayudará a que los hidrocarburos lleguen con mayor facilidad del fondo del pozo a la

superficie. Para implementar esta combinación se plantea la utilización de dos tuberías en el pozo, una corta de mayor diámetro que la segunda de mayor longitud, se trate de un pozo horizontal o vertical, de esta manera se tiene los dos sentidos de flujo, uno por medio del cual se realizará la inyección continua o intermitente de gas en el pozo y por la otra se realizará la producción de aceite, en la **Imagen 6.36**, se ilustra la estructura de las tuberías en el pozo.

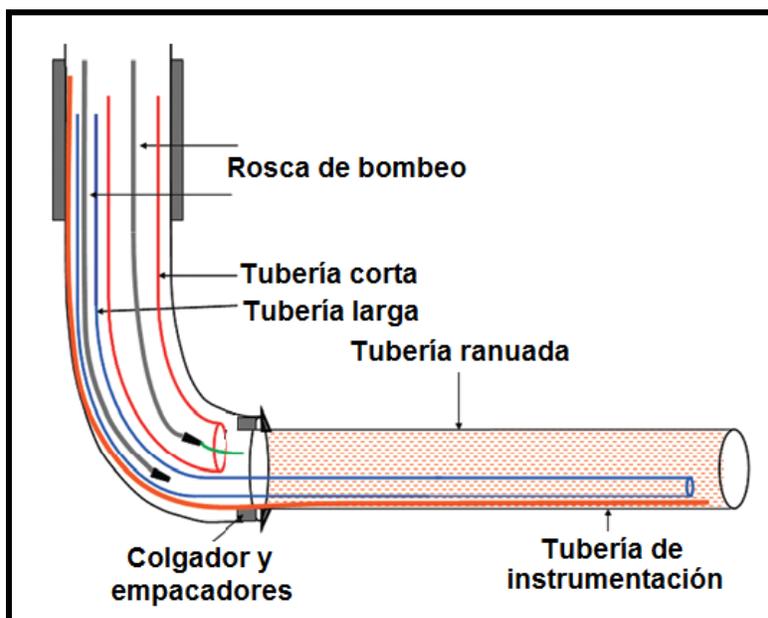


Imagen 6.36.- Configuración de un pozo con sistema SAGD e inyección de gas.

Una combinación mas que ha dado resultados positivos para la producción de aceites pesados es la que se desarrolló en China para la explotación de pozos profundos, de hasta 5,950 m. Donde se hicieron severas pruebas con diferentes fluidos motrices a altas temperaturas en un sistemas de bombeo hidráulico tipo jet, teniendo como objetivo el análisis de variación de viscosidad con respecto a la temperatura y profundidad de los pozos. Los resultados fueron contundentes; el agua caliente fracasó en querer reducir la viscosidad de los fluidos del yacimiento en el fondo del pozo, debido a las excesivas pérdidas de calor en el trayecto hasta éste, el adiconamiento de sustancias químicas podría resolver ese problema, pero implicaría elevados costos operativos. Por otro lado, el mezclar aceite ligero a altas temperaturas con los fluidos del yacimiento resultó ser una manera óptima de reducir significativamente la viscosidad de los fluidos de formación manteniendo un balance en los costos de producción.

Una vez probada la eficiencia de dicho fluido motriz, se ha empleado exitosamente en el Campo Tarim, más precisamente en el Yacimiento Lungu. En la **Imagen 6.37** se muestra la configuración del sistema.

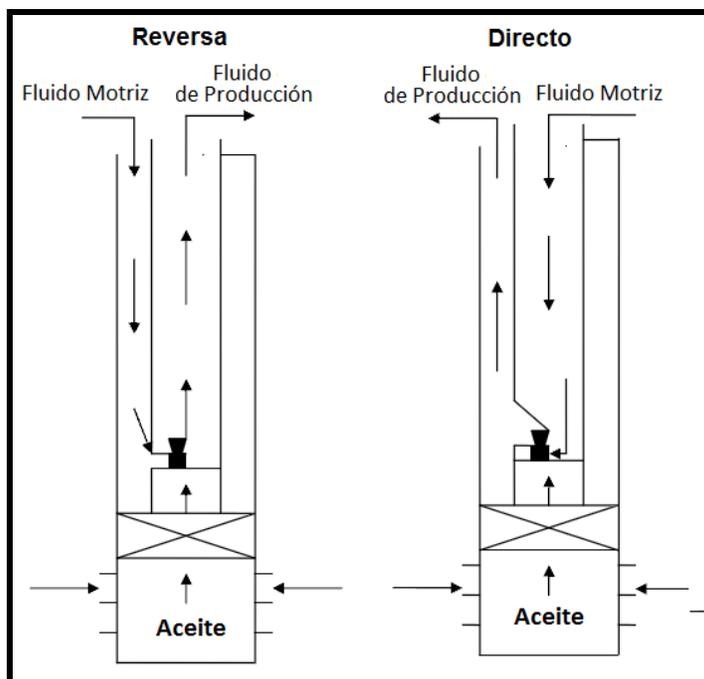


Imagen 6.37. Sistema de circulación del bombeo hidráulico tipo jet.

6.8. FUENTES

REFERENCIAS

- 6.1.-Lucero Aranda Felipe: Apuntes Sistemas artificiales de producción; UNAM; Facultad de Ingeniería; Semestre 2011-2.
- 6.2.- Breit Steve : Ferrier Neil : Electric submersible pumps in the oil and gas industry ; Wood Group ESP, Inc.
- 6.3.- Lyons: Standard handbook of petroleum & natural gas engineering; página 662.
- 6.4.- Brown Kermit E.: Technology of artificial lift methods, Vol 2a ; página 95.
- 6.5.- Partidas Héctor: Bombeo mecánico, optimización, diagnóstico y operación; PDVSA
- 6.6.- Brown Kermit E.: Technology of artificial lift methods, Vol 2b ; página 483.
- 6.7.- Ramos Morales H.: Salgado Castro H. : Ruiz Maldonado O. : y Salazar Munive A.: “Test of hydraulic jet pump in the Balam 91 Well” ; PEMEX exploración y producción Activo Ek-Balam SPE 59021, año 2000.
- 6.8.- Ramos Morales H.: Salgado Castro H.: Ruiz Maldonado O.: y Salazar Munive A.: “Test of hydraulic jet pump in the Balam 91 Well” ; PEMEX exploración y producción Activo Ek-Balam SPE 59021, año 2000.
- 6.9.- Marfissi Steve: Lujan Alberto; Inyección de gas caliente como sistema de gas artificial utilizando una combinación de tuberías concéntricas en un pozo de crudo pesado en la faja petrolífera del Orinoco; PDVSA E&P.
- 6.10.- Guirados Carlos: Sandoval José: Rivas Olegario: Troconos Henry: “Production optimization of sucker rod pumping wells producing viscous oil in Boscán fields, Venezuela”; Maraven S. A.; SPE 29536; año 1995.
- 6.11.- Wu Bingchang: SPE : Li Xin : PCM Pompes : “The special successful PCP applications in heavy oilfields”; SPE 136817
- 6.12.- Shengnan Chen : SPE : Yang Daoyong : “Parametric design and application of jet pumping in an ultra-deep heavy oil reservoir” ; University of Regina and China University of Petroleum ; SPE 131634 2010.

IMÁGENES

Imagen 6.1.- http://cmtoti.blogspot.com/2010_10_01_archive.html; 14 de marzo de 2012; 15:30 hrs.

Imagen 6.2. - Conaway Charles F.: "The petroleum industry a nontechnical guide"; página 187.

Imagen 6.3.- Pointapex Technologies Inc.: <http://pointapex.com/oilfield/electric-submersible-pump.html> , 15 de marzo de 2012, 17:30 hrs.

Imagen 6.4.- <http://cmtoti.blogspot.com/2010/11/bombeo-electrocentrifugo-sumergidobec.html>; 20 de marzo de 2012; 12:30 hrs.

Imagen 6.5.-Brown Kermit E.: Technology of artificial lift methods, Vol 2b; página 122.

Imagen 6.6.-Brown Kermit E.: Technology of artificial lift methods, Vol 2b; página 128.

Imagen 6.7.- http://oil-mail.blogspot.mx/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_9791.html ; 10 de abril de 2012, 10:50 hrs.

Imagen 6.8.- Lucero Aranda Felipe: Apuntes Sistemas artificiales de producción; UNAM; Facultad de Ingeniería; Semestre 2011-2.

Imagen 6.9.- Lucero Aranda Felipe; Apuntes Sistemas artificiales de producción; UNAM; Facultad de Ingeniería; Semestre 2011-2.

Imagen 6.10.- Ramos M.A. : Brown J.C.: "Producing extra-heavy oil from de Orinoco belt, Cerro Negro area, Venezuela , using bottomdrive progressive cavity pumps" (PDVSA S.A. – Schlumberger); SPE/PS-CIM/CHOA 97889; PS2005-400; Año 2005.

Imagen 6.11.- Ramos M.A. : Brown J.C.: "Producing extra-heavy oil from de Orinoco belt, Cerro Negro area, Venezuela , using bottomdrive progressive cavity pumps" (PDVSA S.A. – Schlumberger); SPE/PS-CIM/CHOA 97889; PS2005-400; Año 2005.

Imagen 6.12.- Brown Kermit E.: Technology of artificial lift methods, Vol 2b; página 360.

Imagen 6.13.- Brown Kermit E.: Technology of artificial lift methods, Vol 2b; página 361.

Imagen 6.14.- Brown Kermit E.: Technology of artificial lift methods, Vol 2b; página 362.

Imagen 6.15.- Brown Kermit E.: Technology of artificial lift methods, Vol 4; página 220.

Imagen 6.16.- Ramos Morales H.: Salgado Castro H.: Ruiz Maldonado O.: y Salazar Munive A.: "Test of hydraulic jet pump in the balam 91 well"; PEMEX exploración y producción Activo Ek-Balam SPE 59021 Año 2000.

Imagen 6.17.- Ramos Morales H.: Salgado Castro H.: Ruiz Maldonado O.: y Salazar Munive A.: "Test of hydraulic jet pump in the balam 91 well"; PEMEX exploración y producción Activo Ek-Balam SPE 59021 Año 2000.

Imagen 6.18.- Exploration & production department american petroleum institute: " Gas lift manual book 6 of the series cational training "; Third edition; 1994; página 5.

Imagen 6.19.- Brown Kermit E.: Technology of arificial lift methods, Vol 2a; página 99.

Imagen 6.20.- Brown Kermit E.: Technology of arificial lift methods, Vol 2a; página 99.

Imagen 6.21.- Brown Kermit E.: Technology of arificial lift methods, Vol 2a; página 97.

Imagen 6.22.- Brown Kermit E.: Technology of arificial lift methods, Vol 2a; página 98.

Imagen 6.23.- Marfissi Steve: Lujan Alberto: Inyección de gas caliente como sistema de gas artificial utilizando una competición de tuberías concéntricas en un pozo se crudo pesado en la faja petrolífera del Orinoco; PDVSA E&P.

Imagen 6.24.- Marfissi Steve: Lujan Alberto: Inyección de gas caliente como sistema de gas artificial utilizando una competición de tuberías concéntricas en un pozo se crudo pesado en la faja petrolífera del Orinoco; PDVSA E&P.

Imagen 6.25.- Marfissi Steve: Lujan Alberto: Inyección de gas caliente como sistema de gas artificial utilizando una competición de tuberías concéntricas en un pozo se crudo pesado en la faja petrolífera del Orinoco; PDVSA E&P.

Imagen 6.26.- Marfissi Steve: Lujan Alberto: Inyección de gas caliente como sistema de gas artificial utilizando una competición de tuberías concéntricas en un pozo se crudo pesado en la faja petrolífera del Orinoco; PDVSA E&P.

Imagen 6.27.- http://cmtoti.blogspot.mx/2010_05_01_archive.html ; 27 de marzo de 2012, 21:30 hrs.

Imagen 6.28.- <http://www.galpenenergia.com/ES/agalpenenergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Extracao-e-processamento.aspx>

- Imagen 6.29.- Lucero Aranda Felipe: Apuntes Sistemas artificiales de producción; UNAM; Facultad de Ingeniería; Semestre 2011-2.
- Imagen 6.30.- Guirados Carlos: Sandoval José: Rivas Olegario Troconos Henry: "Production optimization of sucker rod pumping wells producing viscous oil in boscán fiels, Venezuela"; Maraven S. A.; SPE 29536; año 1995.
- Imagen 6.31.- Guirados Carlos: Sandoval José: Rivas Olegario Troconos Henry: "Production optimization of sucker rod pumping wells producing viscous oil in boscán fiels, Venezuela"; Maraven S. A.; SPE 29536; año 1995.
- Imagen 6.32.- Wu Bingchang: SPE : Li Xin : PCM Pompes : " The special sucessfull PCP applications in heavy oilfields " ; SPE 136817.
- Imagen 6.33.- KUDU : <http://www.kudupump.com/es/productos/bcps-de-alta-temperatura> ; 8 de mayo de 2012, 12:00 hrs.
- Imagen 6.34.- KUDU : <http://www.kudupump.com/es/productos/bcps-de-alta-temperatura> ; 8 de mayo de 2012, 11:30 hrs.
- Imagen 6.35.- Wu Bingchang: SPE : Li Xin : PCM Pompes : " The special sucessfull PCP applications in heavy oilfields " ; SPE 136817.
- Imagen 6.36.- Hanfield T.C. : Nations T. : Noonan S.G. : Conoco Phillips : "SAGD gas lift completion and optimization: a field case study at Surmond".
- Imagen 6.37.- Shengnan Chen : SPE : Yang Daoyong : "Parametric design and application of jet pumping in an ultra-deep heavy oil reservoir" ; University of Regina and China University of Petroleum ; SPE 131634 2010.

CAPÍTULO VII

YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO

Hoy en día, los aceites pesados y extrapesados en nuestro país representan cerca del 70% de la producción promedio de crudo ^{7.2}, y la mayor parte de las reservas probadas, probables y posibles. Actualmente su producción se concentra en yacimientos de la Sonda de Campeche, otros en tierra y de menor tamaño en Tamaulipas y Veracruz. No obstante, se espera encontrar más yacimientos de este tipo en aguas profundas del Golfo de México, lo que ha dividido opiniones respecto a las prioridades de la industria petrolera nacional, confrontando puntos de vista sobre la asignación de recursos frente a otros proyectos como aguas profundas, campos maduros y el desarrollo o adquisición de nuevas tecnologías, como la plataforma Bicentenario la cual se muestra en la **Imagen 7.1**.



Imagen 7.1. Plataforma Bicentenario, arrendada a Petróleos Mexicanos por 5 años para perforación en aguas profundas y ultraprofundas.

***Referencias al final del capítulo**

7.1. PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO EN MÉXICO

Las características y propiedades de los hidrocarburos varían de región a región, dependiendo de los procesos de formación y las cuencas en que ésta se haya dado. Por lo que no es de extrañarse que siendo México un país tan grande y con amplia diversidad geológica, se tengan diferentes tipos de hidrocarburos, con rangos que van desde aceites ligeros y superligeros hasta extrapesados. Las características más notables suelen ser:

Color: el color de los hidrocarburos se define según el peso molecular; estos serán más oscuros conforme aumente su peso molecular. La gama de color varía de amarillo a pardo, rojizo o verdoso y de pardo a castaño oscuro.

Olor: Éste dependerá de los componentes químicos que predominen en el aceite; si presenta un olor a gasolina, será indicador de componentes ligeros; si es un olor agradable al olfato, será indicativo de mayor cantidad de componentes aromáticos; por otro lado si se percibe un olor fuerte a azufre será indicativo de alto contenido de azufre.

Gravedad API: Es una medida de la densidad que nos indica que tan pesado o liviano es el hidrocarburo en comparación con el agua.

Viscosidad: Esta dependerá de la composición, contenido de gas disuelto y temperatura del medio; este fenómeno se puede observar en la **Imagen 7.2.**



Imagen 7.2. Ejemplo de viscosidad en el aceite.

Punto de Ecurrimiento: Temperatura a la cual, el aceite comienza a moverse. Esto es importante ya que la variación de temperatura es un fenómeno presente en los sistemas de recuperación secundaria o mejorada, así como en los sistemas artificiales de producción.

Valor Calorífico: Por medio de esta se evalúa la calidad de los hidrocarburos. Este se mide en Calorías o BTU (Unidad Térmica Británica por sus siglas en inglés), que es la cantidad requerida de calor para que una libra masa de agua aumente 1°F su temperatura. Los aceites ligeros son los que tienen un poder calorífico más elevado, ya que contienen mayor cantidad de hidrógeno.

Libras de Sal por millar de barril (LMB): Esta es la cantidad de sal que se encuentra en los hidrocarburos, esta reflejará la conductividad del hidrocarburo; mientras más sal contenga este, más conductivo será. Esto nos ayudará en el momento de la toma de registros, estas se miden en libras de sal por cada mil barriles y es determinado en el laboratorio.

7.2. CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Desde el punto de vista químico, los hidrocarburos pesados se clasifican en porción a 3 componentes principales que son las Parafinas, Naftas y Aromáticos, quedando clasificados como:

- Crudo base aromática: Tiene alto contenido de naftenos y compuestos aromáticos de bajo peso molecular, y en menor proporción; asfaltos y aceites lubricantes.
- Crudo base asfáltica: Productores de asfalto y aceites combustibles pesados.
- Crudo base nafténica: Contienen gran cantidad de naftenos y material asfáltico. Al ser refinados producen aceites lubricantes de baja gravedad, viscosidad y contenido de carbón.
- Crudo base parafínica o cerosa: Como su nombre lo dice, posee gran proporción de ceras y aceites lubricantes, y bajas cantidades de naftenos, azufre, nitrógeno y oxígeno.
- Crudo despuntado: Petróleo crudo al cual se le han extraído naftas y otros hidrocarburos ligeros para la producción de aromáticos.^{7.1}

Por otro lado, para fines comerciales, la industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API en:

Tabla 7.1 Clasificación de crudos según API

Aceite Crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad Grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Superligero	< 0.83	> 39

Obedeciendo la escala API, se clasifican los tipos de crudo de cada región productora de acuerdo a los grados que tengan, compuestos e impurezas (como el azufre, agua y sedimentos). Sin embargo, para lograr una comercialización más conveniente, no se exportan de manera individual,

sino que se realiza la mezcla de aquellos con mayor y menor contenido de azufre, conocida como Mezcla Mexicana de Exportación (MME), algunas de dichas características se muestran en la **Tabla 7.2.**

Tabla 7.2. Clasificación y características de los principales crudos mexicanos.

Característica	Tipo de Crudo			
	Maya	Istmo	Olmeca	Altamira
°API	21.0 – 22.0	32.0 – 33.0	38.0 – 39.0	15.0 – 16.5
Viscosidad a 100°F (cp)	320	60	38	1280 – 1750
Agua y Sedimentos (%vol.)	0.5	0.5	0.5	1.0
Azufre (% peso)	3.4	1.8	0.73 – 0.95	5.5 – 6.0
PVR (lb/pg ²)	6.0	6.0	6.2	3.0
Punto de Escurrimiento (°F)	-25	-35	-55	32
Zona productora	Sonda de Campeche	Región Marina Suroeste, Poza Rica y Cinco Presidentes	Activos Jujo–Tecominoacan, Bellota–Chinchorro, Muspac y Samaria Sitio Grande	Altamira Tamaulipas

Aunque la MME consta de crudo Maya, Istmo y Olmeca, se tienen producciones de otros aceites: El Altamira, el Papaloapan y el Ceroso, destinados principalmente al abastecimiento nacional.

7.3. RESERVAS

Para el 1 de enero de 2012, la reserva nacional 3P de crudo alcanzó 43,837.3 millones de barriles; de esta cantidad 52.4 % equivalía a crudo pesado, 35.3 % a crudo ligero y 12.4 % a crudo superligero.^{7.2} En la **Tabla 7.3** se muestra la evolución de las reservas en los últimos años así como la participación de cada tipo de aceite.

Tabla 7.3. Clasificación de las reservas totales de crudo.

Año	Región	Aceite		
		Pesado MM Bis	Ligero MM Bis	Superligero MM Bis
2009	Total	16,836.2	10,948.1	3,145.5
	Marina Noreste	11,569.1	87.6	0.0
	Marina Suroeste	739.9	1,793.1	684.4
	Norte	4,177.0	6,740.3	1,485.5
	Sur	350.1	2,327.1	975.6
2010	Total	15,997.9	10,763.2	3,736.2
	Marina Noreste	10,989.5	134.1	0.0
	Marina Suroeste	740.0	1,778.0	1,033.5
	Norte	3,932.7	6,500.8	1,649.7
	Sur	335.8	2,350.3	1,053.0
2011	Total	15,781.0	10,534.2	4,244.5
	Marina Noreste	11,095.6	74.7	0.0
	Marina Suroeste	701.7	1,770.4	1,242.4
	Norte	3,663.9	6,565.2	1,686.7
	Sur	319.8	2,123.8	1,315.4
2012	Total	16,026.8	10,797.8	3,787.9
	Marina Noreste	11,496.3	99.0	0.0
	Marina Suroeste	735.9	2,023.6	1,266.9
	Norte	3,490.8	6,729.5	1,278.8
	Sur	303.8	1,945.8	1,242.2

Dependiendo de la región productora, las reservas varían tanto en cantidad como en el tipo de hidrocarburos, así como la certeza de estas; mientras que las regiones marinas y el golfo México almacenan la mayor cantidad de los hidrocarburos pesados hasta ahora, la Región Norte posee el mayor acervo de gas y recursos prospectivos en general; por su parte, la Región Sur aloja los mayores yacimientos probados de crudos superligeros.

Con el paso de los últimos años, es notable como la proporción de aceites pesados va cobrando importancia dentro de la industria nacional; la buena noticia es que al menos, dentro de las reservas probadas (1P), la mayor parte de estas se encuentran ya desarrolladas, y la necesidad de nuevas inversiones para perforación y explotación son menores, exceptuando aquellas en que sean necesarias reconfiguraciones tecnológicas. Tal cambio en las reservas se muestra en las Tablas 7.4 y 7.5.

Tabla 7.4 Comportamiento y clasificación de las reservas probadas desarrolladas.

Año	Región	Aceite		
		Pesado MM Bls	Ligero MM Bls	Superligero MM Bls
2009	Total	5,046.5	2,064.8	527.0
	Marina Noreste	4,820.8	16.7	0.0
	Marina Suroeste	0.0	527.8	145.8
	Norte	208.2	196.7	3.0
	Sur	17.6	1,323.5	378.2
2010	Total	4,814.3	1,986.5	563.4
	Marina Noreste	4,645.2	13.4	0.0
	Marina Suroeste	0.0	523.6	124.2
	Norte	144.4	130.5	0.0
	Sur	24.7	1,319.0	439.2
2011	Total	4,476.3	1,917.7	622.9
	Marina Noreste	4,265.2	16.3	0.0
	Marina Suroeste	0.0	527.1	77.7
	Norte	169.8	143.3	5.1
	Sur	41.3	1,231.0	540.1
2012	Total	4,493.1	1,688.9	605.4
	Marina Noreste	4,278.0	25.0	0.0
	Marina Suroeste	0.0	536.3	84.8
	Norte	175.7	124.5	5.0
	Sur	39.4	1,003.1	515.5

Tabla 7.5. Comportamiento y clasificación de las reservas probadas no desarrolladas.

Año	Región	Aceite		
		Pesado MM BIs	Ligero MM BIs	Superligero MM BIs
2009	Total	1,334.8	1,172.8	258.2
	Marina Noreste	1,047.7	34.1	0.0
	Marina Suroeste	120.9	280.3	101.0
	Norte	134.2	271.8	14.9
	Sur	32.0	586.6	142.3
2010	Total	1,668.2	1,035.2	352.0
	Marina Noreste	1,394.0	38.4	0.0
	Marina Suroeste	113.2	242.8	165.9
	Norte	131.9	190.7	16.0
	Sur	29.1	563.2	170.0
2011	Total	1,674.2	1,020.6	449.3
	Marina Noreste	1,371.6	29.1	0.0
	Marina Suroeste	111.5	291.0	248.6
	Norte	144.2	187.8	8.3
	Sur	46.9	512.8	192.4
2012	Total	1,625.0	1,103.5	509.3
	Marina Noreste	1,194.8	30.3	0.0
	Marina Suroeste	101.1	244.3	300.3
	Norte	265.0	229.6	13.1
	Sur	64.1	599.2	195.8

Para enero de 2012, se reportaron las siguientes reservas regionales:^{7.16}

7.3.1. Región Norte

Esta se ilustra en la **Imagen 7.3**, es la región más grande del país extendiéndose por 27 estados con 1.8 millones de km²; esta se compone por cuatro activos que son: Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz.

Al primero de enero de 2012, se registró un volumen de reserva probada de aceite de 813.1 MM Bls, dentro de esta, 305.3 MM Bls corresponden a la reserva probada desarrollada, y 507.8 MM Bls a la no desarrollada.



Imagen 7.3. Región Norte

En la **Tabla 7.6** se muestran las reservas 1P, 2P y 3P así como la importancia del aceite pesado para cada una de ellas.

Tabla 7.6. Reservas de hidrocarburos de la Región Norte para el 1 de enero de 2012.

Reserva	Petróleo Crudo Equivalente (MM BPCE)	Crudo (MM Bls)	Aceite pesado (MM Bls)
Probadas (1P)	1,575.2	813.1	440.7
Aceite terciario del Golfo	743.0	568.3	315.4
Burgos	388.0	6.4	0.0
Poza Rica-Altamira	294.0	229.2	119.6
Veracruz	150.2	9.1	5.8
2P	7,744.5	4,492.4	1,744.9
Aceite terciario del Golfo	6,488.8	4,065.1	1,524.5
Burgos	557.3	8.8	0.0
Poza Rica-Altamira	514.5	404.3	212.4
Veracruz	183.9	14.3	8.0
Totales (3P)	18,689.0	11,499.1	3,490.8
Aceite terciario del Golfo	17,036.6	10,947.1	3,246.5
Burgos	777.2	9.5	0.0
Poza Rica-Altamira	653.1	521.5	232.3
Veracruz	222.1	20.9	11.9

7.3.2. Región Sur

La región, cuya ubicación se muestra en la **Imagen 7.4**, con una superficie de 390,000 km², situada en la región sur de la República, con cuatro activos principales como: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna.

La reserva probada fue de 2,417.2 MM BIs de aceite, equivalente al 24.1 % del total nacional y 6,437.2 M MM pies³ de gas natural, representando 37.4 % del total nacional. Dentro de las reservas probadas desarrolladas se tuvo 1,558.1 MM BIs de aceite y 4,435.4 M MM pies³ de gas.



Imagen 7.4. Región Sur

Por otro lado, las no desarrolladas fueron de 859.1 MM BIs de aceite, representado el 23.0 % del total nacional, respecto al gas natural, esta fue de 2,001.8 M MM pies³, equivalente al 26.5 % del mismo total. En las **Tabla 7.7** se muestran los diferentes tipos de reservas.

Tabla 7.7. Reservas de hidrocarburos de la Región Sur para el 1 de enero de 2012.

Reserva	Petróleo Crudo Equivalente (MM BPCE)	Crudo (MM BIs)	Aceite pesado (MM BIs)
Probadas (1P)	3,980.2	2,417.2	103.5
Bellota-Jujo	1,300.1	878.6	25.4
Cinco Presidentes	297.9	228.5	16.2
Macuspana-Muspac	498.8	158.9	2.2
Samaria Luna	1,883.3	1,151.2	59.7
2P	4,983.6	3,083.8	172.9
Bellota-Jujo	1,757.8	1,218.0	28.5
Cinco Presidentes	332.8	255.7	17.3
Macuspana-Muspac	638.9	212.4	3.1
Samaria Luna	2,254.1	1,397.8	124.1
Totales (3P)	5,567.7	3,491.8	303.8
Bellota-Jujo	1,898.4	1,319.3	30.7
Cinco Presidentes	416.9	326.5	18.4
Macuspana-Muspac	815.4	288.4	3.1
Samaria-Luna	2,437.0	1,557.5	251.6

7.3.4. Región Marina Suroeste

Ubicada al Sureste del país con una superficie de 352,390 km² limitada por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche (**Imagen 7.5**). Los activos más importantes de esta región son Abkatún-Pol-Chuc y el Litoral de Tabasco como se muestra en la **Imagen 7.6**.

Para el primero de enero de 2012, se estimó una reserva probada cercana a los 1,266.9 MM Bls de aceite representando 12.6 % reserva probada nacional.



Imagen 7.5. Ubicación de la Región Marina Suroeste.

Del total de la reserva de crudo de esta región, el aceite ligero resultó ser el más abundante. En la **Tabla 7.8** se muestran las reservas 1P, 2P y 3P así como la importancia del aceite pesado en las mismas.

Tabla 7.8. Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Suroeste para el 1 de enero de 2012.

Reserva	Petróleo Crudo Equivalente (MM BPCE)	Crudo (MM Bls)	Aceite pesado (MM Bls)
Probadas (1P)	2,115.5	1,266.9	101.1
Abkatún-Pol-Chuc	571.0	413.8	12.3
Litoral de Tabasco	1,544.5	853.1	88.8
2P	4,091.9	2,496.3	392.8
Abkatún-Pol-Chuc	1,290.4	983.8	133.0
Litoral de Tabasco	2,801.6	1,485.5	259.9
Totales (3P)	7,054.4	4,026.4	735.9
Abkatún-Pol-Chuc	1,464.0	1,141.4	254.6
Litoral de Tabasco	5,590.4	2,885.0	481.3

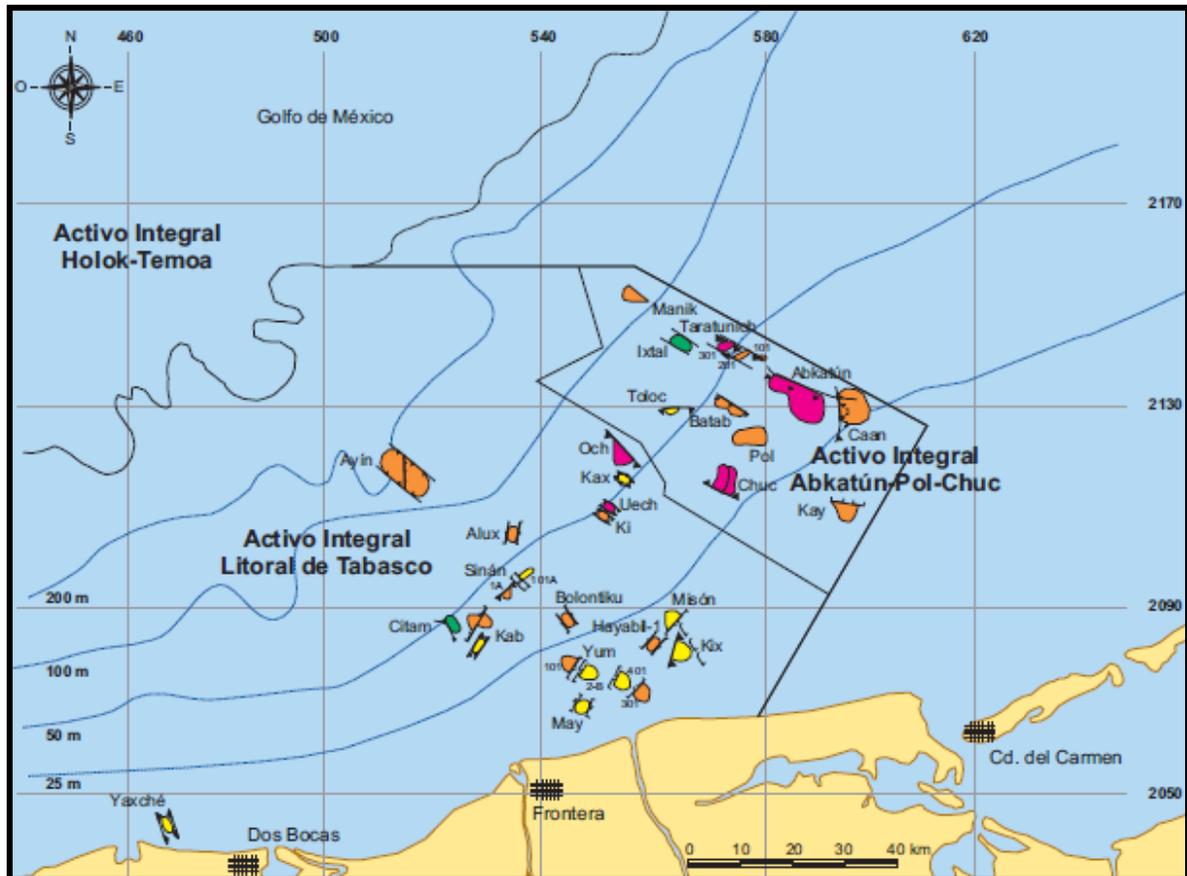


Imagen 7.6. Principales activos integrales de la Región Marina Suroeste.

7.3.3. Región Marina Noreste

Se ubica al Suroeste de la República Mexicana, con una superficie de 166,000 km², frente a las costas de Yucatán, Campeche y Quintana Roo (**Imagen 7.7**).

En lo que respecta a crudos pesados, esta región, es de gran importancia, pues en ella se ubican la mayor cantidad de yacimientos en producción actual, así como de reservas y proyectos en vías de desarrollo. Está constituida por los activos integrales: Cantarell y Kumaloob-Zaap (**Imagen 7.8**), de los cuales, el crudo de mayor producción es el tipo Maya.



Imagen 7.7. Región Marina Noreste.

Recientemente se han descubierto e incorporado importantes campos en las inmediaciones de los ya conocidos, como Ayatsil en 2006, Tekel y Chapabil en 2009 y Utsil en 2010.

La reserva 1P o probada de aceite para esta región ascendía a 5,528.0 MM Bls, representando el 55.1 % de la reserva probada total del país.

En cuanto a las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la región, éstas mostraron valores de 4,302.9 MM Bls y 1,225.1 MM Bls de aceite. De esta manera, las reservas probadas de aceite de 5,528.0 MM Bls.

Las reservas probables fueron de 2,999.7 MM Bls de aceite, representando 35.1 % del valor de las reservas nacionales, mientras que las posibles eran de 3,067.6 MM Bls de aceite, siendo un 25.5 % del valor de las reservas nacionales de aceite.

En la **Tabla 7.9** se muestran los valores alcanzados para las reservas 1P, 2P y 3P, así como el aporte de aceite pesado para cada una de ellas.

Tabla 7.9. Reservas de hidrocarburos de la Región Marina Noreste para el 1 de enero de 2012.

Reserva	Petróleo crudo equivalente (MM BPCE)	Crudo (MM Bls)	Aceite pesado (MM Bls)
Probadas (1P)	6,139.4	5,528.0	5,472.7
Cantarell	2,342.4	2,024.9	1,969.6
Ku Maloob Zaap	3,796.9	3,503.1	3,503.1
2P	9,343.0	8,527.7	8,428.8
Cantarell	3,882.2	3,442.4	3,343.5
Ku Maloob Zaap	5,460.8	5,085.3	5,085.3
Totales (3P)	12,526.3	11,595.3	11,496.3
Cantarell	5,352.3	4,844.8	4,745.3
Ku Maloob Zaap	7,173.9	6,750.4	6,750.4

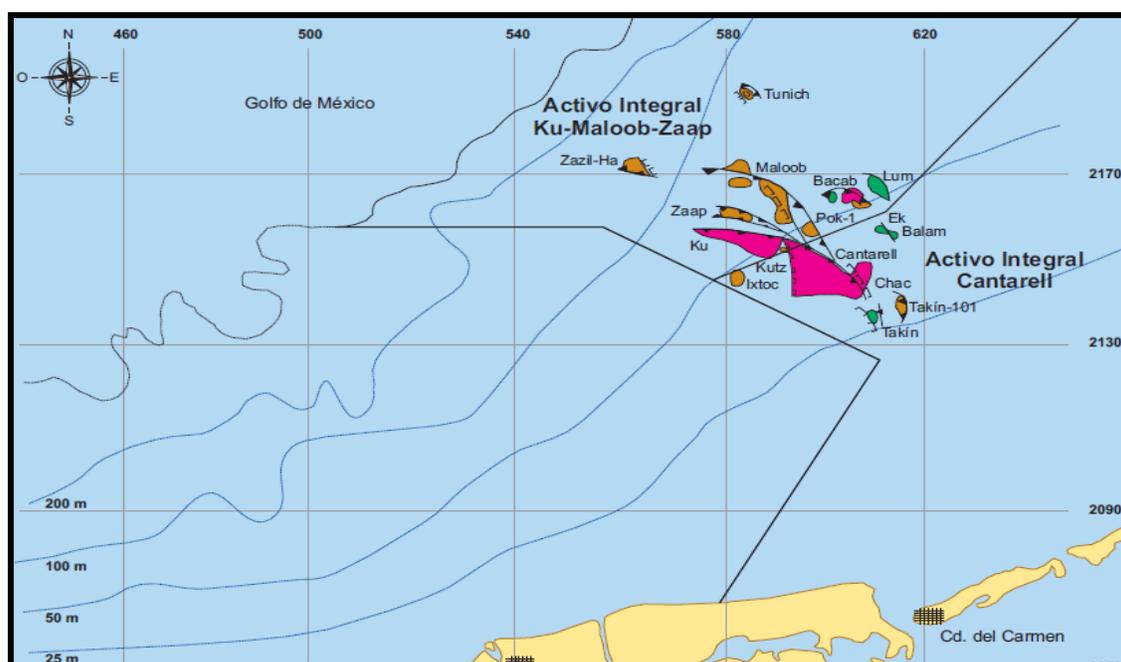


Imagen 7.8. Ubicación de los principales campos de la Región Noreste.

7.4. PRINCIPALES CAMPOS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO

En nuestro país, los principales yacimientos descubiertos y en producción de aceites pesados hasta el momento, se localizan costa afuera en aguas territoriales del Golfo de México, estos representan la mayor parte de la producción nacional, en su mayoría, estos yacimientos producen aceites que van de los 8 a 11°API, bajo tirantes de agua entre los 100 y 200 m hasta el momento.

Ku-Maloob-Zaap^{7.4}

El complejo se localiza a 105 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche como se muestra en la **Imagen 7.9**, los rangos de tirantes de agua oscilan en los rangos de 60 a 90 m; está constituido por 5 campos productores, Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum, se asignaron estos nombres en honor a la cultura maya, la cual fue predominante en esta zona.

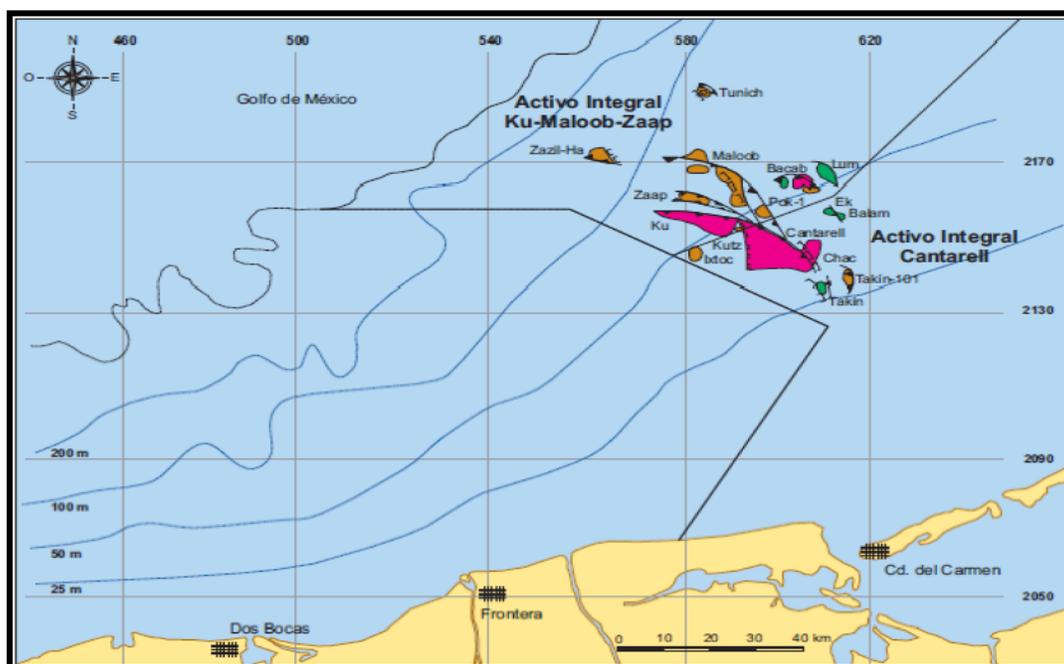


Imagen 7.9. Ubicación del complejo Ku-Maloob-Zaap en el Golfo de México.

En el año de 1979 se descubrió el campo Ku e inicio su producción en el año de 1981 con un promedio de 43 M Bls/ día. Posteriormente se descubrieron los campos Maloob en 1984 y Zaap en 1991, el complejo es productor de aceite pesado del orden de 14°API.^{7.5} Hasta el año de 2008 en cuestión de reservas probadas y producción de aceite, este complejo, fue el segundo más importante del país, para el año de 2009 se ubico como el principal productor a nivel nacional con 808 M Bls/ día.

En la actualidad el complejo opera con 155 pozos productores, los cuales contribuyeron con el 34% de la producción nacional.

Kayab^{7.6}

Como se ilustra en la **Imagen 7.10**, el yacimiento Kayab Ubicado a 135 km al noroeste de Ciudad del Carmen, tras perforar 3,280 m verticales, bajo un tirante de agua de 154 metros, fue descubierto en al año 2005 este yacimiento de aceite pesado y gas en rocas carbonatadas del Cretácico, con porosidades cercanas al 5% y saturación de agua de 25%.

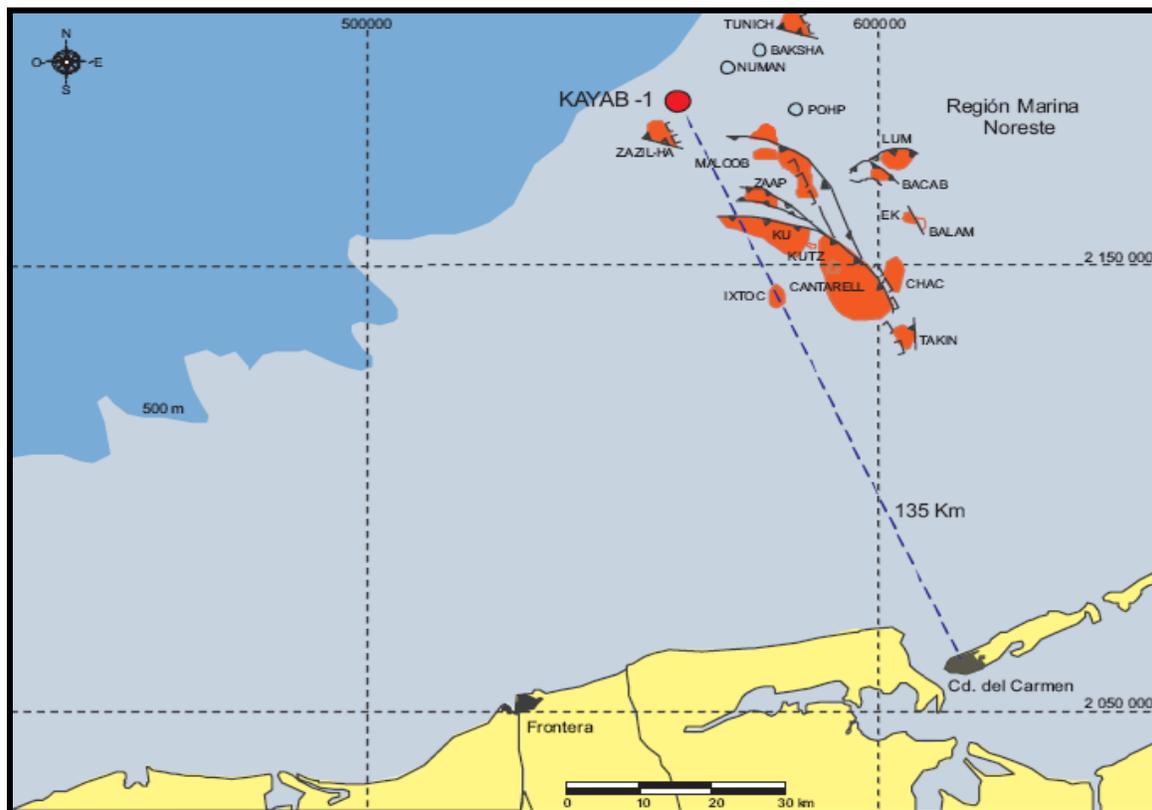


Imagen 7.10. Posición del Yacimiento Kayab en la Sonda de Campeche.

En los niveles inferior y medio, se encontró aceite de 9°API, mientras que en brechas del Cretácico superior se logró una producción inicial de 2,249 Bls/día de aceite de hasta 8°API con ayuda de bombeo electrocentrífugo.

Para el año de su descubrimiento, la reserva 3P se estimó en 134.4 MM Bls de crudo equivalente, y el volumen original de aceite, en 1,900.1 MM Bls.

Tson

Descubierto también en 2005, se ubica dentro de las aguas territoriales del golfo a 121 km de Ciudad del Carmen, como se muestra en la **Imagen 7.11**. Este yacimiento de aceite pesado está constituido por carbonatos oolíticos dolomitizados con porosidad cercana al 5% y saturación de agua del 50%, por sus características, se ha dividido en dos secciones; Yacimientos Cretácico y Jurásico.

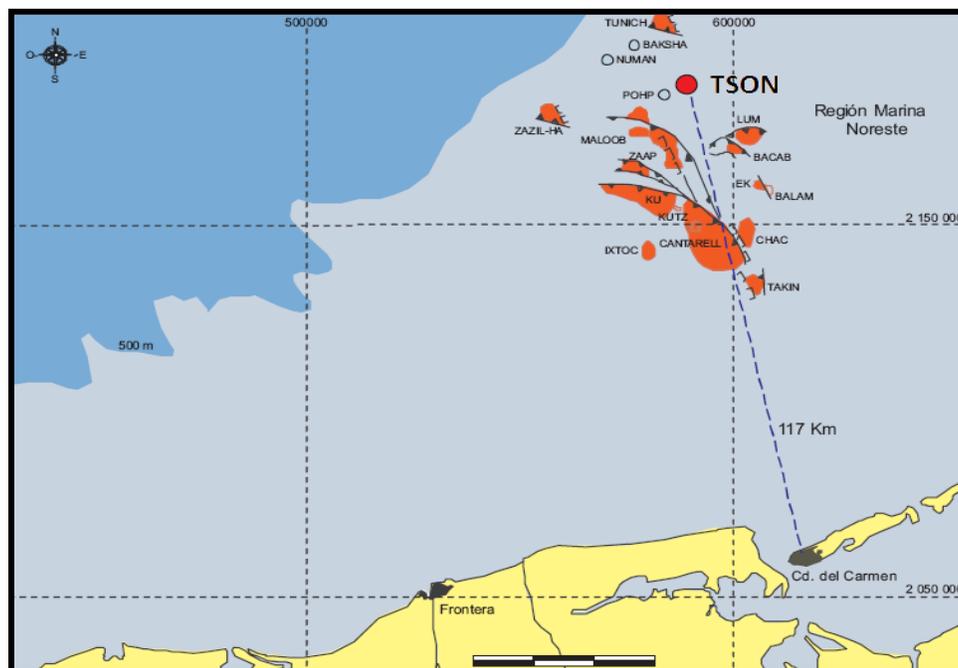


Imagen 7.11. Localización del Campo Tson dentro de la Sonda de Campeche.

El primer pozo perforado rebasó los 4200 m de profundidad total vertical, produciendo 2,764 Bls/día de aceite de 9°API en el nivel correspondiente al Jurásico superior Kimmeridgiano, y 3,002 Bls/día de aceite de 8°API en la brecha del Cretácico superior ; en ambos casos apoyado por un sistema de bombeo electrocentrífugo.

De los yacimientos Cretácico y Jurásico, la mayor parte tanto de las reservas 3P de crudo equivalente como de volumen original de Aceite se encuentran en el Cretácico, tal como se puede ver en la **Tabla 7.10**.

Tabla 7.10. Reservas totales y correspondientes a cada yacimiento del campo Tson.

Yacimiento	Volumen Original 3P (MM Bls)	Reserva 3P (MM Bls CE)
Cretácico	1,813,3	131.2
Jurásico	303.8	22.1
Total	2,117.1	153.3

Ayatsil^{7.7}

Se descubrió en el año de 2006, se ubica en aguas del Golfo de México, a 130 km al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche, este se muestra en la **Imagen 7.12**, con un tirante de agua de 114 m, su localización se muestra en la Imagen, es productor de aceite pesado aproximadamente de 11 °API, esto se determinó por medio de pruebas de presión, registros geofísicos y análisis de núcleos; se estimó que la profundidad del contacto agua-aceite 4,228 m bajo del nivel del mar.

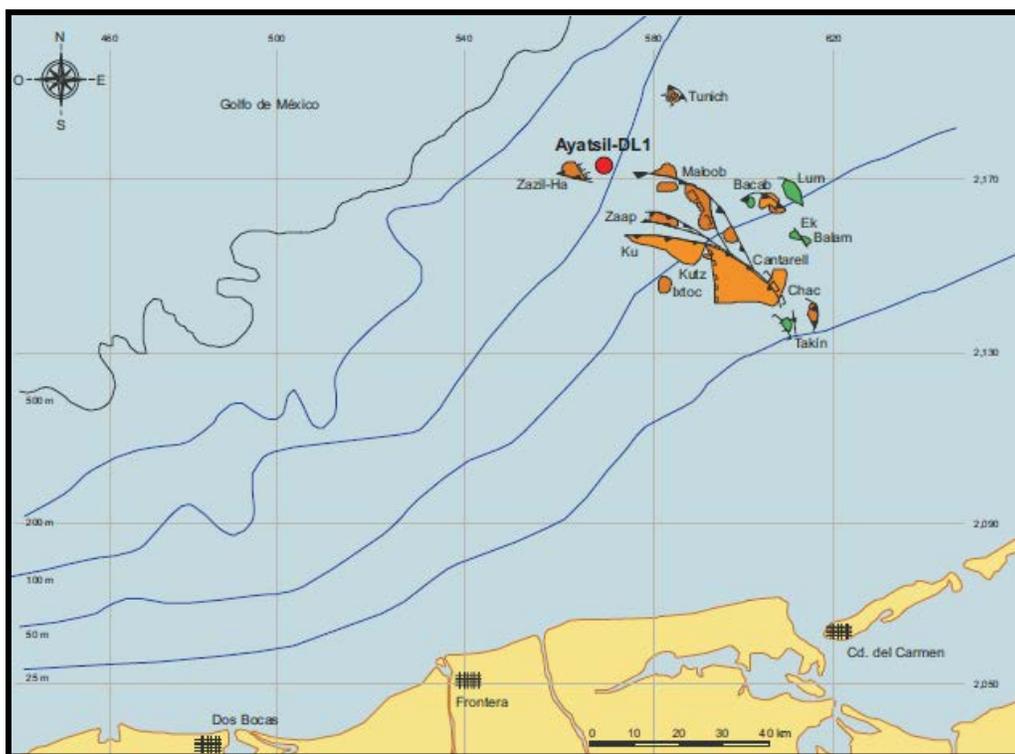


Imagen 7.12. Ubicación del Campo Ayatsil en el Golfo de México.

Se obtuvo un gasto de producción de 4,150 Bls/día con una profundidad de 4,710 m, esto en el año de 2008; la reserva 1P se estimó en 90.4 MM Bls, la 2P en 187.9 MM Bls y finalmente la 3P en 406.7 MM Bls de aceite crudo equivalente.

Utsil^{7.8}

Descubierto en el 2010, se localiza a 132 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, la ubicación se muestra en la **Imagen 7.13** Con el pozo productor Tekel-1 se tuvo una producción de aceite pesado de 9 °API, con una profundidad de 3,950 m y un gasto de 3,207 Bls /día.

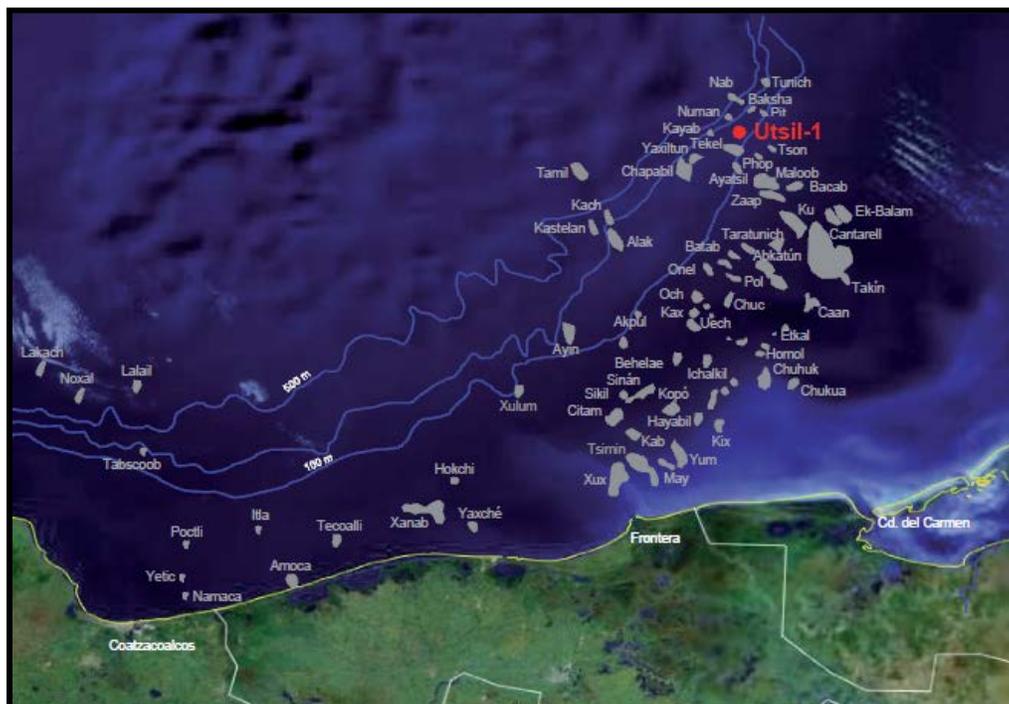


Imagen 7.13. Ubicación del Pozo Utsil-1 en el Golfo de México.

Para este yacimiento se estimaron reservas totales de 104.0 MM Bls de aceite y 17.8 M MM ft³ de gas natural, por otro lado las reservas probadas ascendían a 26.8 MM Bls y las probadas en adición con las probables en 46.8 MM Bls de aceite.

Nab-1 ^{7.9}

Pozo perforado a 145 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche como se ilustra en la **Imagen 7.14**, con un tirante de agua de 679 m y una profundidad de 4,050 m verticales, con una producción de aceite extrapesado de 8.8 °API y un gasto de 1,215 Bls/día por medio de la utilización de bombeo electrocentrifugo.

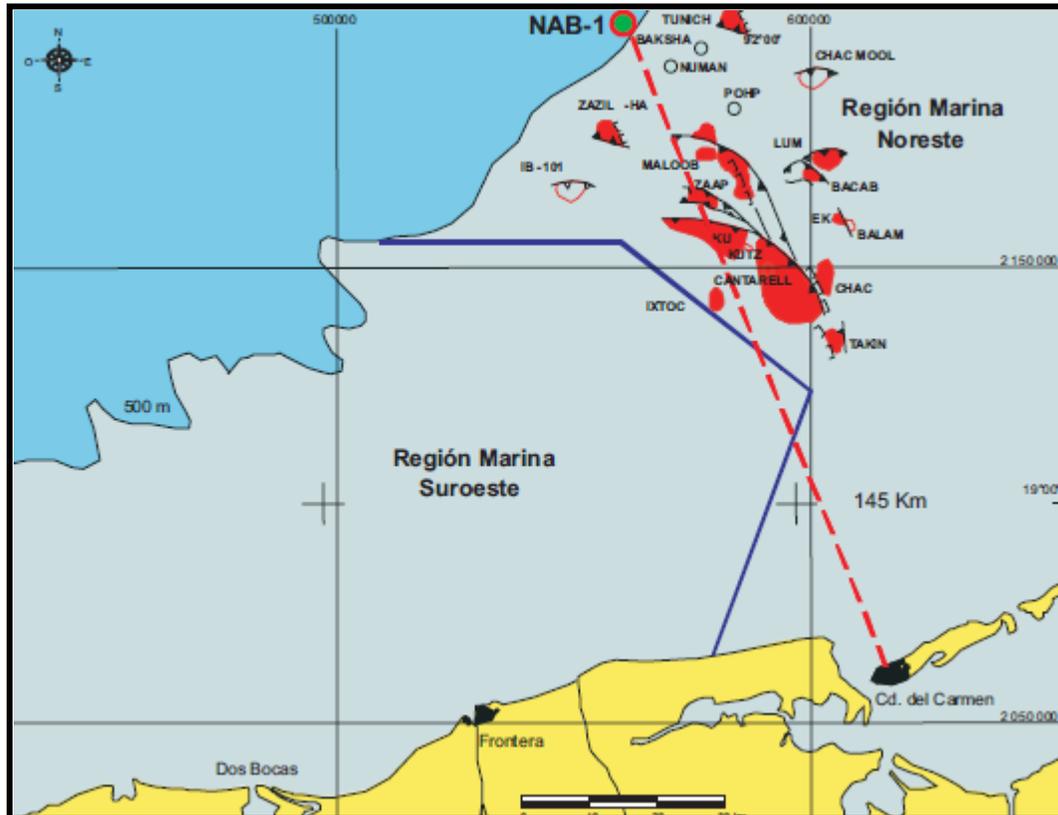


Imagen 7.14. Ubicación del Pozo Nab-1 en el Golfo de México.

Dentro de las reservas originales de aceite se estimaron 32.6 M Bls, esto en el año de 2004, así mismo, en este año, fue uno de los pozos perforados con mayor tirante de agua en el país. Este descubrimiento fue un aliento para continuar con la exploración hacia aguas más profundas.

Numán-1

Este pozo se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, como se muestra en la **Imagen 7.15**, con una profundidad vertical total de 3,650 m, productor de aceite extrapesado, con la utilización de bombeo electrocentrifugo, se logro una producción de aceite de 9 °API de 780 Bls/día.

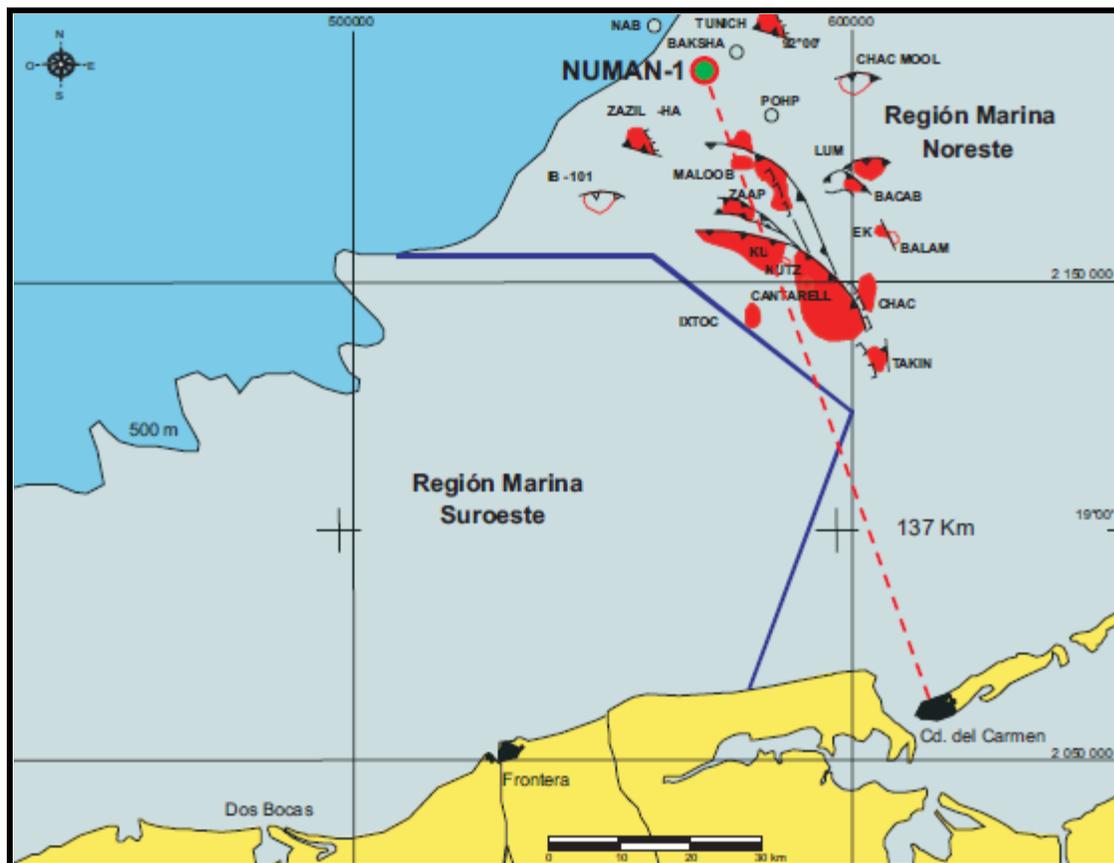


Imagen 7.15. Ubicación del Pozo Numán-1 en aguas territoriales del Golfo de México.

El objetivo de este pozo fue la evaluación del potencial del Cretácico Superior y Medio, que son productores en los Campos de Ku –Maloob –Zaap. Las reservas de aceite crudo equivalente, fueron estimadas en 16.7 M Bls.

Baksha-1

Ubicado, como se muestra en la **Imagen 7.16**, a 138 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, alcanzó una profundidad vertical de 3,820 m con un tirante de agua de 160 m, siendo productor de aceite extrapesado.

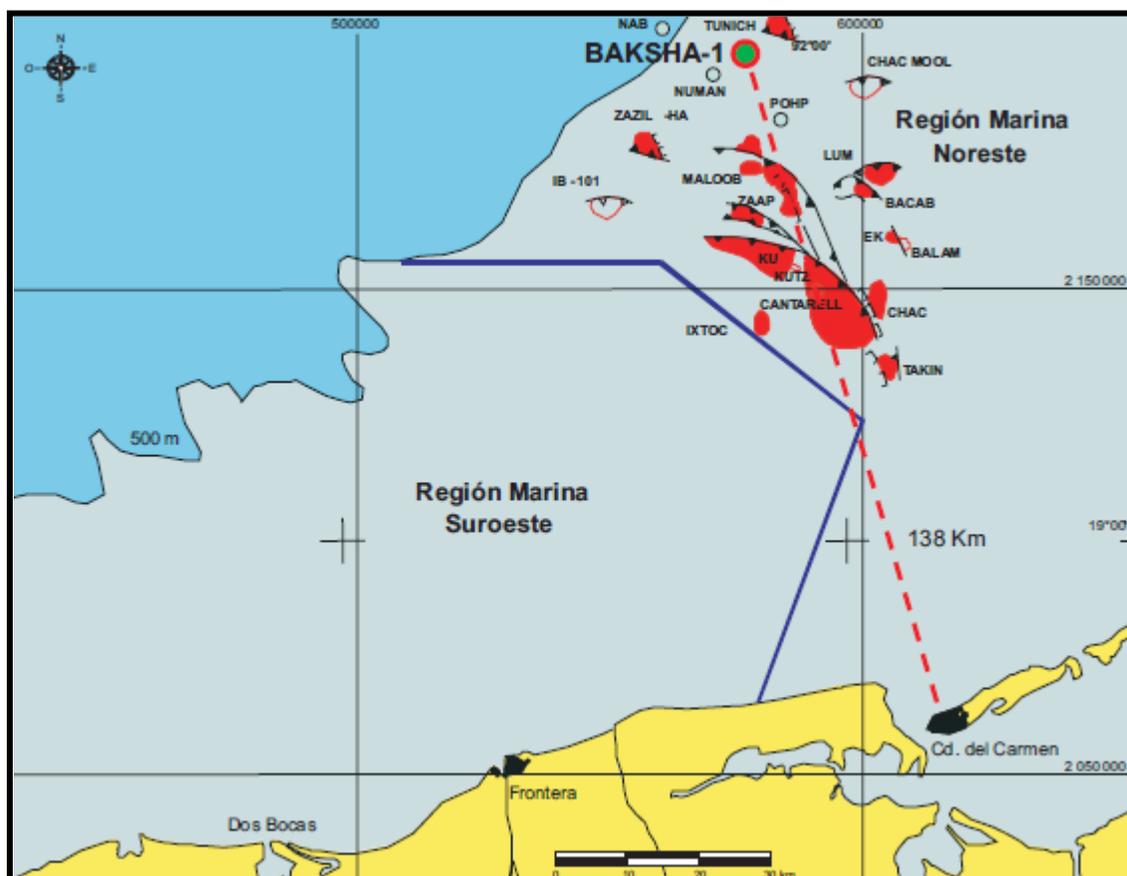
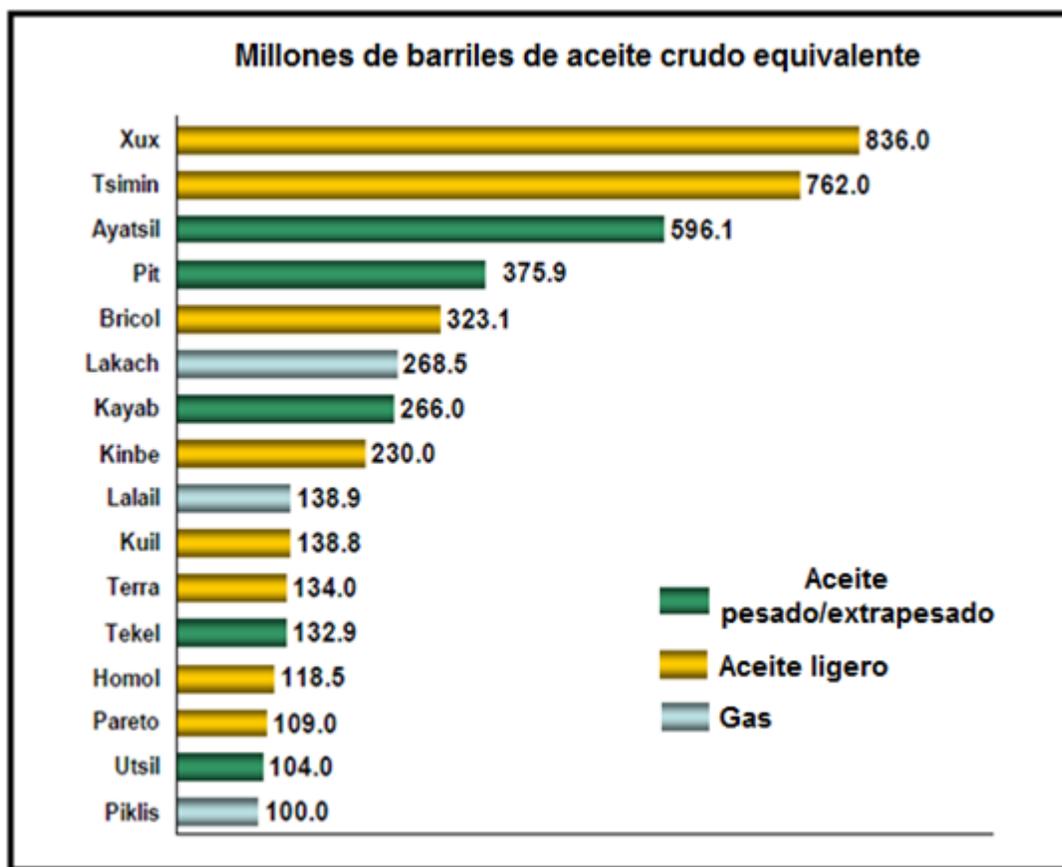


Imagen 7.16. Ubicación del Pozo Baksha-1 en el Golfo de México.

Este pozo se realizó con el mismo objetivo del pozo Numán-1, por medio de la utilización de bombeo electrocentrífugo, se obtuvo una producción de 2,018 Bls/día de aceite extrapesado de 9.6 °API. Se registró una reserva de aceite 1P de 9.6 MM Bls, 2P y 3P con valores de 15.5 y 57.8 MM Bls, respectivamente.

De esta manera, en los últimos años, con nuevos descubrimientos como el complejo Ayatsil-Tekel-Pit-Kayab, de aceite pesado, que se encuentra ubicado en la parte norte del activo Ku-Maloob-Zaap, para el año 2011, se incorporaron reservas totales de 1,623 MM Bls, ^{7,10} en cuanto a reservas probadas se incorporo 544 MM Bls. ^{7,10}

De esta manera tenemos que las reservas 3P se han modificado en los últimos años, gracias a los nuevos descubrimientos y a la perforación de nuevos pozos, esto se puede observar en la **Gráfica 7.1**, donde se muestran algunos de los yacimientos de aceite pesado y la importancia dentro de las reservas.



Gráfica 7.1.- Reservas 3P con respecto a los principales descubrimientos en el periodo 2006 – 2011.

Durante el 2011, la serie de descubrimientos alcanzados permitieron incorporar una cierta cantidad adicional a las reservas de aceite, siendo la Región Marina Noreste la de mayor aporte de aceite pesado, y la Región Marina Suroeste en aceite ligero. Las cifras exactas se pueden apreciar en **Tabla 7.11**

Tabla 7.11 Composición de las reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos en 2011.

Reserva	Región	Aceite		
		Pesado MM Bls	Ligero MM Bls	Superligero MM Bls
1P	Total	76.6	21.9	17.8
	Marina Noreste	57.1	0.0	0.0
	Marina Suroeste	19.5	17.8	0.0
	Norte	0.0	3.4	0.0
	Sur	0.0	0.8	17.8
2P	Total	172.1	85.7	43.7
	Marina Noreste	111.0	0.0	0.0
	Marina Suroeste	61.0	73.7	0.0
	Norte	0.0	6.3	0.0
	Sur	0.0	5.7	43.7
3P	Total	696.4	228.0	86.6
	Marina Noreste	611.5	0.0	0.0
	Marina Suroeste	84.9	208.3	17.4
	Norte	0.0	9.0	0.0
	Sur	0.0	10.8	69.2

7.5. PRODUCCIÓN DE ACEITE PESADO EN MÉXICO

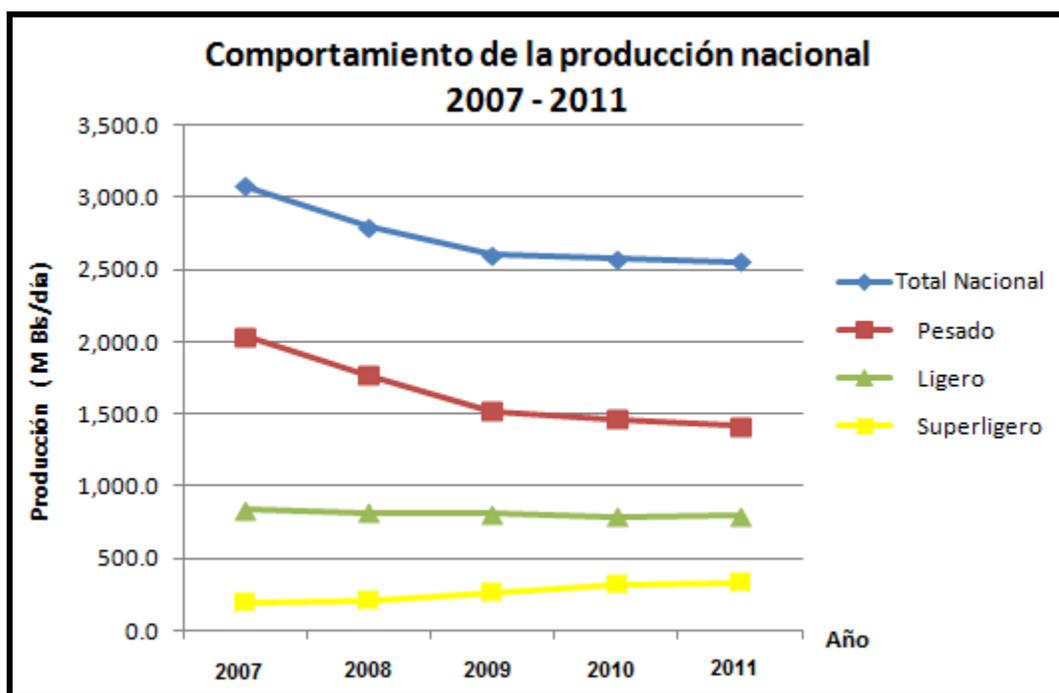
Gracias al descubrimiento e incorporación de algunos yacimientos, como los mencionados anteriormente, se logró estabilizar la producción de crudo por segundo año consecutivo (2012) en 2.550.1 MM Bls/día.^{7.16}

Aproximadamente el 90 por ciento de las exportaciones totales de crudo estuvieron compuestas por crudo pesado y el resto por crudo ligero y súper ligero;^{7.12} esto se muestra en la **Tabla 7.12**.

Tabla 7.12. Promedio de producción nacional según el tipo de crudo.

Tipo de aceite	Promedio de producción nacional (M MM BIs)
Pesado	1,417.1
Ligero	798.3
Superligero	34.7
Total nacional	2,550.1

A continuación en la **Grafica 7.2**, se muestra el comportamiento de la producción tanto nacional como por cada una de las regiones de nuestro país durante el periodo 2007-2011; aquí se puede apreciar como la producción nacional a mostrado un grado de declinación con el paso de los años.

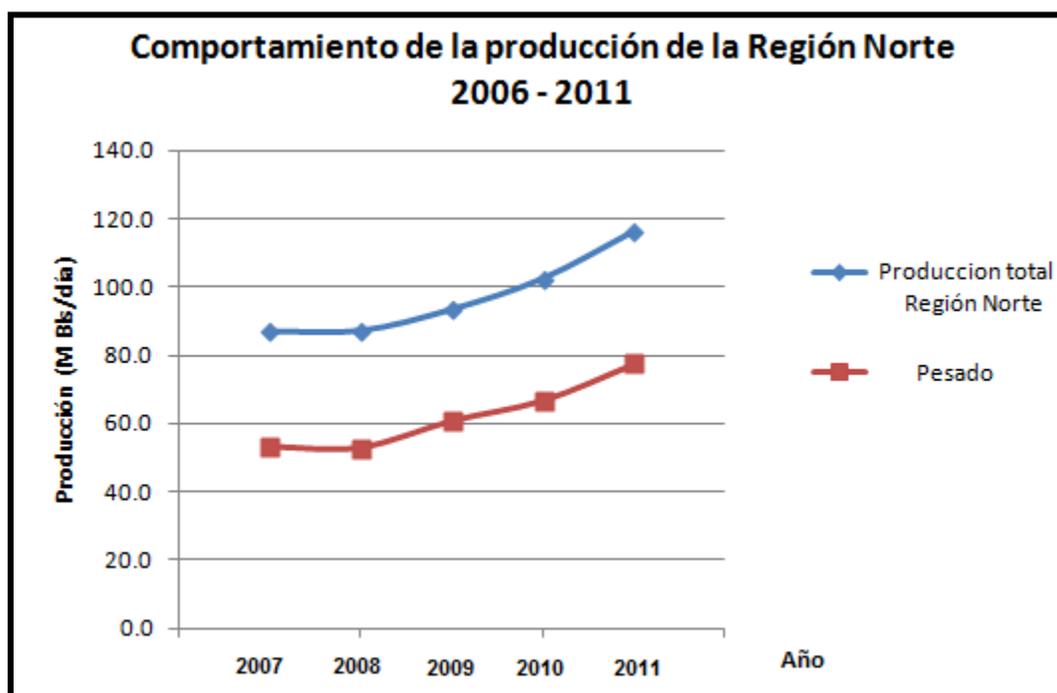


Gráfica 7.2. Producción nacional 2007-2011.

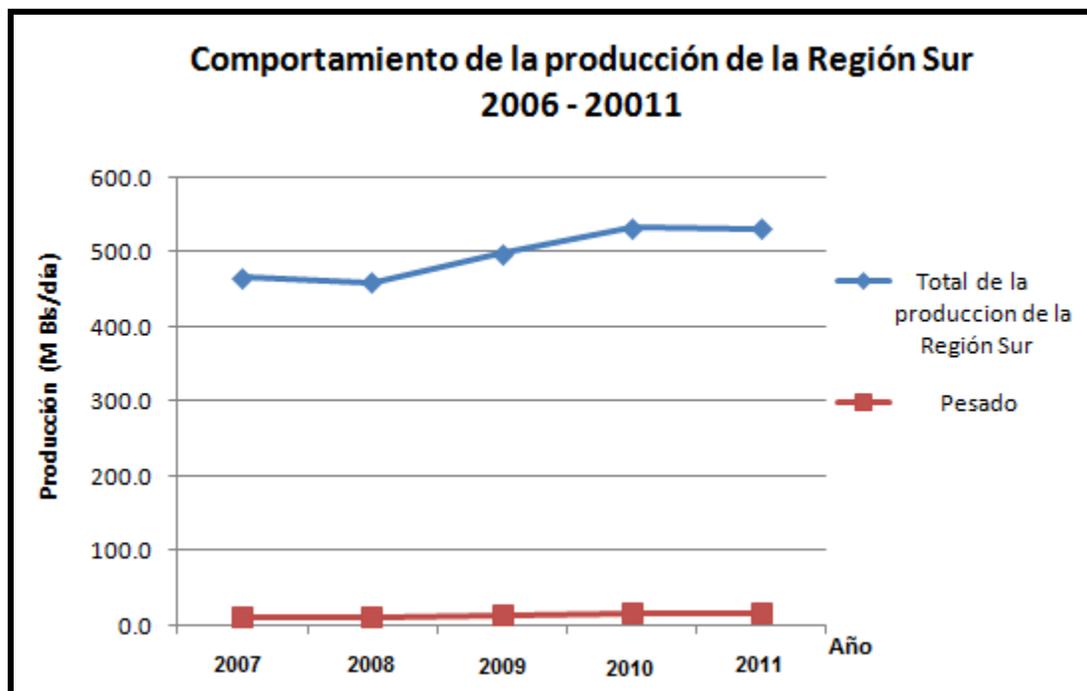
En la **Tabla 7.13** se muestra la contribución de cada región a la producción diaria nacional de crudo, siendo la Región Marina Noreste la de mayor producción, a pesar de que ido declinando notablemente en los últimos años. El comportamiento de la producción de cada región, así como la proporción de aceite pesado en cada una se muestra en las **Gráficas 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6**.

Tabla 7.13. Producción por región para el periodo 2007-2011.

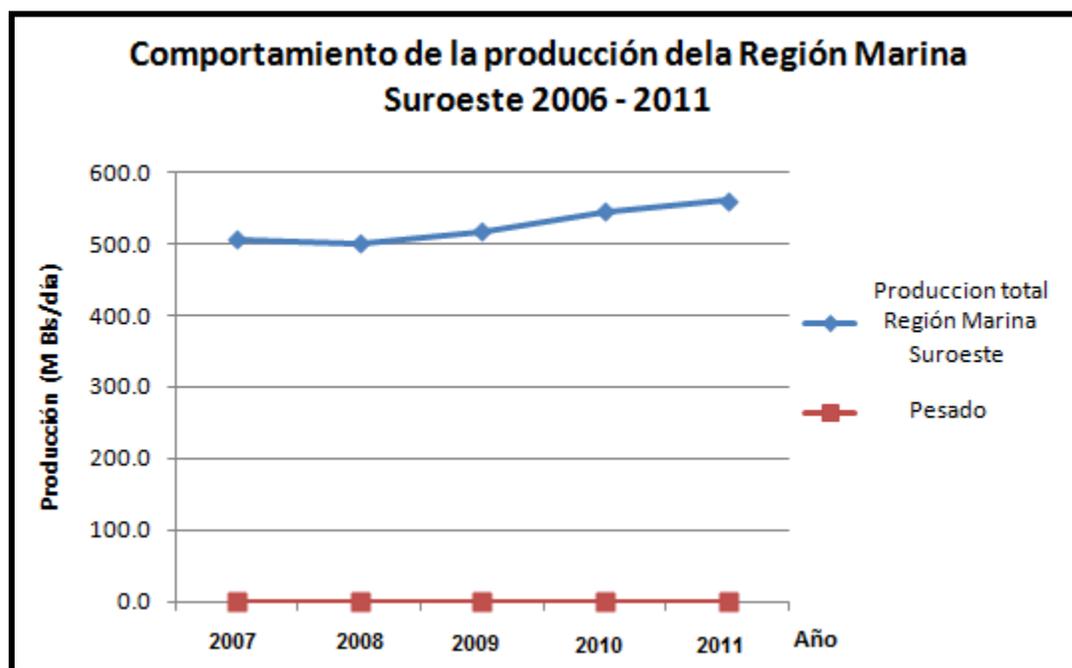
Producción (M Bls/día) / Año	2007	2008	2009	2010	2011
Total Nacional	3,075.7	2,791.6	2,601.5	2,575.9	2,550.1
Región Norte	86.9	87.1	93.3	102.4	116.2
Región Sur	465.2	458.7	497.7	531.9	530.6
Región Marina Noreste	2,017.7	1,745.6	1,492.8	1,397.2	1,342.7
Región Marina Suroeste	505.9	500.3	517.6	544.4	560.6



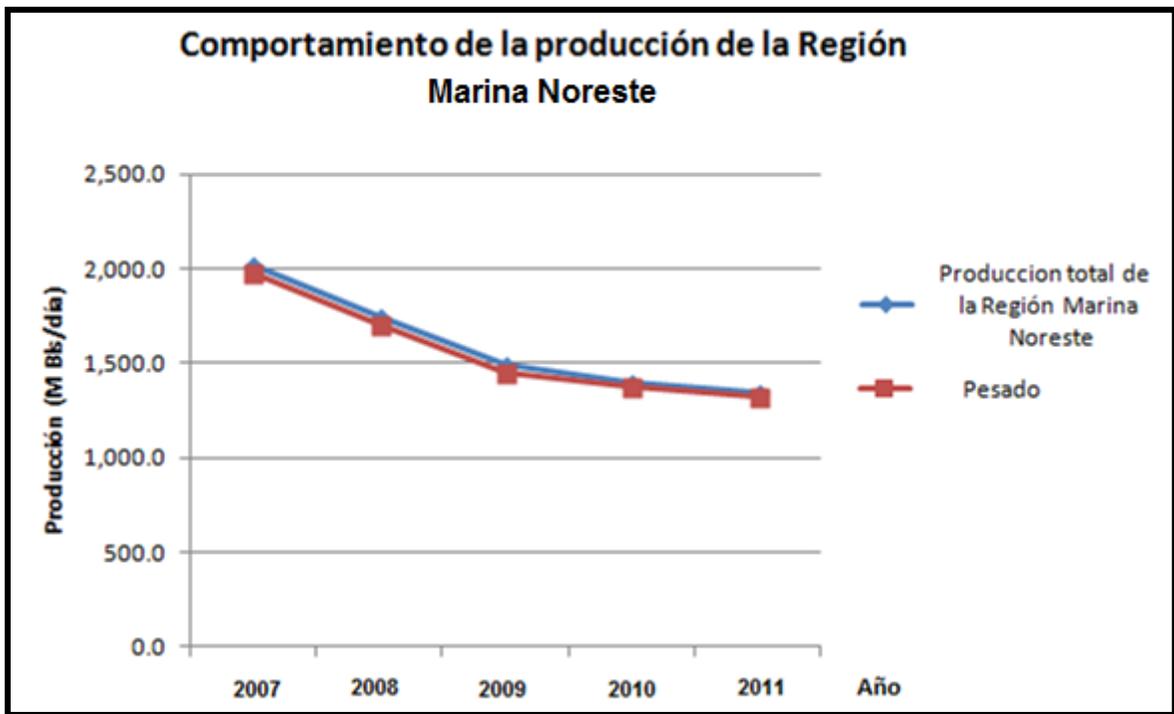
Gráfica 7.3. Producción de aceite de la Región Norte correspondiente al periodo 2007-2011.



Gráfica 7.4. Producción de aceite de la Región Sur correspondiente al periodo 2007-2011.

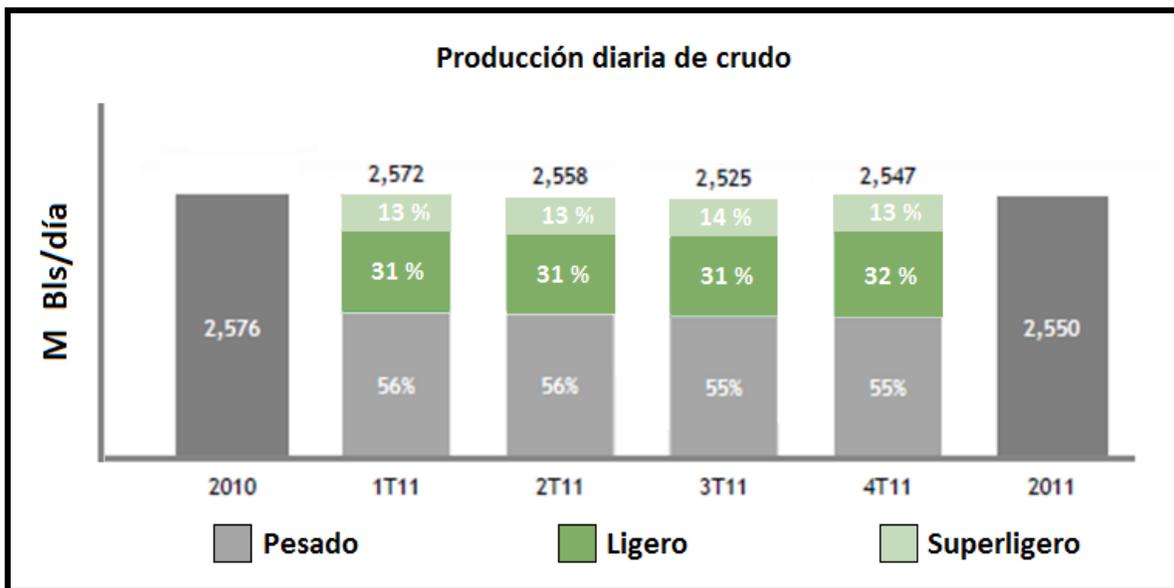


Gráfica 7.5. Producción de aceite de la Región Marina Suroeste correspondiente al periodo 2007-2011.



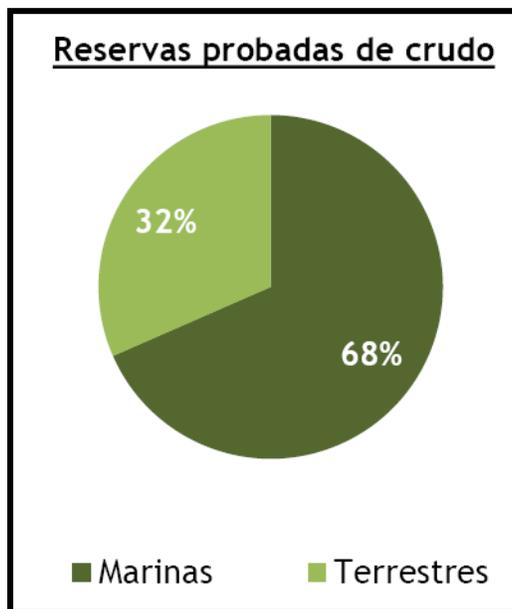
Gráfica 7.6. Producción de aceite de la Región Marina Noreste correspondiente al periodo 2007-2011.

En la **Grafica 7.7**, se muestran los valores de la producción de los diferentes tipos de crudo, si como la importancia que estos tuvieron.



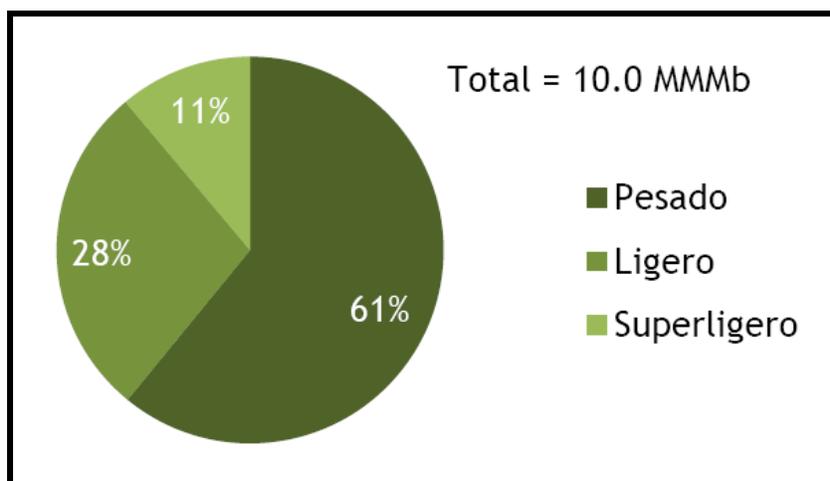
Gráfica 7.7. Comportamiento de la producción correspondiente a cada trimestre del año 2011

La mayor parte de la producción de crudos pesados y extrapesados proviene de yacimientos marinos, por lo que en conjunto con aquellos yacimientos de crudos ligeros costa afuera, los activos marinos contribuyen con 3 cuartas partes de la producción total nacional. Tal como se puede apreciar en la **Gráfica 7.8**.



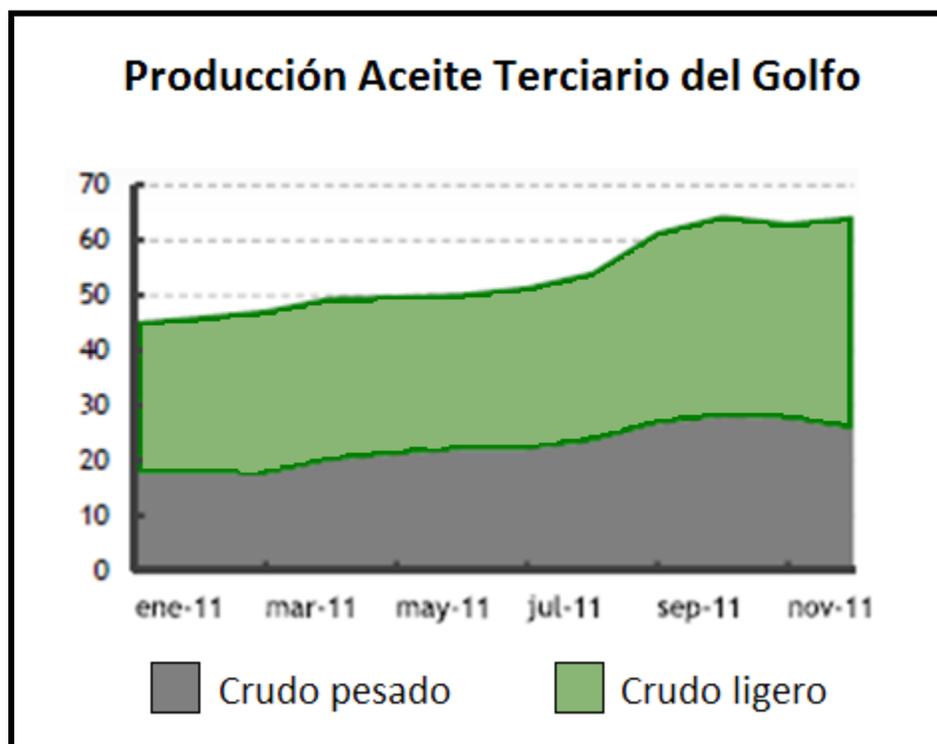
Gráfica 7.8. Proveniencia del crudo producido en el país.

Por otro lado debido a la naturaleza de nuestros yacimientos, gran parte de nuestras reservas son de aceite pesado, esto se puede esquematizar en la **Gráfica 7.9**; esto ocasiona que la explotación de este tipo de yacimientos en nuestro país sea de gran importancia para el desarrollo de la sociedad y la industria.



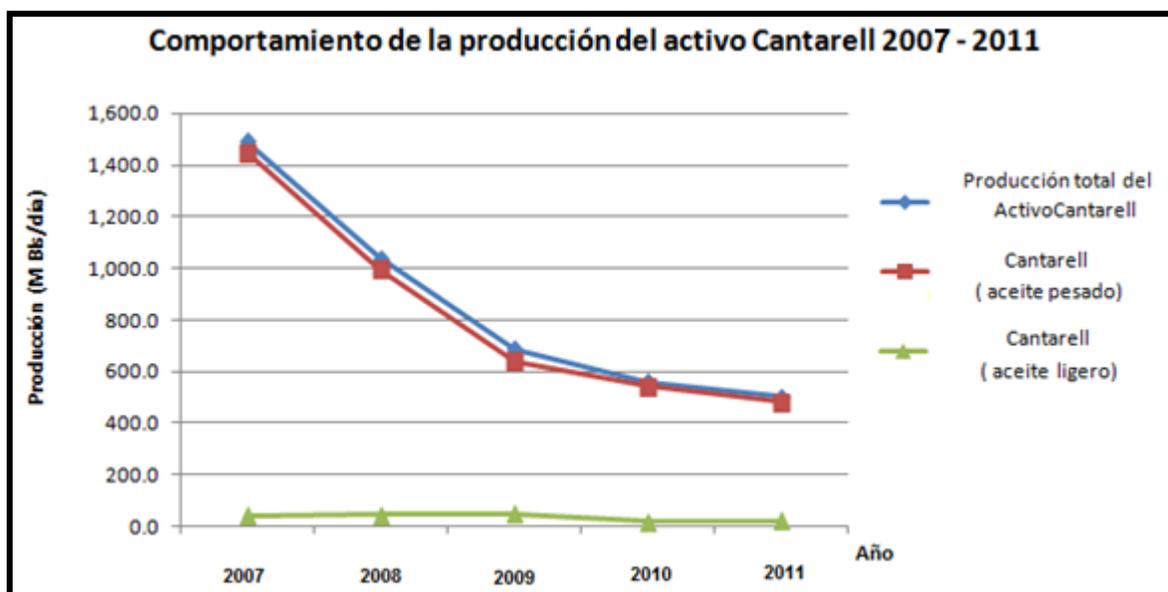
Gráfica 7.9. Reservas probadas según tipo de crudo 2012.

Si bien la mayor parte de los aceites pesados y extrapesados son extraídos de las zonas marinas Noreste y Suroeste, desde hace algunos años se ha venido presentando un incremento considerable en los yacimientos de la región de Aceite Terciario del Golfo, en la que no obstante, la producción de aceites ligeros sigue siendo de mayor abundancia y prioridad comercial. En la **Gráfica 7.10**, se puede apreciar dicho incremento a lo largo del año 2011.



Gráfica 7.10. Comportamiento aproximado de la producción de crudos y el tipo de estos en la región de Aceite Terciario del Golfo durante el año 2011.

Desde 2009, debido al inminente declive en la producción de Cantarell, la cual se puede apreciar en la **Gráfica 7.11** y en las **Tablas 7.14 y 7.15**, el complejo Ku-Maloob-Zaab se volvió el mayor productor de crudo en el país, y lo es también de todos los yacimientos marinos en el mundo. Su producción, aunque en su mayoría de crudos pesados, es solo superada por el campo Ghawar, en Arabia Saudita, el aumento en su producción se puede ver en la **Gráfica 7.12** y en la **Tabla 7.16**.



Gráfica 7.11. Producción del complejo Cantarell para el periodo 2007-2011.

Tabla 7.14. Producción diaria de los principales campos de aceite pesado del activo Cantarell desde 2007.

Producción del Activo Cantarell (aceite pesado) [M Bls/día]					
Campo/Año	2007	2008	2009	2010	2011
Akal	1,388.3	924.7	542.6	369.6	313.6
Chac	12.6	12.3	12.0	13.7	8.6
Kutz	11.4	10.6	10.0	20.8	19.1
Nohoch	27.8	24.1	17.8	14.0	11.6
Sihil	8.2	17.3	35.1	60.1	66.1
Total	1,448.3	995.6	637.9	541.1	480.6

Tabla 7.15. Producción diaria de los principales campos de aceite ligero del activo Cantarell desde 2007.

Producción del Activo Cantarell (aceite ligero) [M Bls/día]					
Campo/Año	2007	2008	2009	2010	2011
Balam	10.0	12.2	10.4	5.4	4.6
Ek	16.7	18.4	25.3	N/D	N/D
Ixtoc	11.9	12.0	11.3	11.5	15.4
Total	42.2	43.9	46.9	16.9	20.1



Gráfica 7.12. Producción del Activo Ku-Maloob-Zaap para el periodo 2007-2011.

Tabla 7.16. Producción diaria de los principales campos de Ku-Maloob-Zaap desde 2007.

Producción total Activo Ku - Maloob - Zaap (aceite pesado) [M Bls/día]					
Campo/Año	2007	2008	2009	2010	2011
Bacab	4.0	1.8	6.4	10.4	7.9
Ku	327.3	364.0	353.4	337.1	310.7
Lum	9.7	2.4	0.9	0.0	N/D
Maloob	73.3	112.7	170.0	218.1	243.5
Zaap	112.9	225.2	277.3	273.6	279.9
Total	527.2	706.1	808.0	839.2	842.1

Tabla 7.17. Campos que integran Ku-Maloob-Zaab y parámetros importantes.

Campo	Densidad (°API)	Viscosidad @ Pb (cp)	Viscosidad @ Cf (cp)	Temperatura (°C)
Ek-Balam (JSO)	27	2.5	14	110
Zaap	13	14	283	114
Maloob	13	20	301	117
Ek-Balam (BTPKS)	12	30	301	105
Takin	12	30	374	130
Ayatsil	11	42	560	123

Con respecto a años anteriores, y en contraste con muchos países del mundo, principalmente Canadá y Venezuela, en México la producción de crudos pesados ha disminuido considerablemente, mientras que la de crudos ligeros y superligeros se ha mantenido e incluso aumentado, en términos técnicos y económicos es preferible que sea de esta manera y no a la inversa. Sin embargo, se espera un aumento importante tanto en la producción de crudos pesados así como en la capacidad de procesarlos para el abasto nacional.

7.6. PANORAMAS ACTUAL Y FUTURO DE LOS CRUDOS PESADOS EN LA INDUSTRIA NACIONAL

Durante los últimos años en lo que respecta a producción de hidrocarburos, particularmente crudos pesados; el Gobierno Nacional así como compañías e instituciones se ha propuesto y planteado estrategias para estabilizar la producción de aceite pesado, incrementar la capacidad de refinación y procesamiento de estos, así como el desarrollo de tecnologías para su explotación y manejo, además de fomentar la colaboración con entidades extranjeras del medio, con el objetivo de cubrir las necesidades futuras de nuestro país.

7.6.1. Estabilización de la producción de crudo pesado

Durante 2009 y los primeros meses del 2010 se logró una estabilización de la producción de aceite pesado gracias a la reducción de la tasa de declinación de Cantarell la cual pasó de 4.5 % a 2.2 %, ^{7.13} esto del primer al segundo semestre del 2009.

Las medidas implementadas para la estabilización de Cantarell, fue la puesta en marcha de métodos para el manejo y control de agua y gas en los pozos, construcción e instalación de nuevas plataformas, implementación de nuevas formas de perforación y terminación de pozos, así como el desarrollo y explotación de nuevos campos como Sihil y Kambesah entre otros, con ello se ha logrado aumentar las reservas existentes en nuestro país, así como los niveles de producción nacional.

El éxito en mantener una producción estable también se debió al incremento de la producción del activo Ku-Maloob-Zaap, el cual alcanzó un máximo de producción de 880 MBls/día, ^{7.13} gracias a numerosas intervenciones mayores así como la inyección de nitrógeno a partir de 2009, sin embargo, para estos procesos fueron necesarias adaptaciones en las plataformas e instalaciones ya existentes, como se puede ver en la **Imagen 7.17**.



Imagen 7.17. Plataformas marinas ubicadas en el Complejo Ku-Maloob-Zaap.

7.6.2. Retos tecnológicos

En México, la Secretaría de Energía y PEMEX son los principales responsables de la administración y planeación de los recursos petroleros, los principales retos tecnológicos definidos por PEMEX son: ^{7.14}

- Incorporación de reservas
- Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec)
- Revitalización de campos maduros
- Aguas profundas
- Incremento en el factor de recuperación de hidrocarburos
- Explotación, aprovechamiento y transporte de crudos pesados
- Reconfiguración de refinerías (reducción de residuales)
- Nuevas refinerías
- Combustibles limpios (calidad de combustibles)
- Modernización de la infraestructura

7.6.3. Innovaciones tecnológicas

Representan uno de los principales objetivos de instituciones y compañías, tanto a nivel nacional como internacional. Pues como ya se mencionó anteriormente, debido al incremento en la producción y procesamiento de aceites no convencionales, es necesaria la innovación de la infraestructura actual, desde pozos y plataformas, pasando por ductos y sistemas de almacenamiento, hasta refinerías y complejos petroquímicos, como la refinería de Salamanca, ilustrada en la **Imagen 7.18**.



Imagen 7.18. Refinería Ing. Antonio M. Amor en Salamanca, Gto.

7.6.3.1. Refinación

Según sus características, las refinerías han sido sometidas a un proceso de reconfiguración lento, pero necesario, ya que cada vez hay mayor participación de crudos pesados en el volumen diario de procesamiento. Ejemplo de ello fue el año 2010, en que el proceso de crudo ligero y superligero fue de 61.4% del total, mientras que el aporte de crudos pesados y reconstituídos fue de 38.6 %. ^{7.15} a raíz de esto, el gobierno Federal y las dependencias correspondientes han planteado una serie de estrategias con el fin de modernizar y ampliar la capacidad de refinación, particularmente de crudos pesados.

Entre ellas cabe destacar:

La reconfiguración de la refinería Minatitlán, busca expandir e incrementar la capacidad de procesamiento de crudos pesados, esto mediante la expansión y aumento de la complejidad de refinación; con ello se podrán procesar 240 MBIs/día, de los cuales 70% será aceite pesado tipo Maya, este porcentaje en comparación con el manejado anteriormente de 33%, representara un avance importante para la industria en el país ya que la producción combustibles será de 100 MBIs de gasolinas y 74 MBIs/día de diesel y turbosina. ^{7.15}

Reconfiguración de la refinería de Salamanca, estimada para concluir entre 2014 y 2015, este proyecto busca lograr una mayor producción de gasolinas y reducir la oferta de combustóleos y

asfalto en la región gracias a la producción de destilados a partir de residuales, y el procesamiento de crudos pesados gracias a 8 nuevas plantas y modernización del tren de lubricantes. Esta modernización permitirá el procesamiento de 200 MBls/día de crudo, con un incremento de 13% en la participación de aceite pesado tipo Maya. Y un aumento en la producción de combustibles en general.^{7.15}

Construcción de la refinería Bicentenario en Tula. Este proyecto, es quizás el más divulgado por los medios, ya que el concurso para determinar su ubicación fue representó una gran polémica a nivel nacional, dados los intereses y repercusiones que esta conlleva. Uno de los principales motivos para su construcción en Tula, fue la búsqueda del aprovechamiento de los residuos de la refinería ya existente en la ciudad, aumentar la producción de gasolinas y destilados intermedios a 300 MBls/día, alcanzando a procesar 230 MBls/día de aceite pesado tipo Maya. Se espera que el proyecto concluya entre los años 2015 y 2016.

7.6.3.2. bio-reductor de viscosidad

De particular importancia es el aprovechamiento y manejo de los crudos pesados que empiezan ya a formar parte de la dieta de crudos para las refinerías. Otro aspecto importante a considerar, relacionado con el impacto ambiental, es la disposición ecológica de catalizadores y materiales gastados.

En años recientes, ante el reto de incrementar la producción de crudos pesados en el país, y las complicaciones que implican su transporte y procesamiento, compañías mexicanas realizaron una minuciosa investigación para desarrollar tecnologías que facilitaran dichas tareas. Finalmente, una empresa tamaulipeca dio a conocer un producto para modificar las propiedades de aceites pesados y extrapesados. Se trata de un recurso renovable que incrementa la calidad del aceite, reduciendo su viscosidad para movilizarlo tanto en la tubería de producción del pozo, como en los ductos hacia centros de almacenamiento y distribución, asegurando el flujo del crudo aun a bajas temperaturas.

Técnicamente hablando, se trata de un surfactante o reductor de viscosidad, que por su composición puede clasificarse en “Base aceite”, este dispersa las emulsiones formadas por el aceite, que impacta directamente en la estructura molecular del aceite reduciendo las fuerzas interfaciales presentes e implementando la separación de la estructura, dicho efecto se puede apreciar en la comparativa de la **Imagen 7.19** Partiendo de este principio, y de la naturaleza orgánica de su origen, se denominó a esta sustancia como Bio-Reductor de Viscosidad; BRV para términos comerciales.



Imagen 7.19. Notable contraste de viscosidad entre una muestra de aceite normal, y una muestra de aceite mejorado apartir de BRV.

Con el inicio de su producción en 2009 y posterior lanzamiento, la empresa *Geo Estratos S.A. de C.V.*, oriunda de Tamaulipas, lo posiciona como el primer producto de Bio Reductores de Viscosidad en el mundo.

Actualmente, dicha empresa tiene una capacidad de producción instalada de 78 millones de litros de BRV al año, elaborados a partir de aceites vegetales; cantidad suficiente para incrementar al menos 3.5 millones de barriles la producción de crudo pesado y extra pesado al año.

Hasta ahora, el uso de este producto se ha limitado a la región Norte , principalmente activos e instalaciones cercanas a la planta de proceso en el sur de Tamaulipas, la cual se observa en la **Imagen 7.20**. Se ha aplicado el BRV para mejorar la productividad de petróleo extra pesado en campos como Ébano-Panuco-Cacalilao y Aguacate, por mencionar algunos.

Se ha utilizado exitosamente para incrementar la capacidad de transporte del oleoducto Cacalilao-Refinería Madero y para la limpieza tanto de pozos como de ductos, estimulaciones orgánicas y elaboración de lodos de perforación base Biodiesel.



Imagen 7.20. Planta de producción de BRV en Altamira, Tamps.

Estos Bio Reductores de Viscosidad también han demostrado ser una alternativa cuidadosa del medio ambiente, pues son elaborados a partir de la refinación de biodiesel, este a su vez, se obtiene de una mezcla de aceites vegetales, tanto vírgenes como reciclados.

7.6.4. Proyectos y convenios de colaboración

El gobierno Federal ha buscado la fomentación de ejecución de proyectos encaminados a la infraestructura energética y proyectos de investigación y desarrollo, con el fin de obtener mejores soluciones para los retos que este sector afronta. A nivel nacional, el fondo sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos, se ha propuesto la ejecución de proyectos integrales, con el objetivo de asimilar y adoptar tecnologías entre instituciones, centros de investigación y compañías o empresas mexicanas; algunos de ellos son:

Pruebas piloto

- Inyección de aire en el campo San Ramón
- Inyección de aire en el campo Tamaulipas-Constituciones
- Inyección de vapor en el campo Ébano-Pánuco-Cacalilao
- Inyección de químicos (ASP) en el campo Poza Rica
- Inyección de hidrocatalizadores heterogéneos y homogéneos, en el campo Ayatsil

Prioridades a mediano plazo

- Aseguramiento de flujo
- Diseño de instalaciones / Pozos
- Simulación de yacimientos

Para aumentar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extrapesados, el Instituto Mexicano del Petróleo ha incluido en su cartera de proyectos los siguientes: ^{7.14}

- Desarrollos complementarios de la tecnología de hidrotratamiento de crudo Maya
- Esquemas de reacción alternos para el mejoramiento de crudos pesados
- Prueba de aplicación a crudo de 10° API y estudio de flexibilidad operacional de la tecnología de mejoramiento de crudos pesados
- Proceso integrado de mejoramiento y destilación de crudos pesados
- Desarrollo y aplicación de una nueva metodología para determinar envoltantes de precipitación de materia orgánica (asfáltenos y ceras) por la técnica transitométrica, para el aseguramiento de flujo
- Mejoramiento de crudos pesados para transporte
- Transporte de crudos pesados y extrapesados mediante biotensoactivos

En lo que respecta al ámbito internacional PEMEX celebra convenios de colaboración no comerciales con entidades extranjeras, hasta donde el marco jurídico lo permite, con el fin de intercambiar conocimientos tecnológicos con el objetivo de explotación de campos ubicados en aguas profundas, así como la producción de crudos pesados y la implementación de recuperación mejorada en campos terrestres y marinos buscando incrementar los factores de recuperación. Algunos de los convenios hechos durante el 2010 se mencionan en la **Tabla 7.18**.

Tabla 7.18. Convenios realizados durante el 2010.

Empresa	Tipo de convenio/terma
Exxonmobil Ventures México Límited	Estudio conjunto de inyección de nitrógeno en yacimientos naturalmente fracturados
Japan National Oil Corporation	Estudio conjunto en calibración y aplicación del sistema de tratamiento de agua producida en un área determinada de estudio terrestre/costa-fuera para su disposición
Petrobras	Estudio conjunto para intercambiar conocimientos y experiencias en exploración, perforación y explotación en áreas de estudio terrestre y marinas (aguas someras y profundas), para asimilar tecnologías de punta y optimizar el desarrollo de proyectos
SINOPEC International Petroleum Service, México	Estudio de factibilidad para la aplicación de inyección de aguas en las arenas del campo Chicontepec, con un proceso de recuperación mejorada del Proyecto Aceite Terciario del Golfo
Shell Exploration Company (West) B. V.	Colaboración académica, científica y tecnológica
Repsol	Convenio específico de colaboración para el estudio de plays carbonatados no convencionales en aguas profundas de la región marina de Campeche, en el sur del Golfo de México

A lo largo de los años el interés presentado el campo de exploración y explotación de los hidrocarburos ha presentado cambios, tanto en importancia como en retos y superaciones, esto a nivel de proyectos y desarrollo tecnológico, en la **Tabla 7.19**, se puede apreciar como la importancia de proyectos en los periodos de 1990-2005 y de 2005-2015, ha ido cambiando

conforme la disponibilidad y demanda de hidrocarburos se ha ido modificando con el transcurso de los años así como el avance y disponibilidad tecnológica.

Tabla 7.19. Cambios en el entorno de la exploración y la explotación de hidrocarburos.

Retos	1990 – 2005	2005 – 2015
Proyectos prioritarios	Cantarell Ku – Maloob – Zaap Crudo ligero marino Samaria – Sitio grande Jujo – Tecominoacán Bellota Chinchorro	Ku – Maloob – Zaap Cantarell Crudo ligero marino Ixtal – Manik Delta del Grijalva Ogarrio – Magallanes Bellota Chinchorro Aceite Terciario del Golfo
Retos principales	Producción de crudos pesados y desarrollo de ligeros, desarrollo de campos en aguas someras y producción de gas	Aguas profundas Plays subsalinos Producción de crudo extrapesado Yacimientos no convencionales Reactivación de campos maduros Proyectos de recuperaciones secundaria y mejorada
Producción total	> 3.0 MMBls/día	- 2.6 – 3 MMBls/día

Actualmente la mayor parte de la producción nacional de aceite proviene de la Región Marina Noreste (RMN), de la cual casi todos sus yacimientos son productores de aceite pesado y extrapesado, que aunado al decline natural del complejo Cantarell, volvió necesaria la instalación de sistemas artificiales de producción para garantizar la producción del de los yacimientos Ek, Balam, Takin, Ayatsil, Maloob y Zaap de esta región marina.^{7.11} El conjunto de dichos yacimientos se muestra en la **Imagen 7.21** y se encuentran en promedio, a unos 100 km al norte de Ciudad del Carmen.

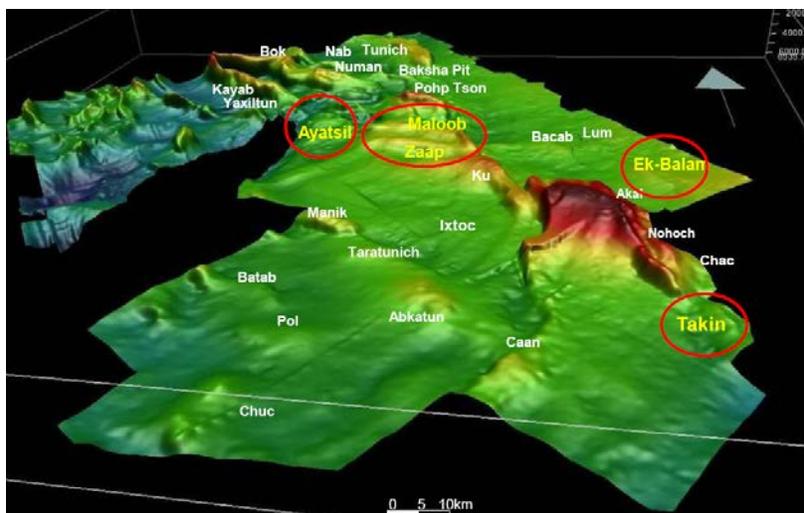


Imagen 7.21. Yacimientos de crudos pesados y extrapesados de la RMN.

Para seleccionar un sistema de producción artificial apropiado fue necesario un largo periodo de análisis intensivo de las características, tanto de los pozos como de la producción, seguido por pruebas en pozos piloto. La **Tabla 7.20** muestra algunos de los parámetros más importantes correspondientes a cada yacimiento.

Tabla 7.20. Principales características de producción de yacimientos de la RMN.

Campo	Producción (Bls/día)	Profundidad (m)	Temperatura (°C)	Arena	RGA (m ³ /m ³)	Tipo de Aceite
Akal	3500	2500	110	No	63	Pesado
EkBalam(BTPKS)	5000	3400	105	No	28	Pesado
Takin	5000	3400	130	No	28	Pesado
Ku	6700	3200	118	No	70	Pesado
Maloob	5600	3200	117	No	50	Pesado
Zaap	5700	3200	114	No	66	Pesado
Ayatsil	5000	3800	123	No	20	Extrapesado

Tal como lo muestra la **Tabla 7.21**, los sistemas artificiales más empleados hasta ahora son el bombeo neumático y el electrocentrífugo, siendo este último introducido a campos marinos hace poco más de 15 años para crudos de 27°API, y gracias a su continuo desarrollo, desde hace 5 años se ha logrado producir crudos de hasta 11°API exitosamente.

Tabla 7.21. Sistemas Artificiales de producción y número de pozos instalados en campos de la RMN.

Campo	Sistema Artificial de Producción	No. Pozos con Sistema Artificial de Producción
Akal	BN	139
EkBalam(BTPKS)	BEC	13
Takin	BEC	3
Ku	BN	49
Maloob	BN/BEC	41/0
Zaap	BN/BEC	41/0
Ayatsil	BEC	0

Aunque actualmente el bombeo neumático es por mucho, el más utilizado, tras un largo proceso de evaluaciones de potencial, se concluyó que el BEC es el sistema artificial de producción más eficaz para explotar los yacimientos de aceites pesados y extrapesados del cretácico.^{7.11}

Fue instalado en Cantarell desde 1995 para continuar la explotación de aceites pesados de la brecha del Paleoceno y de aceites ligeros en las arenas de la estructura geológica del Jurásico Superior Oxfordiano. 13 años después, fue introducido al campo Takin para también facilitar la explotación de hidrocarburos pesados en la brecha del Paleoceno. La **Imagen 7.22** muestra los generadores necesarios para el funcionamiento de este sistema.

En cambio, en el activo integral Ku-Maloob-Zaap existen pozos pertenecientes al campo Zaap que desde 2005 producen gracias a un sistema artificial de producción híbrido de operación independiente, que tiene el BEC como sistema principal y BN como secundario.



Imagen 7.22. Equipo superficial de un sistema BEC instalado en plataformas del Activo Cantarell.

7.7. FUENTES

REFERENCIAS

- 7.1.- Base de datos institucional; “Términos usados en la industria petrolera”; <http://www.ri.pemex.com/files/content/Glosario%2020101221.pdf> ; 10 de abril de 2012, 16:20 hrs.
- 7.2.- “Cuarto informe de gobierno”; Gobierno Federal; 1 de septiembre 2010; http://www.pemex.com/files/content/Pemex_Texto_Informe_gob_2010.pdf
- 7.3.- “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2009
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%2061.pdf>
- 7.4.- “Ku Maloob Zaap” <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=5&catID=12683>
- 7.5.- Análisis del proyecto Ku-M. AIPM. Junio, 2007. p. 11.
- 7.6.- “Descubrimientos”; 2005; http://www.pemex.com/files/content/Capitulo_4.pdf
- 7.7.- “Descubrimientos”; 2008; <http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%205.pdf>
- 7.8.- “Descubrimientos”; 2010; <http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%2042.pdf>
- 7.9.- “Descubrimientos”; 2004; http://www.pemex.com/files/dcf/Capitulo_4_2005.pdf
- 7.10.- Suárez J.: “Pemex: Resultados y perspectiva”; Presentación del director general de Petróleos Mexicanos; World energy Council, http://www.pemex.com/files/content/wec_110525.pdf
- 7.11.- “Aseguramiento de flujo con sistema artificial BEC incluyendo el equipo superficial y subsuperficial”; abril 15 2011; <http://www.pemex.com/files/content/bec15abr2011.pdf>
- 7.12.- Morales Gil Carlos; “Resultados financieros de PEMEX al segundo trimestre de 2009”; 30 de julio de 2009; http://www.ri.pemex.com/files/content/V_estenografica_CC2T09_e.pdf
- 7.13.- “Hidrocarburos y electricidad”;
http://cuarto.informe.gob.mx/pdf/Informe_de_Gobierno/2_12.pdf
- 7.14.- Instituto Mexicano del Petróleo: Programa Institucional Estratégico 2010-2017; marzo 2010; <http://akbal.imp.mx/normateca/archivos/DIPIE.pdf>
- 7.15.- “Cuarto informe de gobierno”; Gobierno Federal; 1 de septiembre 2010; http://www.pemex.com/files/content/Pemex_Texto_Informe_gob_2010.pdf
- 7.16.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012

7.17.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

TABLAS

Tabla 7.1.- Instituto Mexicano del Petróleo; “Programa Institucional Estratégico 2010 – 2017”; <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>; 10 de abril de 2012, 16:20 hrs.

Tabla 7.2.- P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V.: Dirección Comercial de Petróleo Crudo; “Calidades Típicas de los Crudos Mexicanos de Exportación”; [http://www.pmi.com.mx/Contenido/docsPortal/petroleocrudo/Calidade scrudos.pdf](http://www.pmi.com.mx/Contenido/docsPortal/petroleocrudo/Calidade%20scrudos.pdf); 10 de abril de 2012, 17:00 hrs.

Tabla 7.3.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Tabla 7.4.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Tabla 7.5.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Tabla 7.6.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012. & PEMEX; Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012; http://www.ri.pemex.com/files/content/Reservas_2011_e_GRI_1203291.pdf

Tabla 7.7.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012. & PEMEX; Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012; http://www.ri.pemex.com/files/content/Reservas_2011_e_GRI_1203291.pdf

Tabla 7.8.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012. & PEMEX; Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012; http://www.ri.pemex.com/files/content/Reservas_2011_e_GRI_1203291.pdf

Tabla 7.9.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012. & PEMEX; Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012; http://www.ri.pemex.com/files/content/Reservas_2011_e_GRI_1203291.pdf

Tabla 7.10.- “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2009
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%2061.pdf>

Tabla 7.11.- “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2009
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%2061.pdf>

Tabla 7.12.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Tabla 7.13.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Tabla 7.14.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Tabla 7.15.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Tabla 7.16.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Tabla 7.17.- “Aseguramiento de flujo con sistema artificial BEC incluyendo el equipo superficial y subsuperficial”; abril 15 2011; <http://www.pemex.com/files/content/bec15abr2011.pdf>

Tabla 7.18.- “Aseguramiento de flujo con sistema artificial BEC incluyendo el equipo superficial y subsuperficial”; abril 15 2011; <http://www.pemex.com/files/content/bec15abr2011.pdf>

GRÁFICAS

Gráfica 7.1.- “Avances, retos y perspectivas de petróleos mexicanos”; Pemex; noviembre 2011; http://www.pemex.com/files/content/clubdeindustriales_111110.pdf

Gráfica 7.2.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Gráfica 7.3.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Gráfica 7.4.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Gráfica 7.5.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Gráfica 7.6.- PEMEX Exploración y Producción; Producción por tipo de crudo por campo 2011.

Gráfica 7.7.- Suárez J.: “Pemex: Resultados y Perspectiva”: Presentación del Director General de Petróleos Mexicanos, en World Energy Council, http://www.pemex.com/files/content/wec_110525.pdf

Gráfica 7.8.- PEMEX; Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012; http://www.ri.pemex.com/files/content/Reservas_2011_e_GRI_1203291.pdf

Gráfica 7.9.- PEMEX; Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012; http://www.ri.pemex.com/files/content/Reservas_2011_e_GRI_1203291.pdf

Gráfica 7.10.- “Resultados preliminares 2011”; PEMEX; febrero 28 de 2012; http://www.ri.pemex.com/files/content/Webcast_Final_%20Espanol.pdf

Gráfica 7.11.- “Resultados preliminares 2011”; PEMEX; febrero 28 de 2012; http://www.ri.pemex.com/files/content/Webcast_Final_%20Espanol.pdf

Gráfica 7.12.- “Resultados preliminares 2011”; PEMEX; febrero 28 de 2012;
http://www.ri.pemex.com/files/content/Webcast_Final_%20Espanol.pdf

Gráfica 7.13.- “Resultados preliminares 2011”; PEMEX; febrero 28 de 2012;
http://www.ri.pemex.com/files/content/Webcast_Final_%20Espanol.pdf

IMÁGENES

Imagen 7.1.- “Descubre PEMEX yacimiento petrolífero es Comalcalco”; <http://dialogos.pideundeseo.org/economia/descubre-pemex-yacimiento-petrolifero-en-comalcalco> ; 10 de abril de 2012, 16:00 hrs.

Imagen 7.2.- “Bioreductor de viscosidad BRV”;
http://www.corporativogeoestratos.com.mx/geo/index.php?option=com_content&view=article&id=18&Itemid=58; 20 de abril de 2012, 11:50 hrs.

Imagen 7.3.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Imagen 7.4.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Imagen 7.5.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Imagen 7.6.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Imagen 7.7.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Imagen 7.8.- PEMEX Exploración y Producción; “Distribución de las reservas de hidrocarburos”; 2012.

Imagen 7.9.- “Ku Maloob Zaap”;
PEMEX; <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=5&catID=12683>; 20 de abril de 2012, 17:00 hrs.

Imagen 7.10.- “Descubrimientos”; 2005; http://www.pemex.com/files/content/Capitulo_4.pdf ; 20 de abril de 2012, 17:15 hrs.

Imagen 7.11.- “Descubrimientos”; 2005; http://www.pemex.com/files/content/Capitulo_4.pdf ; 20 de abril de 2012, 20:00hrs.

Imagen 7.12.- “Descubrimientos”; 2008;
<http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%205.pdf>; 30 de abril de 2012, 10:00 hrs.

- Imagen 7.13.- “Descubrimientos”;
2010; <http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%2042.pdf> ; 30 de abril de 2012, 11:00 hrs.
- Imagen 7.14.- “Descubrimientos”; 2004; http://www.pemex.com/files/dcf/Capitulo_4_2005.pdf;
30 de abril de 2012, 11:30 hrs.
- Imagen 7.15.- “Descubrimientos”; 2004; http://www.pemex.com/files/dcf/Capitulo_4_2005.pdf;
30 de abril de 2012, 12:00 hrs.
- Imagen 7.16.- “Descubrimientos”; 2004; http://www.pemex.com/files/dcf/Capitulo_4_2005.pdf;
30 de abril de 2012, 12:15 hrs.
- Imagen 7.17.- La prensa: “Ku-Maloob-Zaap, principal productor de hidrocarburos de México”;
<http://www.oem.com.mx/laprensa/notas/n2426345.htm>; 30 de abril de 2012,
14:00 hrs.
- Imagen 7.18.- “Tula sede de la nueva refinería”; <http://www.icaro.mx/2009/04/tula-sede-de-la-nueva-refineria/>; 30 de abril de 2012, 15:00 hrs.
- Imagen 7.19.- Geo estratos, S.A. de C. V.: “What is the BRV?”; http://geoestratos.com.mx/englishgeo/geoenglish1/index.php?option=com_content&view=article&id=106&Itemid=99; 30 de abril de 2012, 15:30 hrs.
- Imagen 7.20.- Geo estratos, S.A. de C. V.: “What is the BRV?”; http://geoestratos.com.mx/englishgeo/geoenglish1/index.php?option=com_content&view=article&id=106&Itemid=99; 30 de abril de 2012, 15:30 hrs.
- Imagen 7.21.- “Aseguramiento de flujo con sistema artificial BEC incluyendo el equipo superficial y subsuperficial”; abril 15 2011;
<http://www.pemex.com/files/content/bec15abr2011.pdf>
- Imagen 7.22.- “Aseguramiento de flujo con sistema artificial BEC incluyendo el equipo superficial y subsuperficial”; abril 15 2011;
<http://www.pemex.com/files/content/bec15abr2011.pdf>

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Tanto los aceites pesados como extrapesados, suelen ser ligeros o intermedios en el origen, pero bajo ciertas circunstancias, como un mal sepultamiento, fracturas o canalizaciones en el sello o cualquier otro fenómeno bajo el cual queden expuestos a actividad bacteriana que tras consumir los componentes más volátiles, dejan en el yacimiento los hidrocarburos más pesados, dando lugar a esta clase de aceites.

Actualmente, los crudos pesados representan aproximadamente 15% del consumo mundial diario de petróleo; por otro lado, en México aportan el 70% de la producción nacional de crudo. Por lo cual la explotación de estos yacimientos es de gran importancia, ya se ha estimado que representan el 70% de las reservas mundiales, de las cuales el 80% se encuentran en el hemisferio occidental, concentrando los mayores volúmenes; Venezuela y Canadá. En contraste, la mayor parte de los hidrocarburos ligeros se ubican en el hemisferio oriental, acaparando cerca del 85% de dichas reservas. Tal distribución de recursos, es un motivo adicional para países como México a desarrollar más y mejores tecnologías y métodos de explotación.

Las propiedades de los crudos pesados y extrapesados hace necesarios ciertos cambios y consideraciones en cada etapa de la vida de un yacimiento; desde la exploración, producción y hasta el manejo de esta, trayendo como consecuencia la creación e innovación de herramientas y técnicas de muestreo, análisis y caracterización de muestras, fluidos y yacimientos en general. Tales avances van desde acoplamiento y reemplazo de piezas e instrumentos, hasta la instalación de laboratorios especiales. Para el caso del comportamiento de flujo y propiedades PVT, en el yacimiento, del yacimiento al pozo y dentro de este último, se han realizado adaptaciones a los modelos matemáticos y correlaciones establecidas previa y casi exclusivamente para aceites convencionales, destacando las correlaciones de Hagedorn y Brown, Standing, y Vazquez y Beggs.

Para el caso de yacimientos de aceites pesados y extrapesados, los métodos de recuperación son una parte primordial para el proceso de explotación, ya que sin ellos no se podrían extraer los hidrocarburos, pues a diferencia de los crudos convencionales, las propiedades de estos no favorecen la producción por flujo natural. Los métodos más empleados hasta ahora, dependiendo de la ubicación de los yacimientos, han sido la minería en Canadá (para yacimientos someros y particularmente bitúmenes) y métodos térmicos como la inyección de agua caliente, vapor, y químicos en regiones como Venezuela.

En México se ha implementado la inyección cíclica de vapor, principalmente en el activo Samaria-Luna; no obstante, aunque aun no se tiene contemplada ninguna prueba piloto, se investigan como alternativas futuras de explotación en regiones marinas la inyección de químicos (álcalis y polímeros), vapor, y sustancias miscibles como el CO₂ y algunos surfactantes.

En lo que respecta a sistemas artificiales de producción (SAP), también se han realizado modificaciones sobre su estructura y componentes, además de combinarlos exitosamente con

métodos de recuperación, principalmente térmicos. Esto con el fin de obtener mayores tasas de producción y menor desgaste de los equipos, sin embargo, no todos los SAP's son convenientes en yacimientos de aceites pesados, hasta ahora, los que han brindado mejores resultados son: bombeo mecánico (BM), electrocentrífugo (BEC), hidráulico (BH), neumático (BN), y por cavidades progresivas (PCP).

En nuestro país, los más empleados para la extracción de crudos pesados y extrapesados son el BEC, BN, y PCP dependiendo la ubicación de tales yacimientos, siendo el BEC el de mayor volumen de producción. A continuación se muestran los sistemas utilizados en 2 de los mayores campos productores de México.

SAP	Ubicación	Campo	Viscosidad (cp)	°API
BEP, BN y BEC	Tierra / arenas	Samaria Neógeno	2000 - 23000	5 - 10
BEC	Costa fuera / carbonatos fracturados	Ku-Maloob-Zaap	5 - 10	13

Es de extrañarse que ya un variedad de sistemas artificiales de producción disponibles en la industria enfocados a los crudos pesados, en México solo se empleen 3 de ellos y en un número limitado, pero cabe mencionar que no solo debe analizarse que un sistema sea técnicamente apropiado, también deben analizarse factores colaterales como los efectos secundarios en zonas aledañas a los pozos, y por supuesto, la rentabilidad de su instalación y mantenimiento, pues los costos se han vuelto determinantes en la toma de decisiones para esta clase de proyectos. Probablemente, en un futuro próximo, en que estos yacimientos cobren mayor importancia, el panorama cambie.

La mayor parte de las reservas de aceites pesados y extrapesados del país se ubican en el Golfo de México, dichos hidrocarburos no son tan pesados como los que se encuentran en el Orinoco o en Canadá, teniendo un rango de gravedad API de 9 a 23°. Sin embargo, cabe resaltar que no son yacimientos tan someros como es normal en otras partes del mundo. Este factor complica el análisis y producción de este tipo de yacimientos dados los tirantes de agua y distancia hacia la costa. Esta y otras cuestiones han hecho que el desarrollo de estos proyectos sea muy meticuloso y se haya rezagado en comparación con proyectos de aceites convencionales, por su alto valor comercial y facilidad de producción y procesamiento. Desgraciadamente dada la declinación en tales yacimientos, la industria nacional debe considerar urgente el desarrollo de estos proyectos para explotación y procesamiento de estos hidrocarburos, pues hasta ahora, aun ante la polémica por el cambio climático y surgimiento de energías alternas, los hidrocarburos siguen siendo el suministro energético más requerido y prometedor a lo largo de este dividido siglo XXI.

APORTE DE LA TESIS

Para la elaboración de este trabajo, se utilizaron diversas fuentes de información, tanto nacionales como extranjeras, obtenidas mediante un arduo trabajo de investigación y con el apoyo de académicos y personal perteneciente a instituciones y compañías titulares y ligadas a la industria petrolera, como Petróleos Mexicanos, el Instituto Mexicano del Petróleo, Schlumberger, por mencionar algunos. Con ello, podemos asegurar un amplio acervo de información referente a varias áreas de la carrera de Ingeniería Petrolera orientándolas al estudio y manejo de aceites pesados y extrapesados; desde aspectos y características geológicas, pasando por la caracterización de yacimientos, patrones y comportamientos de flujo en pozos y tuberías, métodos de recuperación y sistemas artificiales de producción. De esta manera, logramos compartir esta valiosa información con futuras generaciones de Ingenieros, o personas interesadas en el tema, facilitándoles el acceso y comprensión de la información, ya que ésta, además de ser escasa, gran parte de ella fue publicada en otro idioma.

Se recurrió a las fuentes y bibliografías más actuales disponibles, lo cual puede ser un incentivo en el área de investigación tanto a nivel académico con propósitos de tesis; por ser los crudos pesados un tema innovador, interesante y urgente en la industria e instituciones, abriendo paso a la investigación, desarrollo y aplicación de métodos de recuperación, sistemas artificiales, combinaciones entre estos, adaptación y optimización de correlaciones y modelos matemáticos, así como el estudio de las hipótesis en disputa sobre el tipo de flujo al que corresponden este tipo de fluidos.

Algunos de los casos de aplicación mencionados, pueden ser usados como una referencia para el desarrollo de nuevas tecnologías, además de facilitar el empleo de éstos arreglos y sistemas, ya que se pueden comparar las características y propiedades tanto de los yacimientos como de los fluidos para ver que opciones son viables y han dado resultados, permitiendo el ahorro de recursos, personal y tiempos, ya que al no hacer tantas pruebas piloto se podrán poner en marcha nuevas estrategias e ideas no ejecutadas anteriormente.

En este trabajo se hace un gran énfasis en la importancia que esta clase de hidrocarburos significan en el abasto energético, tanto a nivel nacional como global, en la actualidad, mediano y largo plazo. Se analizaron y compararon distintas fuentes respecto a la cantidad, ubicación y características de las reservas probadas, probables y posibles de crudos no convencionales, y aunque las cifras no siempre fueron iguales, todas convergen en el alto porcentaje que estos hidrocarburos representan, siendo un respaldo y justificación del por qué debe dedicarse mayor tiempo de investigación, así como recursos para desarrollo y explotación de estos yacimientos.

La investigación realizada se enfoca principalmente en las características y necesidades de nuestro país, el cual enfrenta un gran reto dada la ubicación de este tipo de yacimientos, ya que al encontrarse en regiones costa fuera, en donde el tirante de agua tiene una magnitud considerable que a su vez implica bajas temperaturas complicando la explotación. Sin mencionar la falta de tecnología y presupuesto para potencializarla.

Podemos considerar que a partir de la información recopilada, podemos sugerir la aplicación ciertos métodos para la explotación de nuestros yacimientos, por ejemplo, aquellos ubicados en aguas profundas, donde es de esperarse al producir gas, se presenten hidratos de metano debido a las bajas temperaturas, aunado a los incrementos de viscosidad que podría experimentar el aceite. Para ello podemos proponer como método de explotación la inyección de fluidos a altas temperaturas, principalmente inyección de agua caliente, o en su defecto calentadores de fondo o cualquier otro equipo que mantenga al pozo caliente y aislado, para asegurar la reducción de viscosidad del aceite y el flujo tanto de este como del gas.

Para el caso de yacimientos someros, como los de Aceite Terciario del Golfo, consideramos viable la aplicación de pozos direccionales o ramificados dada la estructura lenticular de los yacimientos, esto nos permitirá tener un mayor rango de eficiencia por cada pozo; en combinación con estos pozos se podría aplicar el método VAPEX (Inyección de vapores), buscando optimizar el número de pozos necesarios y la inversión en los mismos.

Cabe mencionar que para llevar a cabo esta alternativa se deben considerar aspectos técnicos y económicos.

Se mencionan los tipos de reservas, la cantidad y ubicación de las mismas, a fin de que el lector, independientemente de que esté familiarizado o no con la ingeniería o la industria, cuente con los datos fundamentales para visualizar de manera clara y sencilla la situación bajo la cual se encuentra y se encontrará nuestro país en materia de crudos pesados.

RECOMENDACIONES

A partir de la información recabada y analizada en este trabajo, y la situación en que se encuentra nuestro país, consideramos de gran importancia que tanto Petróleos Mexicanos ; titular de la industria petrolera en México, las dependencias gubernamentales competentes e instituciones involucradas en la materia, dedicadas a la formación de profesionistas, investigación y desarrollo de tecnologías presten más atención a temáticas relacionadas con los crudos pesados y extrapesados; ya que hasta la fecha existe información limitada sobre el comportamiento de esta clase de hidrocarburos en los pozos así como correlaciones adecuadas para una buena descripción de su flujo, el emplear correlaciones y modelos diseñados para crudos convencionales podrá haber resultado ser óptimo o la alternativa mas sencilla cuando la participación de los aceites pesados no era tan relevante en la producción nacional como lo está siendo ahora y lo será aún más en un futuro próximo.

México afrontará un gran reto, ya que gran parte de sus reservas son de aceites pesados y extrapesados, y su ubicación complica aún más el aprovechamiento de estos recursos. Dada la importancia del tirante de agua y las bajas temperaturas que esto implica, factores perjudiciales para el flujo de estos aceites y la aplicación de cualquier método de recuperación o sistema artificial de producción, ya que esto implica el traslado y operación de equipos e instalaciones a zonas remotas en las zonas marinas, donde habrá un limitado y costoso suministro de energía, fluidos de inyección, y cualquier clase de elementos necesarios hasta el más simple de los sistemas de levantamiento artificial.

Aunque a la fecha, cada uno de los organismos subsidiarios de PEMEX cuenta con una amplia cartera de proyectos, es importante tomar en cuenta la compleja situación económica en que se encuentra nuestro país , lo que vuelve más crítica la selección de proyectos y designación de recursos para el desarrollo de los mismos; por lo que consideramos de suma importancia que la investigación y desarrollo de tecnologías no sean puestos en segundo plano, ya que el futuro de nuestra industria se encuentra en yacimientos por desarrollarse, pues la producción de los principales yacimientos actuales ya está en declinación, y debemos evitar llegar al punto de recurrir una vez más a tecnologías y recursos humanos importados.

Las áreas de investigación en las que creemos más conveniente invertir son:

Desarrollo de modelos y correlaciones adecuadas a los crudos pesados, para lograr una mejor caracterización de tales yacimientos y una mejor predicción de comportamiento de flujo , que facilitará su producción y el manejo de esta, así como el desarrollo y aplicación de técnicas de recuperación.

Realización de pruebas piloto de aquellos sistemas artificiales de producción híbridos (combinados métodos de recuperación) que hasta el momento han dado buenos resultados en países como Canadá y Venezuela; tomando en cuenta las diferencias tanto en los aceites, como en los

yacimientos, pues cabe mencionar, que los yacimientos de crudos pesados en México no son tan someros como los que existen en dichos países.

No simplemente hay que importar y probar tecnología que hayan tenido éxito en otros países, también hay que buscar la colaboración de empresas e instituciones extranjeras, principalmente de aquellas pioneras en el aprovechamiento de estos hidrocarburos. Pues a través de los años, han acumulado un gran acervo de información, maquinaria y experiencia que podrían ser de gran ayuda para la industria nacional.

El abasto nacional de combustibles y la refinación de estos, también es un área de oportunidad, ya que inminentemente la proporción de crudos pesados que tendrá que procesar el sistema nacional de refinación (INR) incrementará de manera drástica, por ello es crucial ampliar los recientes proyectos de reconfiguración de las refinerías existentes, y considerarlo un factor necesario para aquellas que se construyan de ahora en adelante.

La refinación de mayores volúmenes de crudos cada vez más pesados, representa otro aspecto importante por considerar; dado que los crudos pesados y extrapesados generan una gran cantidad de residuos como asfaltenos y coque, que de no ser aprovechados, provocarán un serio daño colateral al ambiente. Por lo que tanto PEMEX refinación como PEMEX Petroquímica Básica deben contemplar este hecho en futuros proyectos.