



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN CÍCLICA
DE VAPOR APLICADA A UN YACIMIENTO DE
ACEITE PESADO EN TABASCO**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A N:

FLORES MARTÍNEZ JESSICA LIZETTE

HUERTA GONZÁLEZ LUIS CARLOS



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. CLAUDIO CÉSAR DE LA CERDA NEGRETE**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., MAYO 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos Luis Carlos Huerta González:

Agradezco a *Dios* el haberme permitido concluir esta etapa de mi vida y por darme la oportunidad de compartir tantos logros y satisfacciones con mi familia y con las personas que he conocido a lo largo de mi camino y que ahora forman una parte muy importante en mi vida.

Agradezco a *la Facultad de Ingeniería* por convertirse en mi segunda casa y por brindarme los conocimientos necesarios para poder ejercer la profesión más bella... Ingeniería. Fue un privilegio poder aprender de grandes ingenieros que, al igual que yo, deben tener un cariño muy grande por nuestra Facultad de Ingeniería.

Agradezco a mi padre *Carlos Huerta Morales* a mi madre *Beatriz González* a mi hermano *Miguel Ángel Huerta González* a mi tía *Elena Huerta Morales* y mis primos *Hugo y Andrea Martínez Huerta* todo el apoyo y amor incondicional que siempre me han brindado, gracias papá por ser el hombre que me educó para ser el mejor hijo, gracias mamá por ser la mujer que más ha amado a sus hijos, gracias hermano por ser la persona que me hizo entender que es importante mejorar cada día y gracias por haberme hecho un hombre fuerte que quiere lograr grandes metas por una muy importante razón... la familia.

Gracias al *Doctor Rogelio Flores Neri* y a *Rosita Martínez Altamirano* por todo su apoyo incondicional y muchas gracias por abrirme las puertas de su maravillosa familia, siempre les estaré muy agradecido.

Te agradezco *Jessica Flores Martínez* por permitirme aprender de ti y por ser la mujer tan maravillosa que eres, gracias por hacerme querer tantas cosas para poder compartirlas contigo, sé que nos esperan muchos retos y situaciones difíciles a lo largo de nuestra vida, pero también sé que podemos lograr todo lo que queramos y que lo haremos juntos, así como siempre lo hemos hecho.

Finalmente quiero agradecer a mis compañeros y amigos de la facultad; *Jorge Rojano Tovar, David Barrera Mendoza, Alberto Carlos Mendoza Oloarte, Arturo Mariscal Villegas y Gerardo Ramírez Galindo* por brindarme su amistad y por los momentos tan divertidos que vivimos, sé que sin ustedes la vida en la facultad no hubiera sido tan amena. Ahora empezamos una nueva etapa en nuestras vidas pero espero que también podamos seguir conviviendo y tal vez revivir esos partidos de foot ball... cuando éramos invencibles en la canchita del anexo.

Agradecimientos Jessica Lizette Flores Martínez:

Agradezco a *Dios* todo lo que me ha dado, por permitirme llegar a esta etapa de mi vida con las personas que más amo y por cuidarme siempre.

A mis padres, *Rogelio Flores Neri* y *Rosita Martínez Altamirano*, por todo su amor y por ser mi apoyo incondicional. Papá, agradezco todo lo que me has dado y lo que me has enseñado, te admiro profundamente, eres mi ejemplo a seguir y mi fuente de sabiduría. Mami, por toda tu dedicación que no tengo como pagar, por tu esfuerzo y el amor que siempre me demuestras, por enseñarme a ser una mejor persona y porque sé que siempre puedo contar contigo, eres la mejor. Ustedes han sido mi guía y pilar para cumplir mis metas. Gracias por su confianza, por estar siempre a mi lado, soy muy afortunada al tenerlos. Sin duda alguna este logro también es de ustedes. Los amo.

A mi abuelita *Irene Nerit*, por enseñarme las cosas bellas de la vida, y aunque no estas físicamente sé que siempre me acompañas. De grande quiero ser como tú. Te llevo siempre en mi corazón. Te amo abue y esto también está dedicado para ti.

A mi hermana *Wendy*, porque siempre hemos estado juntas y hemos compartido alegrías, tristezas y enojos. Gracias por todo tu amor, tu apoyo y tus consejos. Tu dedicación y esfuerzo también me motivan para seguir adelante y cumplir mis metas. Te amo.

A mi familia; *Clara Neri, Alejandra Huertas, Diana Flores, Juan Flores, Alberto Flores, David Flores* y *Elsa Ríos* que a pesar de pasar por todo tipo de situaciones; malas, buenas o mejores, siempre me contagian con su alegría y su buen humor. Los quiero mucho.

A *Luis Carlos Huerta González*, por el corazón tan grande que tienes y que me inspira para hacer muchas cosas juntos. Ha sido un proceso largo pero ha valido la pena cada día y cada hora. Gracias por todo lo que hemos compartido, por demostrarme que personas como tú valen todo y por hacerme tan feliz. Te amo.

A mis amigos; *Sebastián, Liliana* y *Jair* por compartir esta etapa de nuestra vida, por nuestros momentos buenos y malos, a pesar de todo, nuestras alegrías siempre son más. Gracias por su amistad y por su apoyo. Los adoro.

A nuestro director de tesis; *Ing. Claudio de la Cerda Negrete* por su aportación y tiempo en este trabajo. A nuestros sinodales; *Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Erick Gallardo Herrera, Dr. Erick Luna Rojero* y el *Dr. Rafael de los Ángeles Herrera* por su dedicación, ayuda y recomendaciones. Al *Dr. Fernando Flores Ávila* por su gran apoyo para la ejecución de esta visita a las instalaciones que fue fundamental en nuestro trabajo.

Por último, y no menos importante a mi gran alma mater, *la Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería* por permitirme la dicha de concluir mis estudios en la máxima casa de estudios y concluir esta etapa importante de mi vida.

RECUPERACIÓN MEJORADA CON INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR APLICADA A UN YACIMIENTO DE ACEITE PESADO EN TABASCO

AGRADECIMIENTOS	II
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS	X
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	15
CAPÍTULO 1 ACEITE PESADO	
1.1 Clasificación de los aceites crudos.	19
1.2 Definición de aceite pesado.	20
1.2.1 Características del aceite pesado.	22
1.3 Distribución de las reservas de aceite pesado.	24
1.3.1 Recursos petroleros.	25
1.3.1.1 Recursos petroleros prospectivos.	25
1.3.1.2 Recursos contingentes.	26
1.3.2 Reservas	27
1.3.2.1 Reservas probadas.	28
1.3.2.2 Reservas desarrolladas.	28
1.3.2.3 Reservas no desarrolladas.	28
1.3.2.4 Reservas no probadas.	29
1.3.2.5 Reservas probables.	29
1.3.2.6 Reservas posibles.	29
1.3.3 Reservas remanentes totales.	29
1.4 Importancia de los aceites pesados en México.	33
1.4.1 Tipos de petróleo crudo producido en México.	34
1.5 Métodos de explotación de aceite pesado.	35

CAPÍTULO II RECUPERACIÓN MEJORADA CON MÉTODOS TÉRMICOS

2.1 Procesos de recuperación mejorada.	40
2.1.1 Criterios para selección de procesos de recuperación mejorada.	41
2.3 Inyección de agua caliente.	42
2.3 Inyección continua de vapor.	44
2.4 Inyección cíclica de vapor.	46
2.5 Inyección de vapor asistida por drene gravitacional.	49
2.6 Variaciones del SAGD.	51
2.7 Combustión In-Situ.	55
2.7.1 Combustión directa (Seca).	56
2.7.2 Combustión combinada con inyección de agua.	57
2.7.3 Combustión inversa.	60
2.8 Comparación entre desplazamiento por agua fría, caliente y vapor.	61
2.9 Inyección de aire de principio a fin.	63
2.10 CAPRI	65

CAPÍTULO III PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA Y FLUIDOS

3.1 Viscosidad de los hidrocarburos líquidos.	69
3.1.1 Ecuación de Andrade.	69
3.1.2 Gráfico de viscosidad ASTM.	70
3.1.3 Gráfico de viscosidad del petróleo vs temperatura.	70
3.1.4 Técnica de un solo punto.	73
3.1.5 Efecto del gas en solución en la viscosidad del petróleo.	74
3.1.6 Viscosidad del agua y vapor.	76
3.2 Densidad.	76
3.2.1 Densidad del petróleo.	76
3.2.2 Densidad del agua.	77
3.2.3 Densidad de los gases.	77
3.2.4 Densidad de rocas saturadas.	78
3.3 Calor específico.	78
3.4 Capacidad calorífica.	79
3.4.1 Capacidad calorífica de roca saturada con líquidos.	79
3.5 Conductividad térmica.	79
3.5.1 Conductividad térmica para líquidos.	79
3.5.2 Conductividad térmica para gases.	81
3.5.3 Conductividad térmica de la roca.	81
3.6 Difusividad térmica.	82
3.7 Gradiente geotérmico	82

CAPÍTULO IV PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA Y VAPOR

4.1 Temperatura de saturación del agua.	85
4.2 Calor específico del agua y del vapor.	85
4.3 Calor sensible del agua.	86
4.4 Calor latente.	87
4.4.1 Calor latente de vaporización.	87
4.4.2 Calor latente de condensación.	88
4.5 Calor total o entalpía del vapor seco y saturado.	88
4.6 Entalpía disponible.	89
4.7 Calidad del vapor y vapor húmedo.	89
4.8 Vapor sobrecalentado.	91
4.9 Determinación de la calidad del vapor.	91
4.9.1 Método del separador.	91
4.9.2 Método de los cloruros.	92
4.9.3 Método de la conductividad eléctrica.	92
4.9.4 Método del medidor de orificio.	93

CAPÍTULO V INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

5.1 Mecanismos de recuperación que se presentan en la ICV.	98
5.2 Criterios para la implementación de una IAV.	99
5.3 Instalaciones superficiales para la implementación de una IAV.	101
5.3.1 Tratamiento de agua.	102
5.3.2 Generación del vapor.	103
5.3.3 Sistema de medición de vapor.	105
5.4 Pozos inyectoros.	105
5.4.1 Arreglo de pozos.	106
5.4.2 Espaciamiento de los pozos.	107
5.5 Cementaciones.	108
5.6 Terminaciones y acondicionamiento de los pozos para la IAV.	109
5.7 Diseño de los pozos para la IAV.	112
5.7.1 Pozos inyectoros para yacimientos someros (<3000 pies).	112
5.7.2 Pozos inyectoros para yacimientos profundos (>3000 pies).	113
5.7.3 Pozos inyectoros para formaciones productoras múltiples.	114
5.7.3.1 Inyección concéntrica.	115
5.7.3.2 Inyección paralela.	116
5.8 Instalaciones superficiales de producción.	116
5.8.1 Deshidratación-Desemulsificación	117
5.8.2 Eliminación continua de vapor.	117

5.9 Importancia de la geología en los métodos de inyección de vapor.	118
5.9.1 Condiciones geológicas que determinan el éxito del proyecto.	119
5.9.1.1 Estructurales.	119
5.9.1.2 Pliegues.	120
5.9.1.3 Fracturas.	121
5.9.1.4 Estratigrafía.	122
5.9.1.5 Sedimentación.	122
5.9.1.6 Mineralogía.	122
5.9.1.7 Heterogeneidad del yacimiento.	123
5.10 Indicadores económicos para determinar la rentabilidad del proyecto.	124
5.10.1 Valor presente neto.	125
5.10.2 Valor presente de la inversión.	125
5.10.3 Valor presente de costos de operación.	125
5.10.4 VPN/VPI.	126
5.10.5 Relación beneficio-costo.	126
5.10.6 Tasa interna de retorno.	126
5.11 Sistemas Artificiales de Producción.	127
5.11.1 Bombeo mecánico.	127
5.11.2 Bombeo Electro-Centrífugo.	129
5.11.3 Bombeo de cavidades progresivas.	129

CAPÍTULO VI INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO DE TABASCO

6.1 Descripción del método térmico utilizado.	132
6.2 Propiedades de la roca y los fluidos.	132
6.3 Desarrollo del proyecto.	134
6.4 Diseño y terminación de los pozos.	135
6.5 Diseño de tuberías de revestimiento de explotación.	135
6.6 Sistemas Artificiales de Producción.	139
6.7 Instalaciones Requeridas.	141
6.8 Plan de captura de información, monitoreo y control operacional.	142
6.9 Pronóstico de producción.	144
6.10 Análisis económico.	146

CONCLUSIONES	148
RECOMENDACIONES	149
NOMENCLATURA	151
REFERENCIAS	152

FIGURAS

Figura 1.1 Clasificación de los aceites pesados	22
Figura 1.2 Tendencia del grado de biodegradación en los aceites pesados	23
Figura 1.3. Clasificación SARA de los aceites pesados basados en la extracción por solventes y la adsorción cromatográfica	24
Figura 1.4. Recursos prospectivos totales MMMbpce	26
Figura 1.5 Clasificación de las reservas de hidrocarburos	27
Figura 1.6 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país	30
Figura 1.7 Relación reserva-producción* de México periodo 2009-2012	31
Figura 2.1 Clasificación tradicional de los métodos de recuperación	40
Figura 2.2 Rangos de gravedad API de operación óptima para Métodos de Recuperación Mejorada	42
Figura 2.3 Diagrama de inyección de agua caliente	43
Figura 2.4. Diagrama de inyección de vapor	46
Figura 2.5. Diagrama de inyección cíclica de vapor	47
Figura 2.6 Repuestas típicas de producción en un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor	48
Figura 2.7 Diagrama de la sección transversal de los pozos	50

Figura 2.8. Inyección de vapor asistida por drene gravitacional	50
Figura 2.9. SAGD con un solo pozo	51
Figura 2.10 SAGD cruzado	53
Figura 2.11. Multi-Drene SAGD	54
Figura 2.12. Diagrama de Inyección de Vapor Alterna en Pozos Horizontales	55
Figura 2.13 Perfil de temperaturas, combustión in situ directa	56
Figura 2.14 Perfil de temperaturas, combustión in-situ húmeda	58
Figura 2.15. Combustión in-situ húmeda	59
Figura 2.16 Perfil de temperaturas combustión in-situ inversa	61
Figura 2.17 Comparación del desplazamiento con agua fría, agua caliente y vapor	62
Figura 2.18 Esquema del proceso THAI	63
Figura 19. Aplicación del método THAI	64
Figura 2.20 Esquema del proceso CAPRI66 corregido por gas en solución.	66
Figura 3.1 Correlación general para viscosidad de petróleo muerto con valores de su densidad y temperatura	72
Figura 3.2 Carta generalizada de viscosidad-temperatura	73
Figura 3.3 Comportamiento de la solubilidad del CO ₂ en un aceite pesado saturado	74
Figura 3.4. Comportamiento de la solubilidad del N ₂ en un aceite pesado saturado	75
Figura 3.5. Comportamiento de la solubilidad del CH ₄ en un aceite pesado saturado	75

Figura 5.1 Esquema de flujo a través de un generador de vapor de un solo paso	104
Figura 5.2 Arreglo de pozos empleados en la recuperación térmica	107
Figura 5.3 Esquemas de terminaciones de pozos para un proyecto de IAV	110
Figura 5.4 Esquemas de equipamiento de inyección para pozos	113
Figura 5.5 Esquema de tubería aislada para pozos profundos para IAV	114
Figura 5.6 Esquemas de terminación concéntrica	115
Figura 5.7 Ensamble de estrangulador de fondo de pozo	116
Figura 5.8 Diagrama de instalaciones superficiales que intervienen en la inyección cíclica de vapor.	118
Figura 5.9 Diagrama de estructuras, pliegues	121
Figura 5.10 Canalización de vapor en una zona de alta permeabilidad	124
Figura 6.1 Comportamiento de la viscosidad con la temperatura	134
Figura 6.2 Ubicación de los pozos de la prueba piloto	135
Figura 6.3 Tubería ranurada	137
Figura 6.4 Aparejo de producción isotérmico	137
Figura 6.5 Tipos de empacadores usados	138
Figura 6.6 Esquema de producción en frío con inyección de diluyente; BM tipo Rotaflex	140
Figura 6.7 Comportamiento de producción del pozo Sam 948	141
Figura 6.8 Generador de Vapor	142

TABLAS

Tabla 1.1 Clasificación de los aceites crudos de acuerdo a su densidad API	20
Tabla 1.2 Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región	32
Tabla 1.3 Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural	33
Tabla. 2.1 Criterios para la selección de un proceso de recuperación mejorada	41
Tabla 4.1 Constante del medidor de orificio (Medidor tipo fuelle)	96
Tabla 5.1 Criterios de selección para AIV/ICV	101
Tabla 6.1. Propiedades de la roca y los fluidos del Campo Samaria Neógeno	133
Tabla 6.2. Propiedades de los fluidos pozo Sam-916	133
Tabla 6.3 Comparación de gastos de producción iniciales pronosticados vs reales	145
Tabla 6.4. Factor de recuperación esperado vs real	146
Tabla 6.5 Indicadores Económicos	146

RESUMEN

El desarrollo de este trabajo está estructurado en seis capítulos, en el primer apartado se tiene a manera de introducción la definición de aceite pesado, así como su clasificación y sus características, se definen también los recursos petroleros y las reservas, señalando con esto la importancia que tienen en México.

En el segundo capítulo se definen los procesos de recuperación del aceite, los criterios para la selección del mejor sistema de recuperación de acuerdo a las características del yacimiento y del fluido. Se describe de manera general los sistemas de recuperación térmicos y se hace una breve comparación entre el desplazamiento con agua fría, agua caliente y vapor.

En los capítulos tres y cuatro se definen ciertas propiedades térmicas de las rocas y fluidos, así como propiedades térmicas del agua y vapor que se requieren al de hacer cálculos para estudiar la inyección de vapor, en un yacimiento. A pesar que estas propiedades se consideran constantes para muchos de estos cálculos, realmente la mayoría de ellas varía con la temperatura. Por lo tanto el objetivo de estos capítulos, es discutir estas propiedades y el efecto de la temperatura sobre ellas. También se listan valores y correlaciones de uso común para su estimación.

Se describe de forma más completa el método de inyección cíclica de vapor en el capítulo cinco. Se describen los requerimientos e instalaciones para la inyección cíclica de vapor, tratamiento del agua, generadores de vapor, terminación de pozos tanto inyectoros como productores, cementaciones. Se muestran aspectos a considerar para el éxito de un proyecto de inyección cíclica de vapor tanto técnicos; considerando las características geológicas del campo, como económicos; teniendo aquí los indicadores de rentabilidad. También, de forma general se mencionan los sistemas artificiales de producción en la inyección cíclica de vapor como bombeo mecánico, electro centrífugo y de cavidades progresivas.

Por último, se tiene un caso de aplicación con inyección cíclica de vapor en el campo Samaria Neógeno, describiendo las propiedades de la roca y los fluidos así como describiendo el proyecto en cuanto a las instalaciones requeridas, el plan de captura, monitoreo y control de la información. Por ultimo se presenta un análisis económico para determinar la rentabilidad del proyecto con el fin de evaluar su implementación de manera formal como método de recuperación no convencional.

INTRODUCCIÓN

El mundo está percibiendo un incremento en los aceites pesados, tanto en la producción como en las reservas.

Actualmente, las reservas totales del mundo están estimadas en nueve a 13 billones de barriles, de los cuales el 15% proviene de aceites pesados, 25% de extra pesado, y 30% de bitumen¹. Las reservas más importantes de crudo pesado se localizan en Canadá, Venezuela y Rusia, otros países como Irak, Kuwait, Ecuador, Estados Unidos, Nigeria, México y Reino Unido también presentan grandes acumulaciones de aceite pesado.

Es por ello que este tipo de recursos merecen una atención más esmerada, su recuperación requiere de una inversión a largo plazo. La alta viscosidad del petróleo pesado aumenta las dificultades de transporte y de obtención de productos comerciables, requiere técnicas de refinamiento especiales y por ende más costosas.

El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás este recurso.

El principal motor del desarrollo tecnológico para la explotación y manejo de crudo pesado ha sido la viabilidad económica de los procesos, puesto que se requiere de métodos especiales de recuperación y transporte que sean eficaces y eficientes. No obstante, aún el costo principal de estos procesos, sigue siendo dominado por la demanda de energía necesaria para mejorar las propiedades de flujo del crudo pesado. El valor de la tecnología depende de su habilidad para reducir el costo total. El costo primario reside típicamente en la energía necesaria para generar e inyectar el vapor requerido para movilizar los petróleos viscosos..

Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados aceites pesados, presentan retos de producción especiales, pero no insuperables.

Por lo anterior, podemos decir que uno de los principales obstáculos para explotar un yacimiento de aceite pesado es la alta viscosidad del aceite en el yacimiento, pero ésta puede ser reducida por medio de métodos térmicos, como la inyección de vapor.

La inyección cíclica de vapor es un método de recuperación mejorada que consiste en inyectar vapor al yacimiento, después el pozo es cerrado para que el vapor transfiera su energía calorífica al yacimiento, y por último el pozo es abierto a producción. Éste método térmico es utilizado para la recuperación de aceites pesados y extra pesados, pues está enfocado a reducir la viscosidad del aceite dentro del yacimiento para facilitar su explotación.

El campo Samaria Neógeno, ubicado en la cuenca terciaria en el sureste de México, está constituido por depósitos de arena de ambiente tipo fluvial, formado por canales entrelazados y apilados, en formaciones de edad Plioceno, a profundidades de 700 a 1,000 metros, tiene un volumen original de 650 MMB de petróleo extrapesado y una reserva de 129 MMB. Fue descubierto en 1960 con la perforación del pozo Samaria 2, productor de petróleo extra pesado con densidad menor de 10 °API y viscosidad de 1,000 a 5,000 cps a condiciones de yacimiento, fue clasificado como petróleo no comercial, debido a que no pudo ser extraído con las técnicas convencionales.

Debido a sus características y ubicación en tierra, este campo resultó ser un buen candidato para aplicar procesos térmicos, generar experiencia en México y posteriormente implementarlos en otros campos nacionales.

Para este proyecto se perforaron ocho pozos, todos resultaron productores de petróleo extra pesado, 10 °API, fue posible producirlos en frío utilizando bombeo mecánico y para transportarlo hasta las baterías se utilizó mejorador de flujo. La producción neta obtenida en frío, varió de 70 bpd a 280 bpd para los pozos verticales y hasta 400 bpd para los horizontales, después de estimulados con vapor la producción se incrementó de 615 a 1,700 barriles.

En el presente trabajo tiene como finalidad dar a conocer el diseño de la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo Samaria Neógeno y se discuten los principales resultados, así como el esquema de explotación finalmente establecido como mejor procedimiento o estrategia, para implementar en forma masiva el proceso.

CAPÍTULO I

ACEITE PESADO

Los petróleos crudos exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. Desafortunadamente no existe una correlación clara entre las dos. La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura. La densidad varía poco con la temperatura, y se ha convertido en el parámetro estándar más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos.

La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y puede variar las densidades API desde cuatro grados para el bitumen, hasta 70° para los condensados². El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norte América (DOE, por sus siglas en inglés), define el petróleo pesado como aquel que presenta densidades API entre 10° y 22.3°³. Sin embargo, en algunos yacimientos, el petróleo con una densidad tan baja como siete ocho grados API se considera pesado más que ultrapesado, porque puede ser producido mediante métodos de producción de aceite pesado.

Originalmente, cuando la roca generadora produce petróleo crudo, éste no es pesado. Casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades entre 30 y 40° API. El petróleo se vuelve pesado solo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas⁴. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen menos sellos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado⁵.

Cada región posee petróleo con diferentes propiedades físicas y se halla en una etapa diferente del proceso de maduración, de modo que cada una utiliza diferentes técnicas de desarrollo y producción.

A manera de introducción, en este capítulo se define el aceite pesado así como su clasificación y características, además de señalar la importancia que tiene este tipo de aceite en México.

1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES CRUDOS

La densidad se define como la relación entre la masa y el volumen de una sustancia, es decir es la cantidad de masa por unidad de volumen.

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (1.1)$$

Si bien la densidad del aceite es importante para evaluar el valor del recurso, existen diferentes tipos de aceite dependiendo de sus propiedades físicas y químicas; sin embargo, para clasificar un aceite muerto generalmente se expresa en una escala normalizada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API) que se denomina gravedad en grados API (°API). Dicha gravedad muestra el valor de la densidad del aceite muerto a condiciones de presión y temperatura estándar dictadas por la NIST (National Institute of Standards and Technology), con valor de 14.69 [lb/pg²] y 60 °F (1 atm y 15.55 °C) respectivamente, la cual se evalúa mediante la siguiente correlación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{sg}_{60^{\circ}\text{F}}} - 131.5 \quad (1.2)$$

Donde (60°F/60°F) se refiere a la gravedad específica (specific gravity en inglés) o densidad relativa, que es la gravedad que relaciona la densidad de la muestra, a 60 °F respecto a la densidad del agua, también a 60 °F. Entonces:

$$\text{sg} = \frac{\rho_o}{\rho_w}; [\text{adimensional}] \quad (1.3)$$

La densidad de un aceite es una característica fundamental, ya que refleja su composición química, de la cual dependen todas las principales propiedades del fluido. Por esta razón, la gravedad °API es usada como parámetro para clasificar los

diferentes tipos de aceite ^{6,7}.

En la tabla 1.1 se muestra la clasificación de los aceites crudos de acuerdo a su densidad relativa y en grados API.

Aceite crudo	Densidad (g/ cm3)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10
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

Tabla 1.1 Clasificación de los aceites crudos de acuerdo a su densidad API (American Petroleum Institute)

1.2. DEFINICIÓN DE ACEITE PESADO

El Instituto Americano del Petróleo (API) sugiere una definición de aceites basada en su densidad. Entonces los aceites pesado son aquellos con densidad entre 920 y 1010 kg/m³ (22.3 y 10.1°API), y aceite extra pesado aquellos crudos con densidades mayores a 1000 kg/m³ (<10°API).

Sin embargo, esta definición es muy vaga, pues no toma en cuenta la viscosidad del aceite y por lo tanto, la forma en que se puede explotar al yacimiento.

Con el mismo fin de distinguir los diferentes tipos de aceite pesado, la empresa TOTAL S.A ideó una clasificación basada en la viscosidad⁸:

Clase A: Aceites pesados

Tienen una densidad menor a 22.5 y mayor a 18° API, con una viscosidad a condiciones de yacimiento menor a 100 [cp] y mayor a 10 [cp]. El aceite puede fluir a las condiciones del yacimiento.

Clase B: Aceites extra pesados

Tienen una densidad entre siete y 18° API, con una viscosidad a condiciones de yacimiento entre 100 y 10,000 [cp], también son móviles a las condiciones de yacimiento.

Clase C: Arenas bituminosas y bitumen

Tienen una densidad entre siete y 12° API, sin embargo, su viscosidad es mayor a 10,000 cp por lo tanto no es móvil a condiciones de yacimiento. El Instituto de las Naciones Unidas propone que el término bitumen se defina si tiene una viscosidad > 104 cp y una densidad relativa mayor a un gr/cm^3 (<10° API). Mientras que el término arenas bituminosas se refiere a aquellas acumulaciones que son recuperables con procesos muy similares a los usados en la minería.

Lo que tienen en común las arenas bituminosas con los aceites pesados es que en comparación con los aceites convencionales tienen alto contenido de asfaltenos, azufre y metales.

Clase D: Lutitas con alto contenido de aceite (Lutitas bituminosas).

Se presentan en estado sólido y no fluyen, por lo que se usan procedimientos similares a la minería. Las rocas se consideran rocas madre, donde se crea el hidrocarburo para su posterior migración y se considera que la roca no tiene permeabilidad, es decir, que en el yacimiento los hidrocarburos no pueden fluir.

A condiciones actuales de explotación, los aceites pesados se consideran como “*recursos convencionales*”, mientras que los aceites extra-pesados y el bitumen son clasificados como “*recursos no-convencionales*”, Figura 1.1. En general, todos los aceites pesados requieren el uso de técnicas de recuperación avanzada (IOR) para superar los problemas asociados a su alta viscosidad⁹.

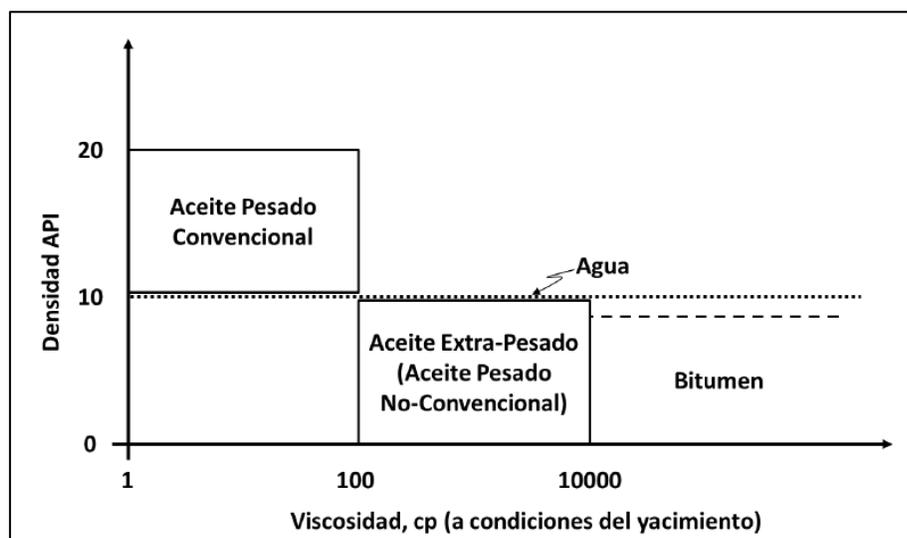


Figura 1.1 Clasificación de los aceites pesados (Modificado de Berjee, 2012).

1.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE PESADO

La naturaleza y composición del fluido del yacimiento depende en cierta medida del ambiente de depósito de la formación de la cual el fluido es producido. Del grado de madurez (equilibrio molecular alcanzado, debido a la difusión de las moléculas al paso del tiempo geológico) alcanzado antes de la explotación, de los procesos migratorios experimentados para llegar a la roca almacenadora, y de los procesos de lavado por agua y biodegradación sufridos durante la permanencia en el yacimiento.

La composición y los gradientes de presión y de temperatura en el yacimiento como función de la profundidad, pueden causar variaciones en las propiedades del fluido del yacimiento.

Generalmente los hidrocarburos pesados fueron originalmente hidrocarburos ligeros que sufrieron un proceso de biodegradación, es decir que los microorganismos degradaron a los hidrocarburos ligeros e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos pesados, incrementando así, su densidad, viscosidad, acidez y contenido de azufre.

Los aceites pesados se pueden encontrar en areniscas, dolomías, conglomerados, carbonatos, etc. Aunque por lo general se encuentran en arenas poco consolidadas con permeabilidades bajas y en profundidades someras.

El grado de biodegradación de los aceites pesados está directamente relacionado con la concentración de $n\text{-C}_{17}$ y $n\text{-C}_{18}$, Figura 1.2, por lo que es usado durante la clasificación de estos hidrocarburos como un indicador directo de su calidad.

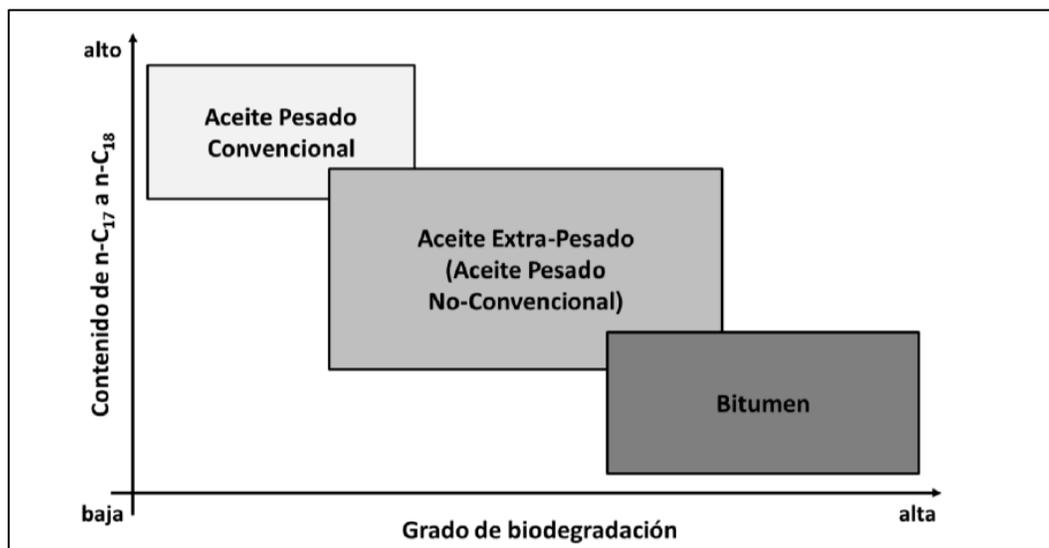


Figura 1.2 Tendencia del grado de biodegradación en los aceites pesados (Modificado de Benerjee, 2012)

Los procedimientos comúnmente utilizados para caracterizar a los aceites pesados son:

- Métodos cromatográficos y de destilación;
- Caracterización de Polímeros, Olefinas, Naftenos y Aromáticos (PONA); y
- Análisis de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (SARA).

A diferencia de las técnicas que permiten conocer la composición de una muestra por la volatilidad de sus componentes, el análisis SARA clasifica a las fracciones de acuerdo a su polaridad, Figura 1.3. Así, la fracción parafínica agrupa a componentes saturados no-polares (incluyendo n - y ciclo- alcanos); mientras que la aromática,

que es ligeramente más polar, contiene moléculas mono- y poli- aromáticas puras.

Las dos fracciones remanentes, resinas y asfaltenos, son totalmente polares y su distinción se logra mediante criterios de solubilidad en presencia de n-alcenos.

Debido a tendencia de los asfaltenos de precipitar en presencia de fracciones parafínicas, debe tenerse precaución al diluir los aceites pesados con otros más ligeros durante el transporte, pues pueden provocarse obstrucciones dentro de las tuberías superficiales. También el incremento térmico de estos hidrocarburos perturba el equilibrio de los asfaltenos, lo que aumenta considerablemente su floculación, inclusive en el yacimiento⁹.

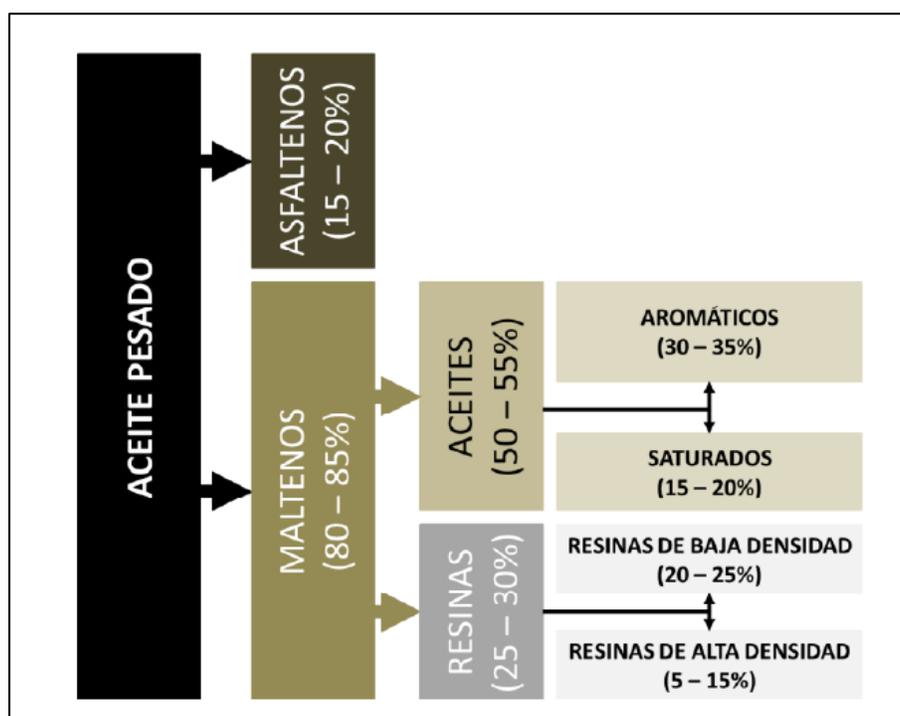


Figura 1.3. Clasificación SARA de los aceites pesados basados en la extracción por solventes y la adsorción cromatográfica (Modificado de Benerjee, 2012)

1.3 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE ACEITE PESADO EN MÉXICO.

Para ampliar los conocimientos acerca de este tema, en los subtemas siguientes se describe la clasificación de reservas de hidrocarburos y se proporciona un

panorama general del potencial de producción que México posee en la producción de este tipo de recursos energéticos.

En el caso de las reservas probadas, las definiciones utilizadas corresponden a las establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores financieros de ese país, y para las reservas probables y posibles se emplean definiciones, denominadas SPE-PRMS, emitidas por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), el *World Petroleum Council* (WPC) y la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (SPEE), organizaciones técnicas en las cuales México participa¹⁰.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos.

1.3.1 RECURSOS PETROLEROS

Los recursos petroleros son todos los volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, referidos a condiciones de superficie. Sin embargo, desde el punto de vista de explotación, se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable de esas cantidades. Dentro de esta definición, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total, el cual puede estar descubierto o no. Asimismo a sus porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. En particular, el concepto de reservas constituye una parte de los recursos, es decir, son acumulaciones conocidas, recuperables y comercialmente explotables.

1.3.1.1 RECURSOS PROSPECTIVOS

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo

futuros. La cuantificación de los recursos prospectivos está basada en información geológica y geofísica del área en estudio, y en analogías con áreas donde un cierto volumen original de hidrocarburos ha sido descubierto, e incluso, en ocasiones, producido. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto.

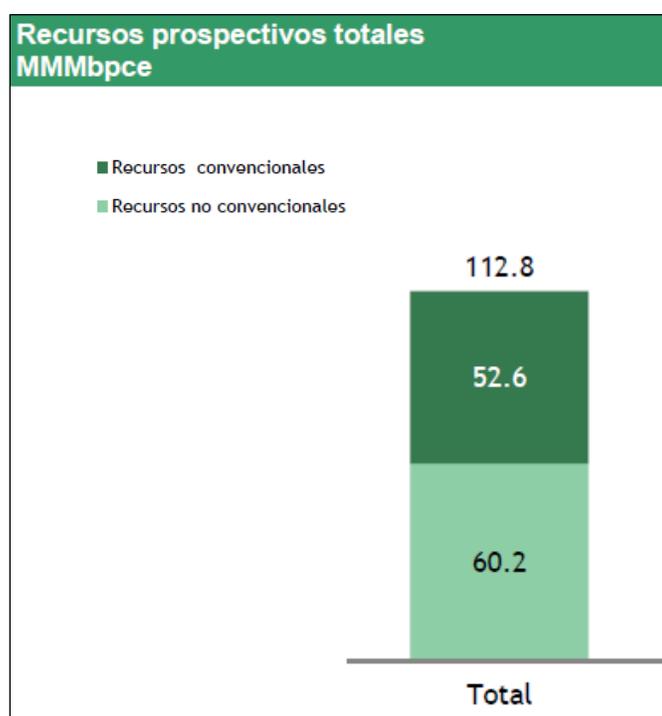


Figura 1.4. Recursos prospectivos totales MMMbpce (PEMEX, 2013)

1.3.1.2 RECURSOS CONTINGENTES

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el proyecto(s) aplicado aún no se considera suficientemente maduro para su desarrollo comercial, debido a una o más razones. Los recursos contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no existen actualmente mercados viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar

claramente su comercialidad. Los recursos contingentes son además categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico.

1.3.2 RESERVAS

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas, a la fecha de evaluación, en un proyecto de desarrollo.

Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción.

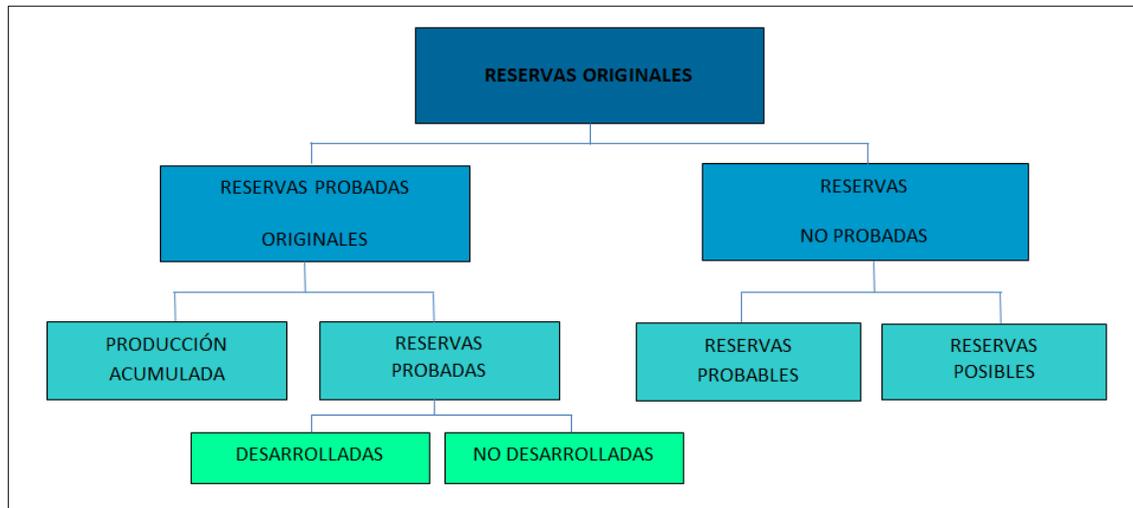


Figura 1.5 Clasificación de las reservas de hidrocarburos (PEMEX, 2013)

El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar.

1.3.2.1 RESERVAS PROBADAS

De acuerdo a la SEC, las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC.

1.3.2.2 RESERVAS DESARROLLADAS

Son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas detrás de la tubería, que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean considerablemente menores, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto correspondiente.

1.3.2.3 RESERVAS NO DESARROLLADAS

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte. Lo anterior aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación.

1.3.2.4 RESERVAS NO PROBADAS

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles, pueden ser clasificados como reservas no probadas.

1.3.2.5 RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado pero aún no ha sido implementado, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial.

1.3.2.6 RESERVAS POSIBLES

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

1.3.3 RESERVAS REMANENTES TOTALES

Al 1 de enero de 2013 las reservas totales o 3P del país, alcanzaron un valor de 44,530.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, cifra superior en 692.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (considerando un factor de bpce

igual a 192.27 barriles por millón de pies cúbicos¹⁰), al valor reportado al 1 de enero de 2012. Del total de reservas 3P, el 31.1 corresponde a reservas probadas, 27.7 por ciento a reservas probables y 41.2 por ciento a reservas posibles¹¹. La integración de las reservas en sus diferentes categorías se muestra en la Figura 1.6

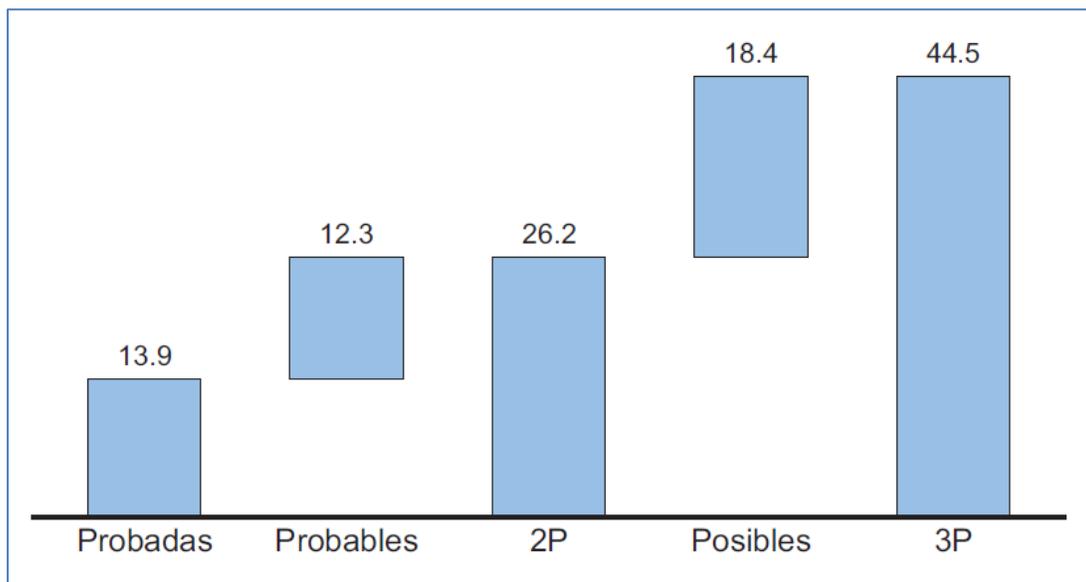


Figura 1.6 Integración por categoría de las reservas remanentes de petróleo crudo equivalente del país (PEMEX, 2013).

La relación reserva-producción de petróleo crudo equivalente, la cual se define como el cociente que resulta de dividir la reserva remanente total del 2013 entre la producción de 2012, es de 32.9 años para la reserva 3P, 19.3 años para la reserva 2P y 10.2 años para la reserva 1P. Figura 1.7.

La distribución de las reservas totales por tipo de fluido se muestra en la Tabla 1.2. Al 1 de enero de 2013, el aceite crudo contribuye con 69.2 por ciento, el condensado con 0.7 por ciento, líquidos de planta 9.0 por ciento y el restante 21.1 por ciento para el gas seco equivalente a líquido.

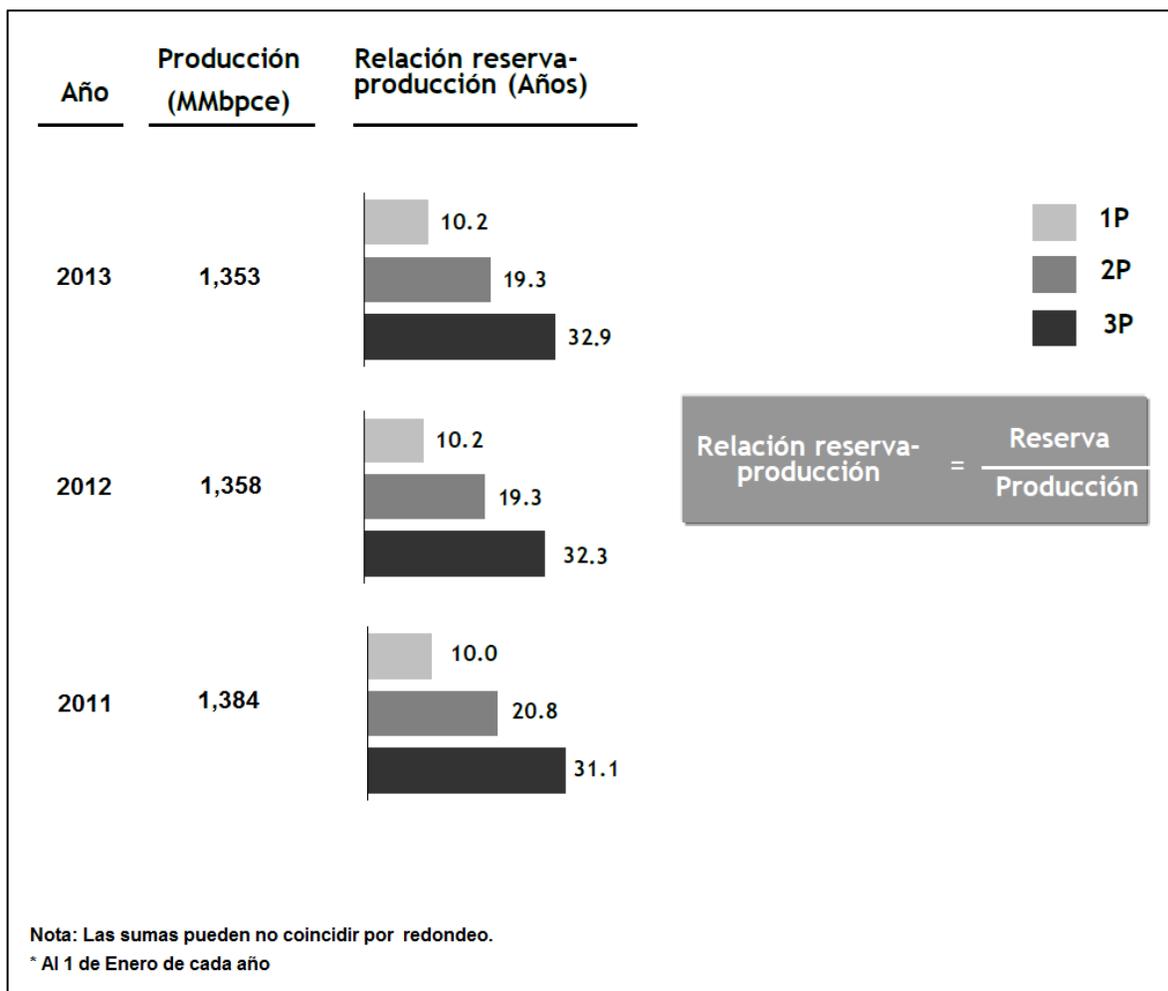


Figura 1.7 Relación reserva-producción* de México periodo 2009-2012. (PEMEX, 2013)

A nivel regional, la distribución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente, indica que la Región Norte contribuye con el mayor porcentaje alcanzando 42.7 por ciento, la Región Marina Noreste 28.0 por ciento, la Región Marina Suroeste 16.5 por ciento y finalmente la Región Sur 12.8.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas entregado en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2010	Total	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	43,074.7	61,236.0	54,083.8	44,712.2
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6
2011	Total	30,559.8	294.1	3,573.3	8,646.5	43,073.6	61,274.9	54,370.8	44,969.6
	Marina Noreste	11,170.3	126.3	259.7	525.0	12,081.3	4,757.1	3,460.0	2,730.6
	Marina Suroeste	3,714.5	43.6	750.2	1,875.5	6,383.7	13,248.0	11,914.4	9,754.5
	Norte	11,915.9	25.1	1,854.9	5,087.6	18,883.6	34,632.0	30,907.3	26,460.5
	Sur	3,759.1	99.1	708.5	1,158.3	5,724.9	8,637.8	8,089.2	6,024.1
2012	Total	30,612.5	367.8	3,953.1	8,903.9	43,837.3	61,640.9	55,637.1	46,308.5
	Marina Noreste	11,595.3	143.3	261.5	526.1	12,526.3	4,438.6	3,472.0	2,736.4
	Marina Suroeste	4,026.4	61.0	808.3	2,158.7	7,054.4	14,615.2	13,475.1	11,227.4
	Norte	11,499.1	17.8	2,155.4	5,016.7	18,689.0	33,958.1	30,497.5	26,091.3
	Sur	3,491.8	145.7	727.8	1,202.4	5,567.7	8,628.9	8,192.5	6,253.4
2013	Total	30,816.5	328.1	4,010.4	9,375.0	44,530.0	63,229.4	58,089.2	48,758.9
	Marina Noreste	11,540.5	132.6	270.8	546.6	12,490.5	4,436.2	3,527.0	2,843.0
	Marina Suroeste	4,036.0	55.9	1,054.6	2,191.2	7,337.8	16,001.9	14,095.9	11,396.3
	Norte	11,753.9	21.4	1,892.5	5,346.0	19,013.7	33,748.4	31,705.4	27,804.1
	Sur	3,486.1	118.3	792.5	1,291.2	5,688.1	9,042.9	8,760.9	6,715.5

Tabla 1.2 Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región (PEMEX, 2013)

La Tabla 1.3 presenta la clasificación y evolución de las reservas totales de aceite crudo de acuerdo a su densidad. El aceite pesado contribuye con 52.2 por ciento, el aceite ligero con 35.3 por ciento y el aceite superligero con 12.5 por ciento. El mayor porcentaje de reservas totales de aceite pesado se ubican en campos de la Región Marina Noreste con el 70.7 por ciento. Asimismo, la Región Norte contiene el mayor porcentaje de aceite ligero con 62.4 por ciento, mientras que para el caso del aceite superligero, los mayores volúmenes se localizan en las regiones Sur, Norte y Marina Suroeste con 34.2, 33.7 y 32.1 por ciento, respectivamente.

Año	Región	Aceite			Gas natural				
		Pesado	Ligero	Superligero	Asociado	No asociado			Total
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2010	Total	15,997.9	10,763.2	3,736.2	44,046.7	7,351.1	5,281.9	4,556.4	17,189.4
	Marina Noreste	10,989.5	134.1	0.0	4,481.8	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,778.0	1,033.5	3,262.6	5,482.2	2,123.3	1,358.8	8,964.3
	Norte	3,932.7	6,500.8	1,649.7	29,498.7	64.2	3,067.6	2,693.2	5,825.0
	Sur	335.8	2,350.3	1,053.0	6,803.6	1,804.7	91.0	446.7	2,342.3
2011	Total	15,781.0	10,534.2	4,244.5	43,294.9	8,924.5	4,735.2	4,320.3	17,980.0
	Marina Noreste	11,095.6	74.7	0.0	4,699.3	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	701.7	1,770.4	1,242.4	2,933.1	7,266.6	1,687.6	1,360.8	10,315.0
	Norte	3,663.9	6,565.2	1,686.7	28,962.7	180.9	2,973.2	2,515.2	5,669.3
	Sur	319.8	2,123.8	1,315.4	6,699.8	1,477.0	74.4	386.6	1,937.9
2012	Total	16,026.8	10,797.8	3,787.9	43,710.4	8,465.5	5,035.7	4,429.2	17,930.5
	Marina Noreste	11,496.3	99.0	0.0	4,380.9	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	735.9	2,023.6	1,266.9	3,594.3	6,802.4	2,462.4	1,756.1	11,020.9
	Norte	3,490.8	6,729.5	1,278.8	29,028.4	139.4	2,518.4	2,271.9	4,929.7
	Sur	303.8	1,945.8	1,242.2	6,706.9	1,523.6	54.9	343.6	1,922.1
2013	Total	16,093.8	10,888.2	3,834.5	44,402.5	8,033.0	6,787.0	4,006.8	18,826.9
	Marina Noreste	11,370.7	169.9	0.0	4,378.5	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	758.7	2,047.6	1,229.7	3,833.1	6,283.4	4,255.4	1,630.0	12,168.8
	Norte	3,671.0	6,790.9	1,291.9	29,102.9	141.6	2,484.9	2,018.9	4,645.5
	Sur	293.4	1,879.9	1,312.8	7,088.1	1,608.0	46.7	300.1	1,954.8

Tabla 1.3 Clasificación de las reservas totales, o 3P, de aceite crudo y gas natural (PEMEX, 2013)

1.4 IMPORTANCIA DE LOS ACEITES PESADOS EN MÉXICO

México posee un gran volumen de petróleo pesado, el cual contribuye con 52.2 por ciento de las reservas totales.

A continuación se presentan algunos ejemplos de yacimientos de aceites pesado en México¹²:

- 1) Los campos Ku-Maloob-Zaap, se encuentran al noreste de Cd. del Carmen, Campeche. Los tres campos son productores de aceite pesado, el campo Ku produce aceite de 22° API, mientras que los campos Maloob y Zaap producen aceite de 13.7 ° API. Son yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. En estos campos se ha implementado un proyecto de mantenimiento de presión con nitrógeno.

Las últimas exploraciones en la parte norte del campo Ku-Maloob-Zaap muestran que existen grandes cantidades de hidrocarburos pesados con tirantes de agua entre 100 y 200 m con densidades entre seis y 12° API y la viscosidad de estos fluidos es de 40,000 cp a 15° C.

- 2) El campo Tamaulipas-Constituciones se localiza en la cuenca Tampico-Misantla, al Noroeste de Tampico, el campo cubre 60 km² y produce aceite pesado de 18° API de cinco formaciones, con un rango de profundidades de 1250 a 2100 m. La presión y temperatura originales del yacimiento fueron de 215 kg/cm² y 90° C respectivamente con una presión de burbuja de 156.2 kg/cm². El tipo de roca productora es carbonato.
- 3) El sector Ébano-Pánuco-Cacalilao está localizado al noreste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, cubre una superficie aproximada de 3,300 km², está formado por siete campos productores de aceite pesado. La roca productora corresponde a calizas arcillosas naturalmente fracturadas cuyo espesor del orden de los 300 m, es un yacimiento de porosidad esencialmente en fracturas con baja permeabilidad de matriz, el yacimiento es de baja presión con hidrocarburos pesados con densidades entre seis y 10° API.

Es por ello que los métodos de recuperación mejorada juegan un papel muy importante en la recuperación de este tipo de crudos.

Sin embargo este tipo de métodos también tienen limitaciones, ya que debe escogerse el método adecuado para cada tipo de yacimiento después de haber realizado un análisis detallado de las propiedades del yacimiento así como de los fluidos que contiene.

1.4.1 TIPOS DE PETROLEO CRUDO PRODUCIDO EN MÉXICO

En los años recientes la principal fuente de producción de crudo en México es la Sonda de Campeche, región que obtiene principalmente crudo del tipo pesado, volumen que representa aproximadamente 1.2 millones de barriles por día; mientras que la de crudos ligeros y de otros tipos es de cerca de 1.4 millones de barriles por día a nivel nacional¹⁵. Otros centros de explotación se encuentran en Chiapas, Tabasco y Veracruz.

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo¹⁴:

Itsmo:

Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.

Maya:

Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.

Olmecca

Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

El petróleo que se tiene en México es, en un 60 por ciento, crudo pesado, que da por resultado una alta producción de residuos que empobrecen la calidad y cantidad de los productos petroquímicos. Por ejemplo, debido a las altas concentraciones de asfaltenos que contiene el crudo Maya (14.5 por ciento del total del residuo), además de cenizas y residuos de carbón (17.2 por ciento), aproximadamente el 32 por ciento de sus residuos extraídos no es útil para los fines de refinación. Es por ello que diversos organismos nacionales y extranjeros han estudiado profundamente diversas vías para el tratamiento y separación de estas fracciones.

1.5 MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO.

Tomando en cuenta la baja movilidad de los aceites pesados, las recuperaciones primaria y secundaria de dichos aceites son bajas. En el caso de un aceite de 25° API, la recuperación primaria es del orden de 5-10%, la cual posiblemente incrementa a un 15% mediante la inyección de agua. La inyección de agua generalmente es muy ineficiente en los yacimientos de aceites pesados, por lo que el porcentaje de recuperación es bajo¹⁶.

Es evidente que el principal obstáculo en la recuperación de hidrocarburos pesados es la alta viscosidad. Por lo que se requiere reducir la viscosidad para incrementar la movilidad de los hidrocarburos.

Los métodos que existen para reducir la viscosidad del aceite en el yacimiento se pueden clasificar en dos grupos, los métodos térmicos que como se mencionó anteriormente, disminuyen la viscosidad del aceite incrementando la temperatura del yacimiento, y los métodos fríos, aunque este método no se ha aplicado aun en ningún yacimiento del mundo, sólo se han aplicado pruebas piloto en Canadá.

Los métodos térmicos, consisten básicamente en aumentar la temperatura del yacimiento, ya que los aceites pesados presentan una gran disminución de su viscosidad con un incremento en la temperatura.

En los capítulos posteriores se definirán conceptos básicos para el mejor entendimiento de los métodos de recuperación mejorada, especialmente uno de los métodos térmicos llamado “Inyección cíclica de vapor” el cual fue implementado con una prueba piloto en uno de los campos de producción de aceite en México.

CAPÍTULO II

RECUPERACIÓN MEJORADA CON MÉTODOS TÉRMICOS

Durante la recuperación primaria, el hidrocarburo es producido con la energía natural del yacimiento. Cuando la presión en el yacimiento disminuye a tal punto que ésta no proporciona un empuje suficiente para mover a los fluidos hacia los pozos productores, entonces otros fluidos como agua o gas pueden ser inyectados para aumentar la presión existente en el yacimiento. A la conversión de algunos pozos productores a inyectores y la subsecuente inyección de gas o agua para mantener la presión en el yacimiento se le conoce como recuperación secundaria. En términos generales, para yacimientos convencionales, el porcentaje de recuperación de aceite al final de ambos procesos de recuperación (primaria y secundaria) se puede ubicar en un rango entre 20 y 50 por ciento, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento.

Históricamente la recuperación terciaria se ha referido a una tercera etapa de producción, donde se pueden aplicar gases de forma miscible, productos químicos y/o energía térmica para desplazar aceite adicional una vez que la recuperación secundaria llega a su límite económico; sin embargo, se podría definir simplemente como cualquier proceso de recuperación aplicado después de la recuperación secundaria.

La clasificación tradicional, que divide en secuencia cronológica de tres etapas a los procesos de recuperación, no es tan general como se consideraba históricamente. Existen condiciones de producción no-convencionales adversas que hacen que los métodos convencionales de producción sean raramente aplicables. Tal es el caso de los aceites pesados, extra pesados e hidrocarburos de arenas bituminosas ya que tienen la característica de tener alta viscosidad y en muchos casos bajo contenido de gas en solución. En estos yacimientos, la recuperación primaria es muy baja, del orden de 5 por ciento del volumen original, por lo que se requieren procesos alternativos de producción, que incluyan métodos térmicos y no-térmicos para extraer el aceite.

1) Recuperación Primaria

El comportamiento de recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas¹⁷.

2) Recuperación Secundaria

Este proceso de recuperación agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos de forma inmiscible (gas, agua y combinación agua-gas).

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmiscible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo, en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos¹⁸.

3) Recuperación Mejorada

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento¹⁷:

La recuperación mejorada puede clasificarse en:

Métodos térmicos

- Inyección de agua caliente
- Inyección de vapor
- Combustión In-Situ
- Calentamiento Eléctrico

Métodos químicos

- Surfactantes
- Alcalinos
- Polímeros

Métodos miscibles

- Inyección de CO₂
- Inyección de gases hidrocarburos

→ Inyección de N₂

Métodos con bacterias

2.1 PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

Incluye cualquier tipo de proceso de desplazamiento que se emplee para proveer al yacimiento de una fuente adicional de energía, con el objeto de recuperar petróleo adicional al producido durante su etapa de explotación primaria. Figura 2.1.

La clasificación tradicional, que divide en una secuencia cronológica de tres etapas a los procesos de recuperación, no es tan general como se consideraba históricamente. Existen condiciones de producción no convencionales adversas que hacen que los métodos convencionales de producción sean raramente aplicables. Tal es el caso de los aceites pesados, extra pesados e hidrocarburos de arenas bituminosas, ya que tienen la característica de tener alta viscosidad y en muchos casos bajo contenido de gas en solución. En estos yacimientos, la recuperación primaria es muy baja, del orden de cinco por ciento del volumen original, por lo que se requieren procesos alternativos de producción, que incluyan métodos térmicos o no-térmicos, para extraer el aceite¹⁶.

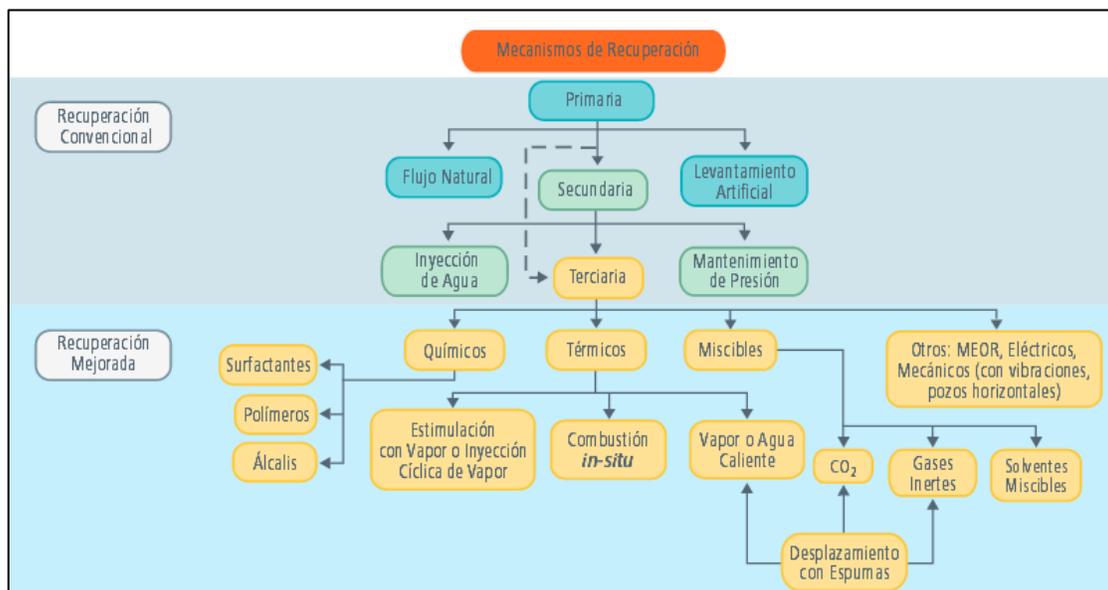


Fig. 2.1 Clasificación tradicional de los métodos de recuperación (Adaptada de Lake, L.W., Schimdt y Venuto, P.B., A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s, 1992)

2.1.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

Estos criterios estiman el rango de propiedades del aceite y del yacimiento para saber que procesos son aplicables dependiendo de dichas propiedades. La tabla 2.1 da un ejemplo de dichos criterios. Los procesos con surfactantes/polímeros están limitados por la salinidad y temperatura.

Los criterios en la selección de procesos de recuperación mejorada se han desarrollado a través de los años, con el fin de ayudar a tomar la decisión de inyectar algún fluido u otro al tratar de recuperar el máximo aceite en los yacimientos. Se presentan en base a la combinación del yacimiento y a las características del aceite por diferentes fluidos de recuperación mejorada¹⁷.

Método de recuperación mejorada.	Propiedades de los hidrocarburos.			Propiedades del yacimiento.					
	Gravedad API.	Viscosidad (cP)	Composición.	Saturación de aceite (%PV).	Formación.	Espesor neto.	Permeabilidad media (mD).	Profundidad (ft).	Temperatura (°F).
Inyección de nitrógeno y gas.	35-48	0.2-0.4	Alto contenido de C1 a C7	40-75	Arenisca o carbonato.	Delgado.		>5000	
CO ₂ .	22-35	1.5-10	Alto contenido de C3-C12	20-55	Arenisca o carbonato.	Ancho.		>2500	
Gases inmiscibles.	<12	<500		35-70				>1800	
Polímeros e inyección alcalina.	20-35	13-35	Ligera e intermedia.	35-53	Arenisca.		10-450	3250-9000	80-200
Polímeros.	>15	10-150		50-80	Arenisca.		10-800	<9000	140-200
Combustión In-situ.	10-15.0	1200-5000	Algunos componentes asfálticos	50-72	Arena de alta porosidad.	>10	>50	3500-11500	100-135
Vapor	8-13.5	4700-200000		40-55	Arena de alta porosidad.	>20	200-2450	1500-4500	

Tabla. 2.1 Criterios para la selección de un proceso de recuperación mejorada (Modificado de Taber J.J y Martin F.D, 1997)

Una forma conveniente de agrupar a los diferentes métodos de recuperación, es delimitar los rangos de gravedad API en el que operan de manera óptima, como se muestra a continuación.

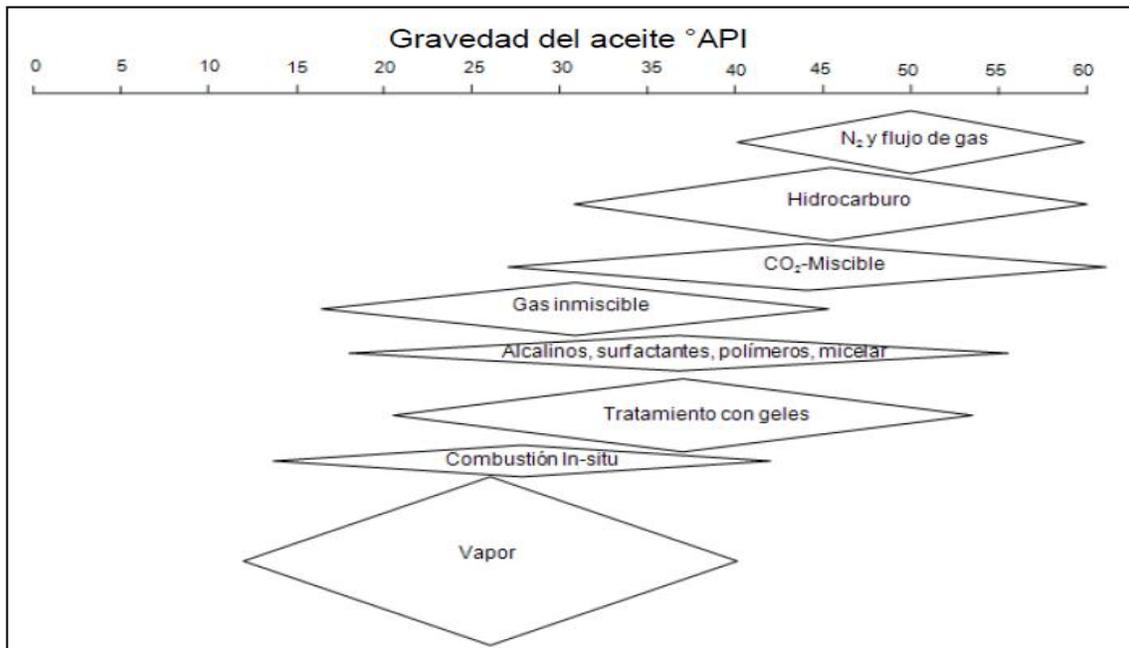


Fig. 2.2 Rangos de gravedad API de operación óptima para Métodos de Recuperación Mejorada (Modificado de Taber J.J y Martin F.D, 1997)

Los métodos térmicos se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados, mientras que los procesos de desplazamiento con productos químicos y gases miscibles son usados en aceites que van de intermedios a ligeros.

A continuación se hace una breve descripción de los métodos térmicos utilizados para la recuperación de aceites pesados, en donde el mecanismo de producción consiste principalmente en la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento. La temperatura del aceite se eleva drásticamente por lo que se expanden los fluidos; se evapora algo de líquidos y se reducen las viscosidades aumentando su movilidad.

2.2 INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

En este proceso, el aceite es desplazado inmisciblemente por zonas de agua caliente y zonas de agua que se encuentran a temperatura del yacimiento. El agua es filtrada, tratando de controlar la corrosión, el calor, y si es necesario, tratar de

minimizar el hinchamiento de las arcillas en el yacimiento¹⁸.

Si consideramos un yacimiento homogéneo con desplazamiento unidimensional de tipo pistón, es decir, que existe una cantidad considerable de petróleo que queda detrás del frente de invasión debido a la superficie irregular que presenta el medio poroso, en el cual las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes son despreciables. El agua caliente inyectada se enfría con el contacto de la roca y de los fluidos del yacimiento y, bajo condiciones de flujo estable, dos principales zonas pueden distinguirse en los perfiles de temperatura y saturación.

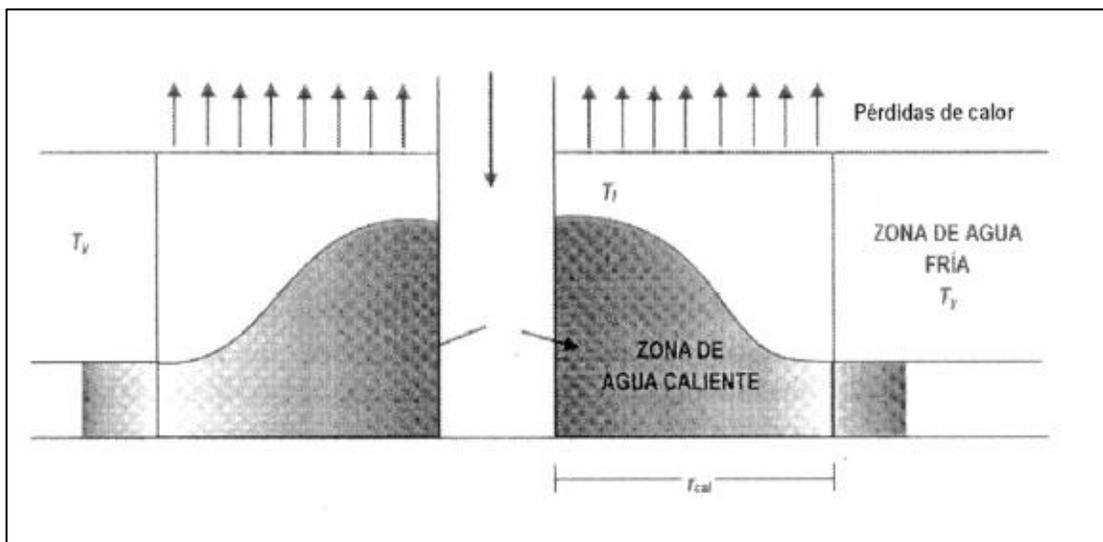


Figura 2.3 Diagrama de inyección de agua caliente

Zona 1. En la zona más cercana al pozo inyector la temperatura aumenta mientras la saturación residual del aceite disminuye, además, la expansión de los fluidos y de la roca significa que, para una saturación dada la masa de aceite atrapada es reducida por el incremento de temperatura. Si el aceite contiene algún hidrocarburo altamente volátil, ciertas fracciones pueden ser desplazadas por vaporización-condensación.

Zona 2. El aceite es desplazado por el agua a la misma temperatura del yacimiento. Consecuentemente, el desplazamiento por agua caliente sufre las mismas inestabilidades que el desplazamiento por agua fría, la saturación residual en esta zona es la misma que se obtendría con un proceso de inyección de agua fría.

En la práctica, las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes resultan en una gran pérdida de energía en la dirección del flujo pero no afectan el avance de la temperatura en esta zona.

El mayor problema en la inyección de agua caliente es la gran movilidad del agua caliente y la baja movilidad del aceite. Esto causa un barrido muy deficiente resultando una alta recuperación de agua y una pobre recuperación de aceite.

Los beneficios de la inyección de agua caliente ocurren mucho tiempo después de que el agua fría es producida por el pozo productor y la recuperación de aceite tiene necesariamente altos gastos de agua - aceite.

Se piensa que el vapor es mucho más efectivo que el agua caliente para desplazar aceite debido a las siguientes causas¹⁹:

1. La presión diferencial extra resultado de la alta viscosidad cinemática del vapor. Un flujo másico de vapor resulta en una velocidad de flujo mucho más alta y presión diferencial.
2. Una relativamente baja tendencia para la canalización de vapor comparada con el agua.
3. Los efectos de la destilación, lo cual permite que se evaporen las fracciones volátiles del aceite en el vapor y puedan ser arrastradas por este. Existe, entonces, algunas de las características de un desplazamiento miscible en la inyección de vapor.

Existen algunas aplicaciones de la inyección de agua caliente como un tratamiento seguido a la inyección de vapor; esto es practicado en diversas áreas.

2.3 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

En este proceso se elige un patrón de inyección adecuado y el vapor es inyectado a un número determinado de pozos mientras el aceite es producido por pozos adyacentes. Idealmente el vapor forma una zona saturada de vapor alrededor del pozo inyector. La temperatura en esta zona es casi igual a la del vapor inyectado. Sin embargo a medida de que el vapor se aleja del pozo, su temperatura disminuye

y éste continúa su expansión como respuesta a la caída de presión. A cierta distancia del pozo, el vapor se condensa formando un banco de agua caliente. Se pueden identificar tres zonas de acuerdo a los perfiles de temperatura²⁰.

Zona 1. La zona cercana al pozo de inyección, en esta zona la temperatura es alta y disminuye solo ligeramente de acuerdo a la temperatura de saturación del vapor a la presión correspondiente, la cual disminuye en dirección del flujo. La saturación permanece aproximadamente constante, además la saturación de aceite es baja debido a la vaporización de sus componentes más volátiles. La temperatura de la matriz es prácticamente igual a la del vapor. En esta zona existen tres fases, de las cuales sólo dos, el agua y los gases, con móviles.

Zona 2. El vapor está en contacto con la matriz fría y se condensa, así que la temperatura es un promedio entre la temperatura del vapor y la del medio poroso. Durante la condensación, el promedio de temperatura disminuye y los hidrocarburos previamente destilados se condensan de la misma manera que el vapor.

Zona 3. En esta zona el desplazamiento es por agua caliente. Sin embargo, como el volumen específico del vapor es muy distinto al del agua, la velocidad del agua es mayor que la del agua líquida si hubiera sido inyectada al mismo gasto másico.

En la figura 2.4 se ilustra un diagrama de un sistema de inyección de vapor, donde se puede observar la distribución de los fluidos. Debido a la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento, el vapor inyectado tiende a segregarse hacia la cima de la formación, proporcionando una temprana irrupción de vapor en los pozos productores. Para reducir este fenómeno, los intervalos disparados del pozo inyector se deben ubicar cerca de la base de la formación productora.

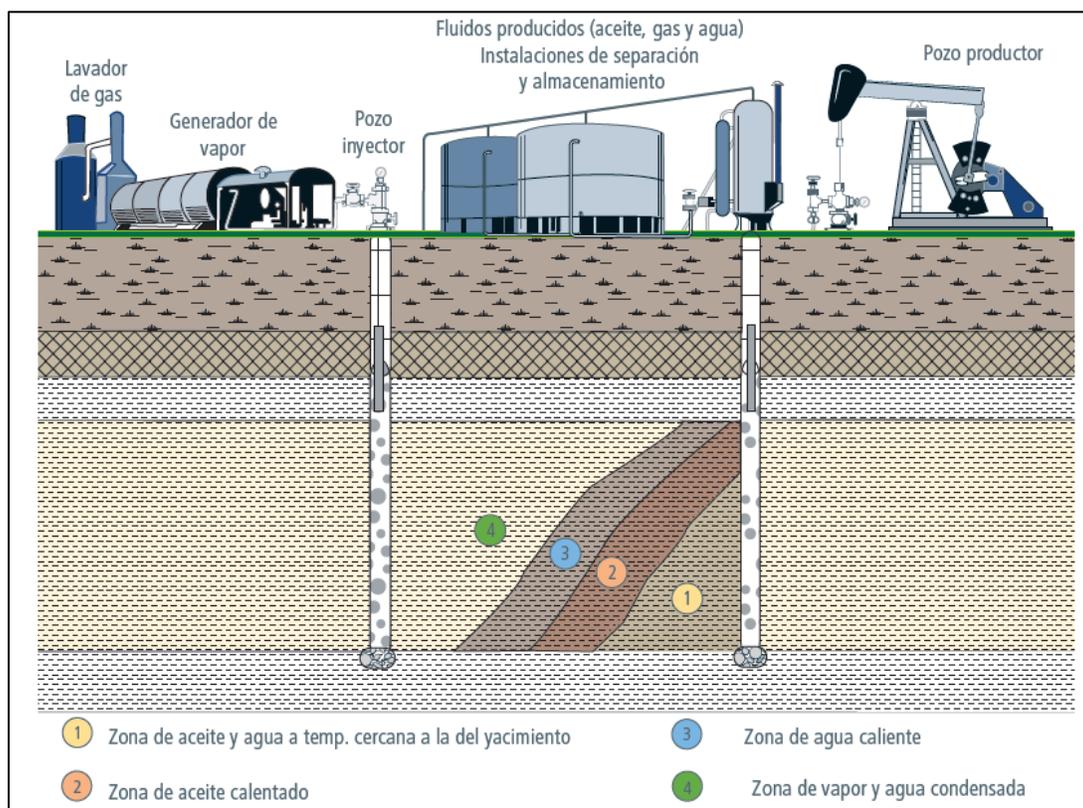


Figura 2.4. Diagrama de inyección de vapor (Adaptado de Bailey, R.E. y Curtis, L.B.; Enhanced Oil Recovery; National Petroleum Council; Washington, D.C., Estados Unidos, 1984)

Una ventaja de la inyección de vapor sobre otros métodos de recuperación mejorada es que puede aplicarse a una gran variedad de yacimientos. Sin embargo dos factores limitan su aplicación: la profundidad (menor a 5000 pies) y el espesor del yacimiento (mayor a 10 pies). El limitante de profundidad es debido a la presión crítica del vapor (3202 psia) mientras que el limitante del espesor es por las pérdidas de calor en los estratos inferior y superior.

2.4 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Es un método de recuperación que se realiza en un pozo que opera alternadamente como inyector y productor. Este proceso considera ciclos de tres etapas²² (Figura 2.5).

Fase de inyección. En esta etapa se inyecta vapor al yacimiento a altos gastos para disminuir las pérdidas de calor, durante un periodo de dos a seis semanas.

Fase de remojo. Esta etapa dura de tres a 14 días, en este periodo el pozo permanece cerrado con el propósito de maximizar la transferencia de calor al yacimiento y al mismo tiempo minimizar las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes. Esta etapa es la más compleja pues no se sabe a ciencia cierta cuanto tiempo es necesario para transferir suficiente calor al yacimiento y producir de manera óptima, sin embargo existen algunos modelos matemáticos para hacer una estimación del tiempo óptimo de cierre. Si se inicia la producción demasiado rápido, es posible que el vapor se regrese al pozo, lo cual ocasionaría un proceso ineficiente. Por otro lado, de ser muy prolongado el este periodo, el aceite podría enfriarse nuevamente y se desperdiciaría la energía calorífica.

Fase de Producción. Una vez que el calor es transferido al yacimiento, se produce el aceite que fue calentado en las etapas anteriores, la etapa de producción es la más prolongada de las tres, pues puede variar de unos cuantos meses hasta un poco más de un año.

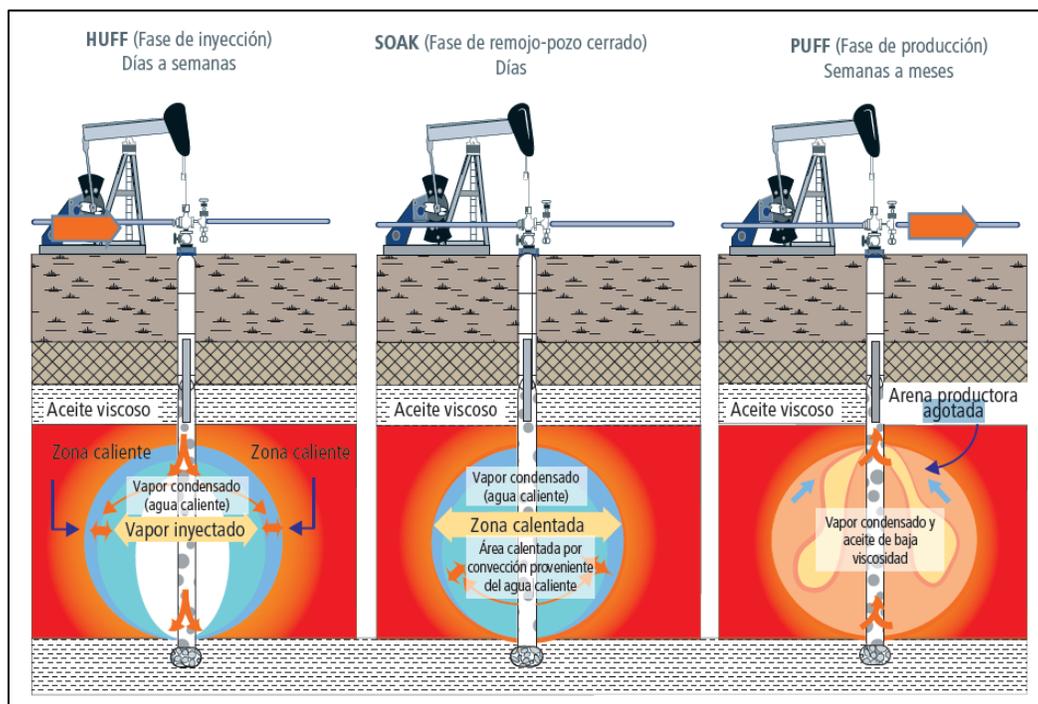


Figura 2.5. Diagrama de inyección cíclica de vapor (Adaptado de National Energy Technology Laboratory. Exploration & Production Technologies - EOR Process Drawings)

Este ciclo de tres etapas es repetido hasta que los ritmos de producción alcancen un límite económico.

Debido a que este método se aplica generalmente a yacimientos que se han sometido a un proceso de recuperación primaria, el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para elevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie, por lo que es común instalar algún sistema artificial de producción como el bombeo mecánico.

La Figura 2.6. presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

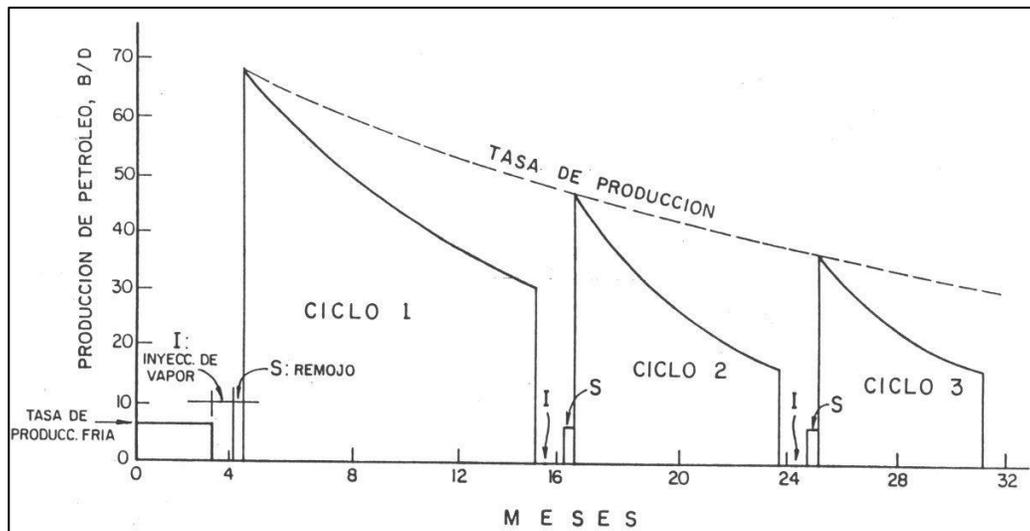


Figura 2.6 Repuestas típicas de producción en un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor (Butler, 1991)

Los mecanismos principales que actúan en este proceso son: reducción de la viscosidad del aceite por incremento de temperatura, vaporización instantánea del agua, generación de gases no condensables, imbibición de agua caliente en zonas de baja permeabilidad, flujo de crudo caliente por gravedad, empuje de crudo por expansión de fluidos y compactación de la formación.

Otro factor importante es la expansión térmica de los fluidos, y por consecuencia la disminución de la densidad del aceite. Además, de que al inyectar fluidos calientes se presenta la limpieza del pozo de posibles acumulaciones de parafinas y/o asfáltenos.

En el caso de los aceites pesados, se puede fracturar la formación con el mismo vapor, si la presión del vapor es suficientemente alta, entonces las fracturas permiten la inyección, y la producción de aceite muy viscoso¹⁹.

2.5 INYECCIÓN DE VAPOR ASISTIDA POR DRENE GRAVITACIONAL

Este método, SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage), fue desarrollada por Roger Butler y sus colaboradores en la década de los 70's, esta técnica consiste en aprovechar el drene gravitacional del aceite sobre el vapor para producir. Está enfocada a la recuperación de aceite extra pesado y bitumen que en condiciones normales no es fluyente debido a su alta viscosidad (en ocasiones mayores a 10'000 cp)²¹.

Para este proceso se utilizan dos pozos generalmente horizontales (aunque pueden ser verticales), uno sobre otro. En el pozo superior se inyecta vapor y en el inferior se produce el aceite que se segrega por gravedad, el aceite es extraído a la superficie por bombeo mecánico.

Al inicio del proyecto se inyecta vapor en ambos pozos con la finalidad de crear una cámara de vapor, en la cual se calientan los fluidos del yacimiento y el aceite disminuye su viscosidad logrando así fluir hacia el pozo productor por segregación gravitacional, Figura 2.7. Posteriormente sólo se inyecta vapor por el pozo superior y se produce por el pozo inferior.

En la Figura 2.8, El pozo de arriba se emplea para inyectar vapor, mientras que en el de abajo se produce el aceite. Se forma una cámara de vapor hacia la cima por segregación gravitacional, lo que proporciona excelentes ritmos de producción. La alta reducción de la viscosidad moviliza el aceite, el cual drene por gravedad hacia abajo al pozo productor colocado en la base del yacimiento. La permeabilidad vertical es un factor importante para esta técnica. Los factores de recuperación con éste método pueden llegar a ser del orden de 60 por ciento. La lentitud intrínseca de los procesos de drene gravitacional propicia bajos ritmos de producción pero, al perforar pozos horizontales muy largos, con un par de pozos se puede tener el potencial de drenar volúmenes significativos de aceite. Generalmente, estos pozos son someros.

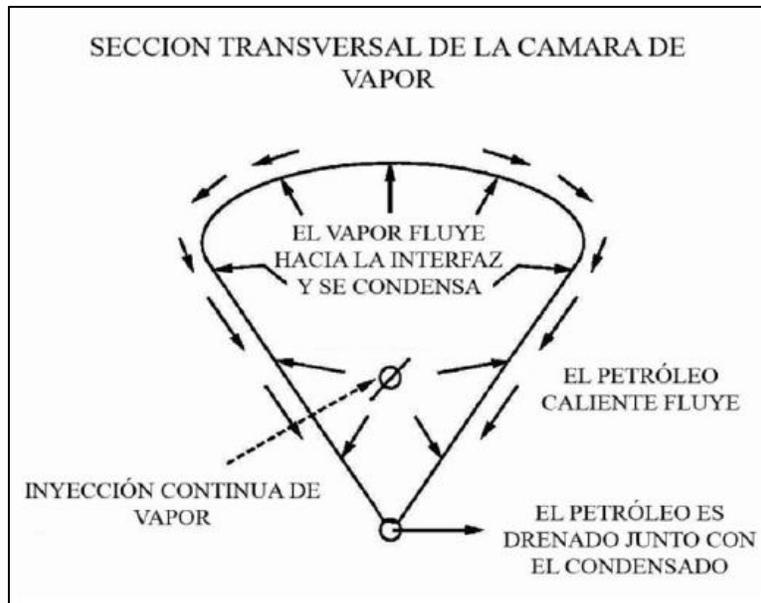


Figura 2.7 Diagrama de la sección transversal de los pozos (Butler R.M., 1998)

Debido a que el proceso es adecuado para yacimientos poco consolidados y que tengan buena permeabilidad vertical, la técnica SAGD ha sido muy común en países como Venezuela y Canadá los cuales tiene grandes reservas de aceite extra pesado en yacimientos someros de arenas poco consolidadas.

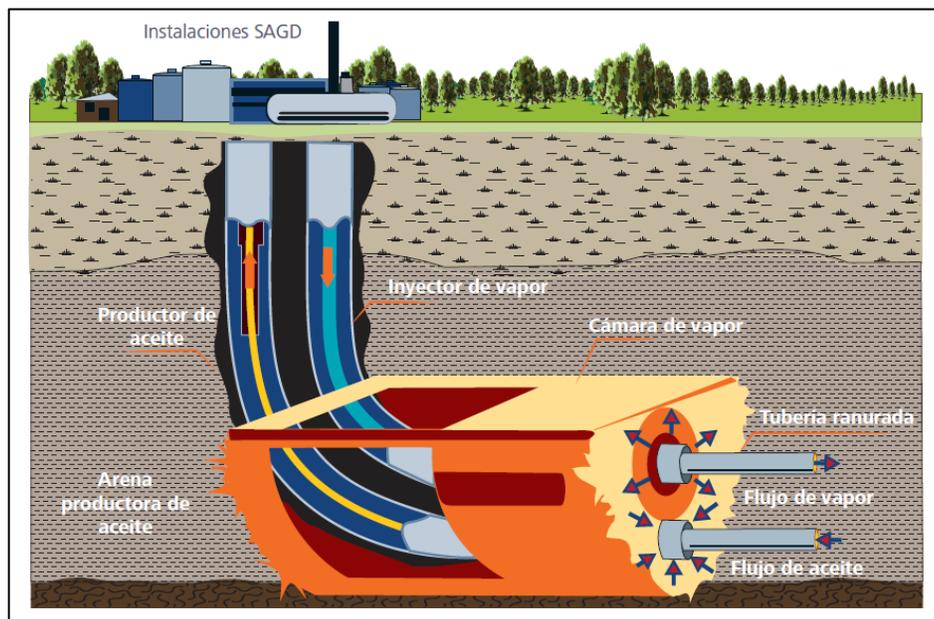


Figura 2.8. Inyección de vapor asistida por drenaje gravitacional (Adaptada de National Energy Technology Laboratory. Exploration & Production Technologies)

2.6 VARIACIONES DEL SAGD

Después de la aparición del método SAGD, se han experimentado maneras para reducir los costos operacionales, ya sea disminuyendo tanto el número de pozos horizontales como la cantidad de vapor inyectado, o mejorando la eficiencia térmica del yacimiento. Algunas de estas variaciones son:

SAGD con un solo pozo (Single well SAGD)

Este método utiliza un solo pozo horizontal en lugar de dos. El vapor es inyectado en la tubería de producción, la cual se encuentra aislada térmicamente, y se produce por el espacio anular. Este método de recuperación es efectivo siempre que los gastos de producción primaria del yacimiento sean altos²².

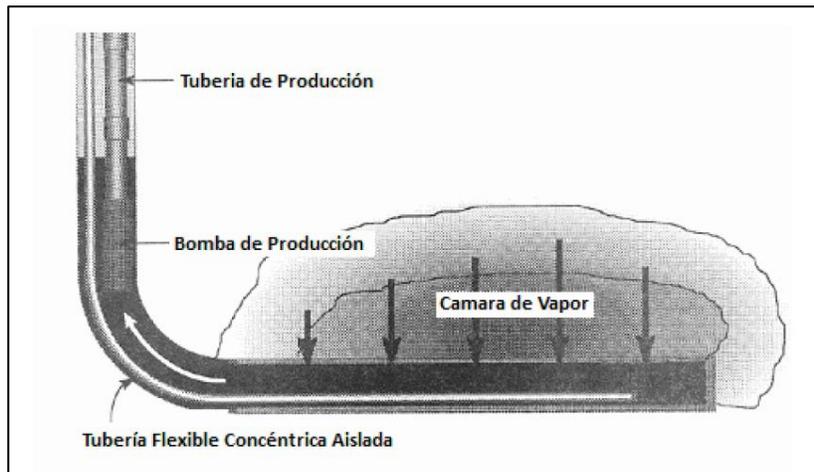


Figura 2.9. SAGD con un solo pozo (CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, 2004)

VAPOR Y EMPUJE DE GAS (*Steam and gas push SAGP*)

Este proceso consiste en añadir una pequeña cantidad de gases no condensables (como el gas natural o el nitrógeno). Esto estimó un considerable ahorro de vapor cuando se utiliza en aceites con altas viscosidades.

SAGD viento abajo (*SAGD wind-down*)

En un cierto punto durante un proceso SAGD, el proceso no es lo suficientemente

rentable debido a las altas relaciones vapor-aceite, sin embargo el yacimiento sigue caliente y la energía contenida en el mismo se puede utilizar. La inyección de gases no condensables junto con el vapor a gastos bajos se propone como una alternativa a estos casos.

Solvente en expansión SAGD (Expanding solvent – SAGD)

Esta modificación del proceso SAGD combina los beneficios del vapor y los solventes en la recuperación de aceite pesado y bitumen. En este proceso los solventes son inyectados alrededor de la interface de la cámara de vapor ayudando a diluir el aceite y así reducir la viscosidad del aceite. Este método ha sido probado y mejorado resultados en cuanto a producción, así como bajo consumo de energía y agua en comparación con un proceso convencional SAGD²².

SAGD rápido

Este proceso combina un proceso SAGD y una inyección cíclica de vapor ayudando a que la cámara de vapor se distribuya lateralmente. Después de colocar el primer par de pozos horizontales para empezar el proceso de SAGD tradicional, se coloca a una distancia equidistante pozos horizontales que son usados para propagar el proceso de calentamiento por medio del vapor alrededor del yacimiento. Estos pozos horizontales simples, llamados pozos de desplazamiento, son colocados de forma paralela, a cierta distancia del par de pozos del SAGD y alejados unos de otros, tienen la misma longitud con los pozos productores del SAGD y situados en la base de la zona productora, igual que los del SAGD. Los pozos de desplazamiento operan como inyector y productores.

Este proceso sólo se ha probado a nivel de laboratorio y se ha ido perfeccionando a través de la simulación. Teniendo en cuenta sus resultados positivos, una prueba piloto está pronto a ser iniciado en Cold Lake, Canadá²³.

X-SAGD

Cross-SAGD o SAGD cruzado, es una modificación geométrica al proceso SAGD convencional, en el cual el pozo inyector se encuentra perpendicular al pozo productor, con lo que se logra una comunicación temprana entre los pozos.

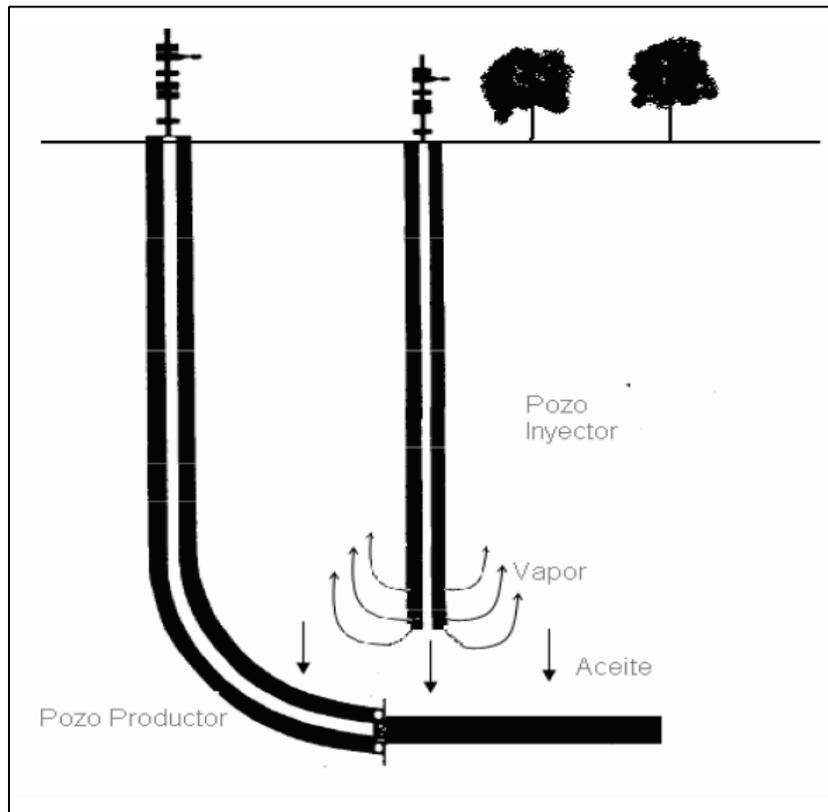


Figura 2.10 SAGD cruzado

Multi-Drene SAGD (Multi-Drain SAGD)

Nombrado debido al número de pozos involucrados (de 3 a 9). De las configuraciones antes mencionadas, esta es la más reciente y ahora se está aplicando con éxito en Joslyn Creek (Canadá).

En virtud de esta técnica, varios pozos horizontales se utilizan para inyectar vapor, y la producción se recolecta por el pozo vertical, Figura 2.11. Se recomienda para formaciones delgadas con una buena continuidad areal. Esta técnica tiene el potencial de reducir significativamente los costos, ya que menos pozos horizontales deben de ser perforados para drenar completamente el petróleo del campo.

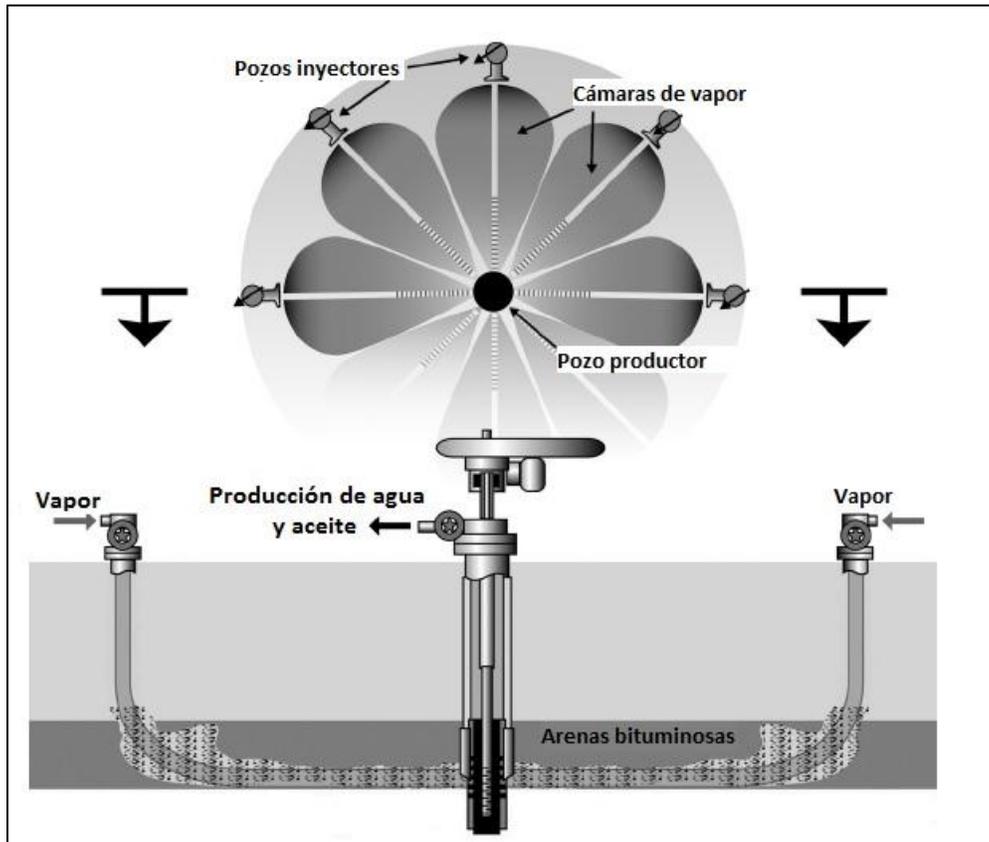


Figura 2.11. Multi-Drene SAGD (CT&F, 2004)

HASD (Horizontal Alternating Steam Drive) o inyección de vapor alterna en pozos horizontales.

Este sistema consiste en la combinación de tecnología de pozos horizontales (paralelos al buzamiento de los estratos) que se encuentran en el mismo plano horizontal, junto con mecanismos de desplazamientos que incluyen la disminución de la viscosidad con la temperatura (calentamiento de la formación). Lo que se intenta es generar una cámara de vapor a partir de un pozo inyector correspondiente y que este calor sea transferido a los fluidos que se encuentran en el yacimiento, con la finalidad disminuir la viscosidad del petróleo, generando así un frente de barrido hacia el pozo productor gracias al gradiente de presión.

Con dos pozos horizontales se puede intercambiar en repetidas ocasiones el pozo inyector por el productor y viceversa, creando así una mayor cámara de vapor afectando a su vez una mayor área del yacimiento²⁴.

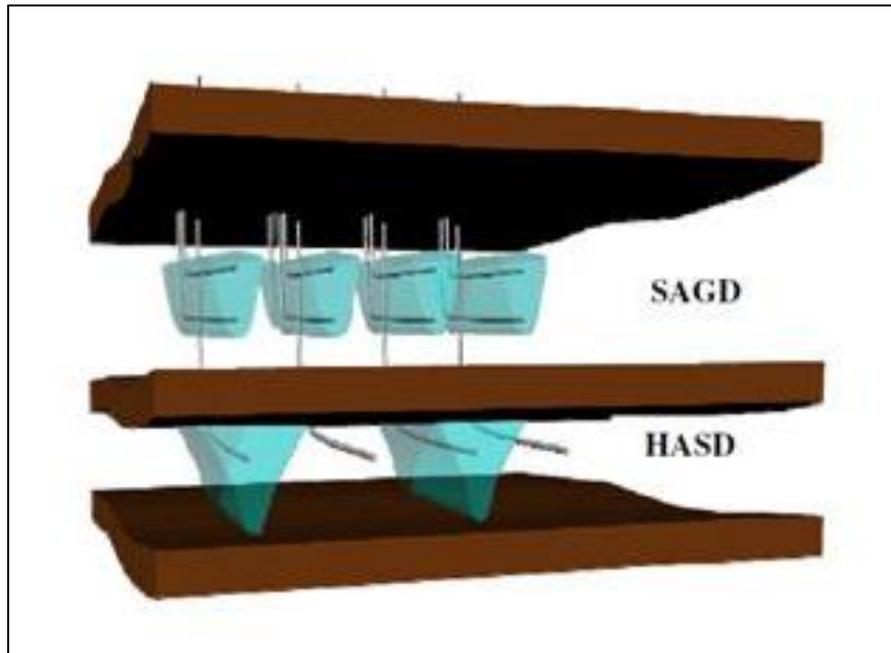


Figura 2.12. Diagrama de Inyección de Vapor Alterna en Pozos Horizontales

2.7 COMBUSTIÓN IN-SITU

El objetivo de la combustión In-Situ es crear combustión en los poros del yacimiento, quemando parte del aceite en orden de mejorar el flujo en el yacimiento. La combustión es ayudada por la inyección de aire en el yacimiento en uno o más pozos. El calor generado durante la combustión es suficiente para elevar la temperatura de la roca lo necesario para hacer posible que el frente de combustión se propague después de la ignición inicial.

Si consideramos el simple caso de un pozo de inyección de aire y un pozo de producción, es fácil apreciar que la dirección de la propagación del frente de combustión depende de donde tome lugar la ignición, entonces tenemos dos tipos de combustión:

Si la zona alrededor del pozo de inyección es elevada a una temperatura suficientemente alta, la ignición toma lugar en la vecindad y el frente de combustión viaja en la dirección del pozo productor, en la dirección del flujo de fluidos. Esto es conocido como combustión directa.

Por otro lado, si la zona alrededor del pozo de producción es calentada, la ignición comienza cerca de este pozo y el frente de combustión viaja hacia el pozo inyector, en dirección contraria al flujo. Esto es conocido como combustión inversa.

2.7.1 COMBUSTIÓN DIRECTA (SECA).

En este proceso, el frente de combustión actúa como un pistón el cual empuja delante de él las fracciones ligeras de la zona quemada. Las fracciones pesadas son quemadas con el oxígeno para mantener la combustión. En condiciones de flujo estacionario, el yacimiento puede ser dividido en cuatro zonas, las cuales se muestran en la figura 2.13:

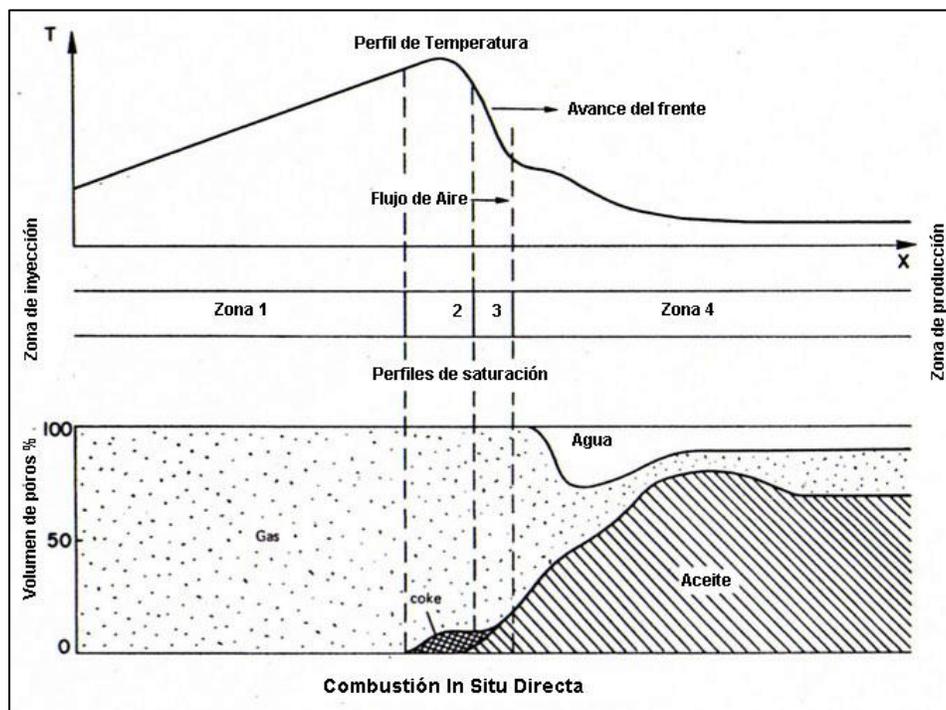


Figura 2.13 Perfil de temperaturas, combustión in situ directa (M. Latil 1980)

Zona 1. La combustión ya se ha iniciado y la formación en esta zona está completamente limpia. El aire inyectado es calentado por la matriz y la parte de energía de combustión es recuperada por esta forma; la temperatura disminuye hacia el pozo productor.

Zona 2. En esta zona el oxígeno es consumido por reacciones de combustión envolviendo los hidrocarburos y mientras el coque permanece en la superficie de la roca. La temperatura alcanzada depende esencialmente en la naturaleza de los sólidos, líquidos y gases presentes por unidad de volumen de la formación.

Zona 3. La zona de formación de coque. Las fracciones pesadas del aceite que no han sido desplazadas ni vaporizadas bajo pirólisis (degradación térmica de una sustancia en ausencia de oxígeno). Estas reacciones de craqueo deben ocurrir en presencia de oxígeno, si éste último no ha sido completamente consumido en la zona de combustión.

Zona 4. Donde la temperatura ha caído suficientemente, no existen cambios químicos significantes. Esta zona es barrida por los gases de combustión y por los fluidos desplazados, y el siguiente fenómeno toma lugar:

En la región cercana al frente de combustión, se presenta una sucesiva vaporización y condensación de las fracciones ligeras del aceite y del agua de la formación, así como la condensación del agua del frente de combustión.

En la región donde la temperatura es más baja que la temperatura de condensación del agua, existe una zona con una saturación de agua más alta que la saturación inicial (banco de agua) la cual empuja a una zona con una saturación de aceite más alta que la saturación inicial de aceite (banco de aceite). Si el aceite es altamente viscoso, esto puede resultar en la formación de canalizaciones. En cada caso, estos dos bancos son una zona de altas pérdidas de presión. Más allá del banco de aceite la formación progresivamente se aproxima a sus condiciones originales²².

2.7.2 COMBUSTIÓN DIRECTA COMBINADA CON INYECCIÓN DE AGUA. (“COMBUSTIÓN HÚMEDA”).

Durante la combustión directa, la entalpía almacenada en la matriz es sólo usada para precalentar el aire inyectado, el resto de la energía se pierde las formaciones adyacentes.

Así surgió la idea de combinar la inyección de agua y aire después de iniciar el proceso de combustión. De esta forma la alta capacidad térmica del agua es usada para recuperar la energía remanente detrás del frente y transportarla a través del yacimiento.

El proceso puede ser dividido en cinco zonas como se muestran en la figura 2.14.

Zona 1. Esta zona ya ha sido barrida por el frente de combustión y contiene pocos hidrocarburos. Sin embargo, como la temperatura es más baja que el punto de burbuja del agua, los poros contienen agua líquida, el espacio restante es ocupado por el aire inyectado.

Zona 2. El agua está en la fase de vapor en esta zona, y los poros están saturados con una mezcla del aire inyectado y el vapor. El frente de agua de inyección es la frontera entre la zona 1 y la zona 2.

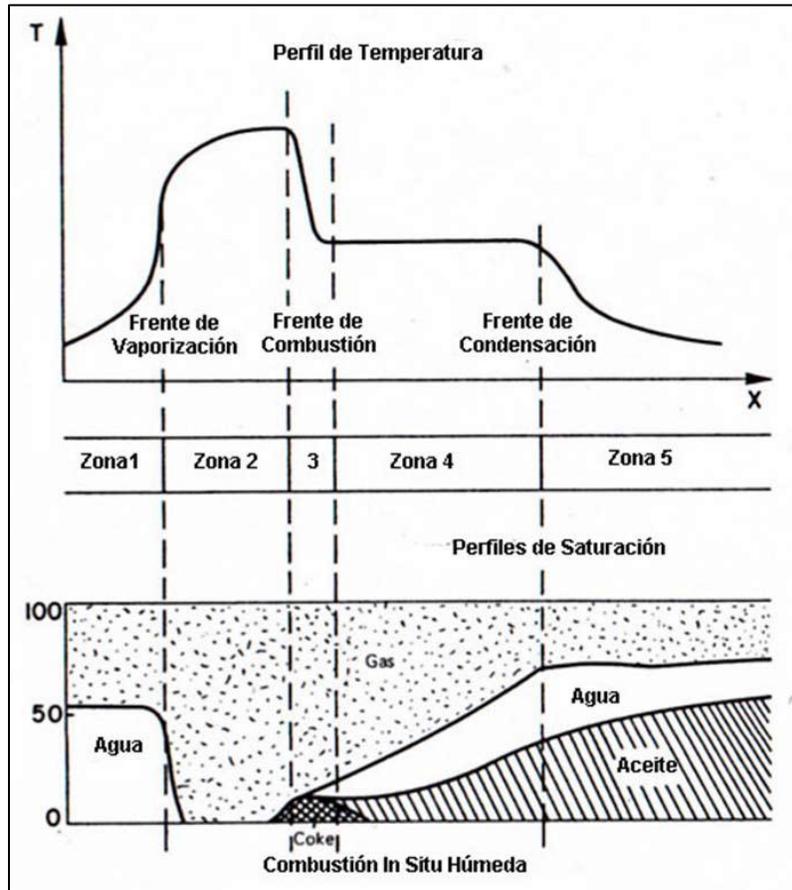


Figura 2.14 Perfil de temperaturas, combustión in-situ húmeda (M. Latil 1980).

Zona 3. La zona de combustión. El oxígeno es consumido en la combustión de los hidrocarburos y se deposita el coque detrás del frente de combustión.

Zona 4. La zona de vaporización condensación. La temperatura en esta zona está cercana a la temperatura de vaporización del agua. La condensación progresiva del vapor y la evaporación del agua toma lugar en esta zona. Además, muchas fracciones ligeras e intermedias del aceite son vaporizadas y llevadas hacia el pozo productor. Si la temperatura es lo suficientemente alta ciertas reacciones químicas pueden ocurrir en esta zona.

Zona 5. Justo delante de la zona de vaporización-condensación existe una zona de alta presión, debido al banco de agua de la formación precedente del banco de aceite. En la zona lejana al frente de combustión la formación gradualmente se aproxima a sus condiciones iniciales²⁰.

La Figura 2.15 muestra un esquema del proceso de combustión in-situ húmeda y de su equipo superficial.R

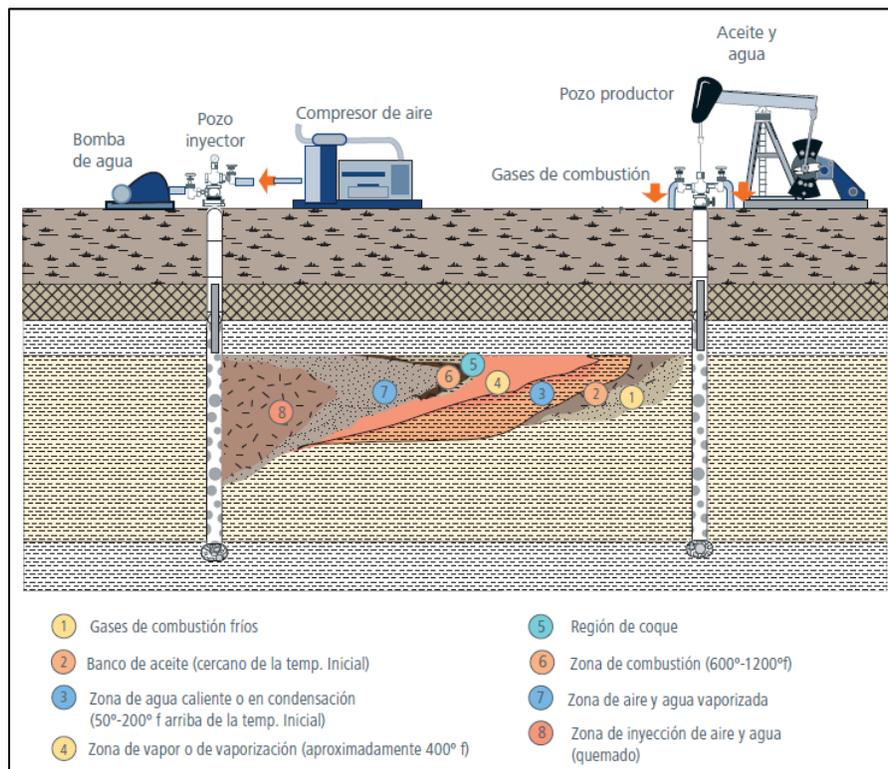


Figura 2.15. Combustión in-situ húmeda (Adaptada de Bailey, R.E. y Curtis, L.B; EO, 1984)

2.7.3 COMBUSTIÓN INVERSA

Después de la ignición, el frente de combustión se mueve del pozo productor hacia el pozo inyector. Cuatro zonas pueden definirse, en la figura 2.16 pueden observarse:

Zona 1. La formación en sus condiciones originales. Sin embargo, esta zona comienza a ser barrida por aire, y si la temperatura de la formación y la oxidación del aceite son altas ciertas reacciones de oxidaciones pueden ocurrir.

Zona 2. La temperatura incrementa por conducción desde la zona caliente. El comienzo de la oxidación también contribuye al incremento de temperatura. El siguiente fenómeno ocurre: vaporización del agua de formación, destilación de las fracciones ligeras del aceite y craqueo de ciertos hidrocarburos en presencia de oxígeno. Las fracciones de líquido y vapor son desplazadas hacia el pozo productor, mientras ciertos componentes forman depósitos de coque.

Zona 3. La zona de combustión. La temperatura alcanza su máximo valor. Las reacciones de oxidación y de combustión con la participación de la mayoría las moléculas reactivas de los hidrocarburos consumen todo el oxígeno no usado por las reacciones en la zona precedente.

Zona 4. El coque que no ha sido quemado permanece depositado en la matriz mientras las fases de líquido y vapor fluyen hacia el pozo productor. Si no existen pérdidas de calor, la temperatura del flujo permanecerá igual a la temperatura del frente de combustión. En realidad, la temperatura disminuye con la distancia desde el frente de combustión. Así la condensación de las fracciones destiladas del aceite ocurren, y posiblemente también el vapor.

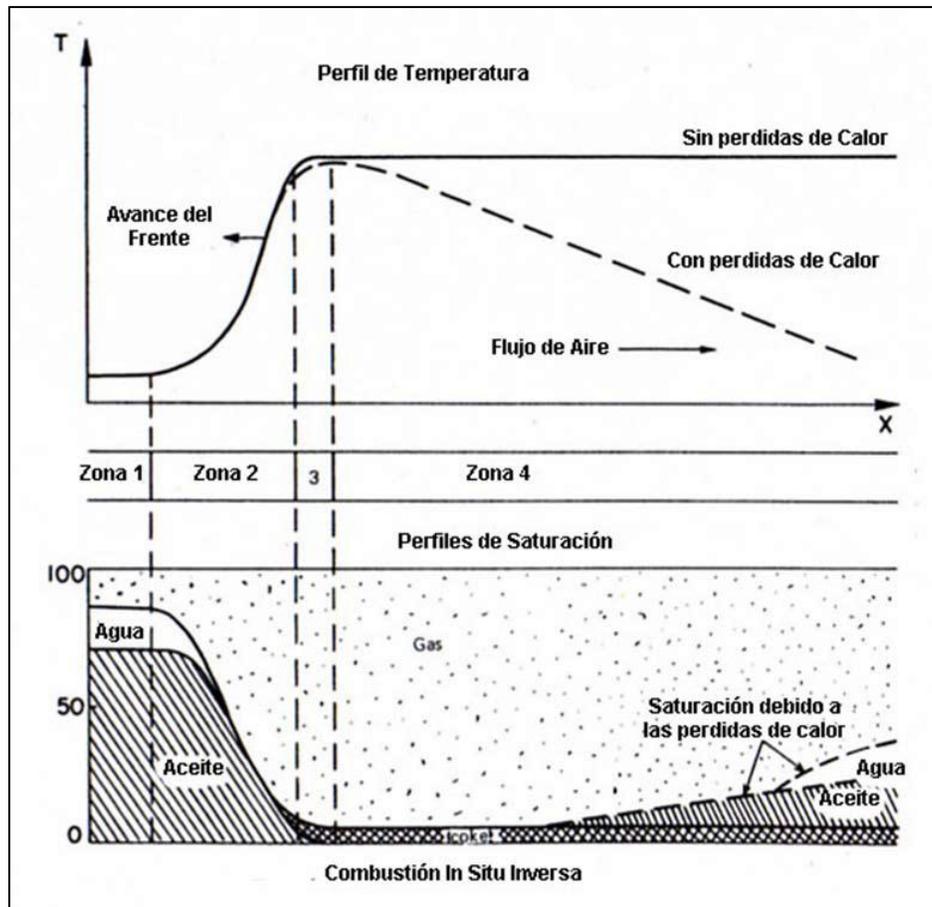


Figura 2.16 Perfil de temperaturas combustión in-situ inversa (Latil, 1980)

2.8 COMPARACION ENTRE DESPLAZAMIENTO POR AGUA FRIA, AGUA CALIENTE Y VAPOR

Como se ha visto anteriormente, para agua caliente e inyección de vapor, la recuperación al rompimiento para la inyección de agua caliente y de vapor siempre es mejor que la obtenida con inyección de agua. Además, en el caso de la inyección de vapor, el aceite es producido después del rompimiento, Figura 2.17.

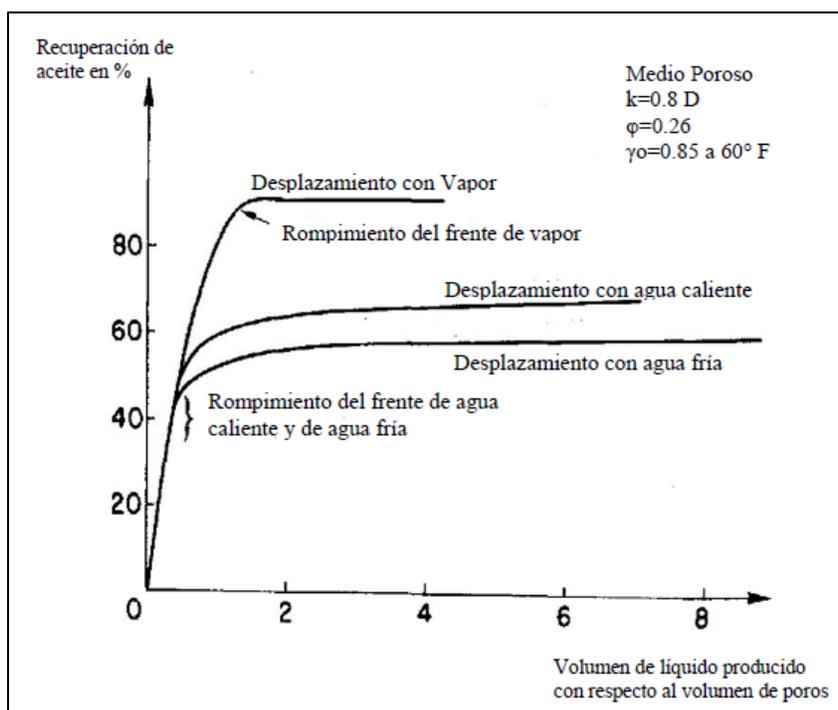


Figura 2.17 Comparación del desplazamiento con agua fría, agua caliente y vapor (Latil, 1980)

A pesar de su alto costo, el desplazamiento con vapor generalmente es más favorable que el desplazamiento por agua caliente debido a su mayor estabilidad, mayor eficiencia de arrido y la gran cantidad de energía térmica almacenada por unidad de masa del fluido inyectado.

Sin embargo, el agua podría convertirse competitiva en yacimientos que contienen hidrocarburos relativamente ligeros, de viscosidades del orden de unos pocos cientos de centipoise, además si el espaciamento entre pozos es largo o la presión es alta, entonces una dada cantidad del calor inyectado está en contacto con grandes superficies a bajas temperaturas.

Si el yacimiento ya ha estado bajo un proyecto de inyección de agua, la inyección de agua caliente podría ser más adecuada, ya que se requiere un gran volumen de vapor para calentar y desplazar la gran cantidad de agua presente en el yacimiento. Las pérdidas de calor son una parte muy importante en un proyecto de inyección de vapor, ya que una gran parte de la energía calorífica es utilizada para calentar la roca y sólo una pequeña parte se usa para calentar los fluidos de la formación. El problema es por lo tanto, obtener la mayor recuperación con el menor gasto de

energía térmica. Varios métodos han sido propuestos y ampliados con este objetivo.

- a) Inyección Cíclica de Vapor Seguida por inyección continua de vapor
- b) Inyección de un bache de vapor seguido por un bache de agua fría
- c) Inyección de Vapor Asistida por Drene Gravitacional.

2.9 INYECCIÓN DE AIRE DE PRINCIPIO A FIN (TOETO HEEL AIR INJECTION, THAI)

La “inyección de aire de principio a fin”, THAI, por sus siglas en inglés, fue desarrollado al tratar de estabilizar la gravedad del proceso de Combustión in.situ según estudios realizados en 1993 por Ostapovich y Pedbani.

Su objetivo principal es prevenir la segregación gravitacional de los líquidos inyectados y desplazados in-situ y generar un mejor frente de barrido para desplazar los fluidos del yacimiento. Es un proceso integrado por pozos horizontales y es operado por medio de desplazamientos a corta distancia.

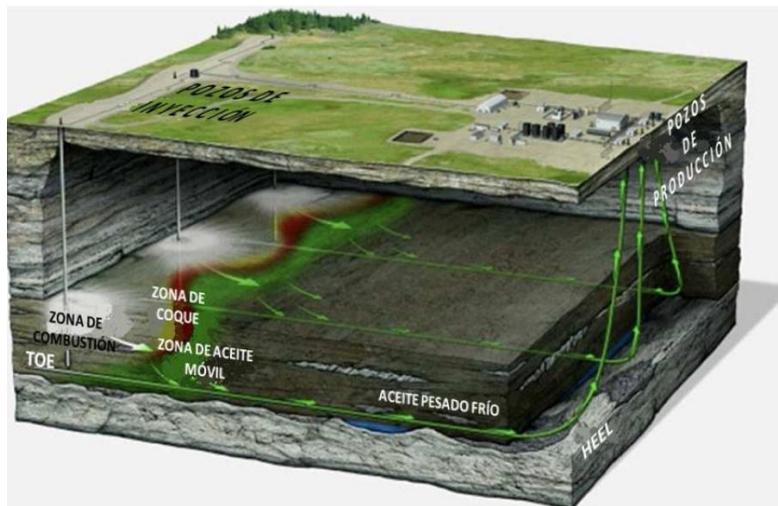
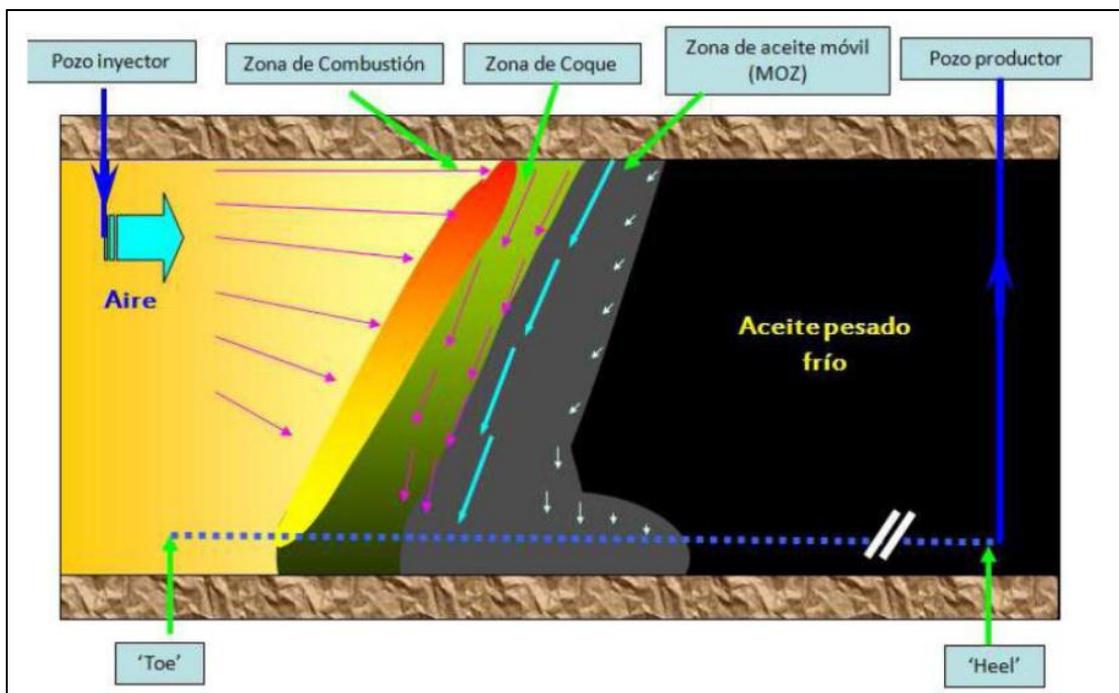


Figura 2.18 Esquema del proceso THAI, (petrobank.com, 2008)

El proceso consiste en las siguientes etapas:

- 1) Se inicia el fuego que alimenta la compresión de aire y se bombea hacia el fondo del pozo vertical de inyección en cuyo extremo se encuentra el “dedo” (toe) del pozo horizontal.
- 2) La cámara de combustión se expande a medida que se bombea aire, y esta provoca calor dentro del yacimiento.
- 3) El crudo, inicialmente frío es calentado debido al calor generado por la cámara de combustión. Esto provoca la disminución de la viscosidad del crudo, haciendo más fácil el flujo hacia el pozo horizontal de producción.
- 4)

En lugar de propagarse en cualquier dirección, el frente de combustión se mueve hacia el principio del pozo horizontal (heel), hacia sitios de menor presión.



Figur X. Aplicación del método THAI

En el THAI se conserva el efecto de mejora térmica. Esto se debe al comportamiento del flujo de fluidos el cual ocurre delante del frente de combustión a diferencia de la combustión in-situ convencional.

2.10 CAPRI

CAPRI (Controlled Atmospheric Pressure Resin Infusion) es THAI más un catalizador (similar a los que se usan en refinerías en todo el mundo) que se agrega al relleno de grava alrededor del pozo de producción; en otras palabras CAPRI (forma parte de los catalizadores heterogéneos o de contacto y realiza un proceso catalítico de hidrotratamiento) hace el trabajo de una refinería pero en el subsuelo. Ahora bien, combinando ambos sistemas lo que se quiere es iniciar fuego subterráneo y hacer fluir el petróleo pesado, a la vez que se mejoran las características del crudo, en términos de densidad, antes de llegar a superficie y eliminar los productos no deseados como azufre, asfaltenos y metales pesados.

En el proceso THAI - CAPRI la reacción creada por el frente de combustión provoca que los fluidos descendan al pozo productor (horizontal) y entren en contacto con el catalizador, el crudo caliente drena a través del catalizador hasta el pozo y es aquí donde ocurre la reacción química. El mejoramiento del aceite se produce al activarse la conversión catalítica, ya que el aceite movilizado pasa a través de la capa del catalizador.

Según Malcolm Greaves (2002), CAPRI es la versión catalítica del proceso THAI y emplea una película externa de catalizador en el pozo productor horizontal para mejorar la calidad de los hidrocarburos hasta en 8 [°API] o más. Al llevar esto a cabo, existiría un gran potencial para mejorar el crudos pesados de 8 – 10 [°API] hasta 24 – 26 [°API].

En la figura 2.20 se puede observar esquemáticamente el proceso CAPRI.

Las condiciones de reacción son creadas delante del frente de combustión, en la zona de aceite móvil, entonces los reactivos pasan por debajo para hacer contacto con el catalizador alrededor del pozo horizontal productor.

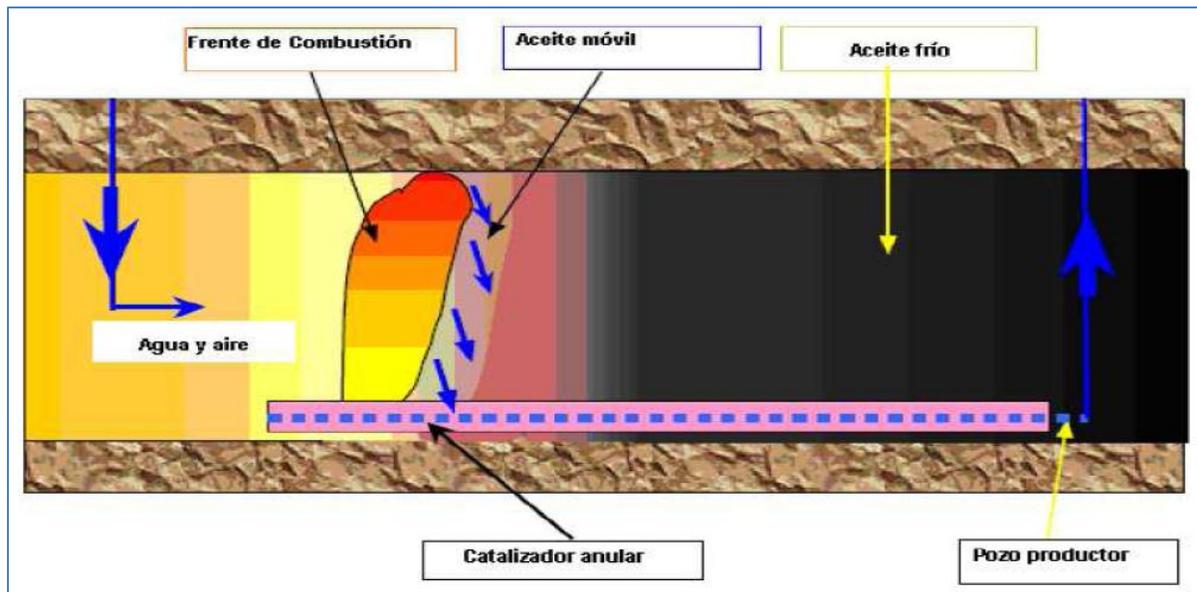


Figura 2.20 Esquema del proceso CAPRI, (Procesos de Recuperación Mejorada aplicados a crudos pesados, 2008)

Las temperaturas generadas por el frente de combustión son de alrededor de 400 a 600 [°C] o mayores y la presión es igual a la presión del yacimiento. Los reactivos comprenden agua (vapor), gases y aceite de combustión, incluyendo monóxido de carbono y una cantidad pequeña de oxígeno.

Se lleva a cabo un craqueo (es un proceso químico por el cual se quiebran moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples) extensivo delante del frente de combustión, proporcionando combustible para mantener las reacciones en frente de combustión, generando grandes cantidades de hidrocarburos ligeros. Con este procedimiento se espera en un solo proceso la producción de un 90 [%] de hidrocarburo y además propone el mejoramiento del mismo, es decir elevar la calidad API del crudo dentro del yacimiento.

En la práctica los métodos térmicos son muy eficientes, pero requieren fuertes investigaciones y procedimientos operacionales más cuidadosos que los métodos estándar de recuperación. Por esta razón, los métodos térmicos comúnmente tienen un área de aplicación bastante limitada. Sin embargo, si el precio del aceite incrementa estos métodos serán rentables para un gran número de campos en todo el mundo. Los métodos operacionales deben ser desarrollados en el futuro para mejorar la eficiencia de la recuperación térmica.

CAPÍTULO III

PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS

Los cálculos utilizados en los métodos de inyección de vapor y combustión in-situ requieren el conocimiento de ciertas propiedades de las rocas y los fluidos y su variación con la temperatura. Estas propiedades junto con las propiedades termodinámicas del vapor son importantes para la comprensión de la transferencia de calor y los procesos de flujo de fluidos que ocurren durante la inyección de vapor.

La información es usualmente obtenida experimentalmente, sin embargo las correlaciones empíricas son adecuadas al menos en las primeras evaluaciones. Vemos a continuación las propiedades térmicas más importantes y las correlaciones para determinarlas en algunos casos.

3.1 VISCOSIDAD DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

La viscosidad de los líquidos, en especial de los crudos, y su variación con la temperatura es de primordial importancia en los procesos de recuperación, dado que la viscosidad determina la movilidad. En operaciones de recuperación térmica existen tres métodos de uso común para correlacionar viscosidad y temperatura de petróleos crudos.

3.1.1 ECUACIÓN DE ANDRADE.

Basado en la linealidad observada entre viscosidad y el recíproco de la temperatura, Andrade propuso la siguiente ecuación:

$$\mu = Ae^{\left(\frac{B}{T}\right)} \quad (3.1)$$

O:

$$\ln\mu = \ln A + \frac{B}{T} \quad ; \quad T(^{\circ}R) = ^{\circ}F + 460 \quad (3.2)$$

Donde:

μ = Viscosidad en [cP].

T= Temperatura [K] o [°R].

A y B= Constantes.

Conociendo los valores de μ a dos temperaturas diferentes se pueden determinar las constantes A y B, las cuales serán sustituidas en la ecuación (3.1), lo cual da como resultado una ecuación de viscosidad en función de la temperatura, para el petróleo considerado. La ecuación obtenida permite estimar μ en función de T en el rango de temperaturas entre el punto normal de ebullición y el punto de congelamiento del petróleo²⁵.

3.1.2 GRÁFICO DE VISCOSIDAD ASTM.

La gráfica viscosidad vs temperatura puede realizarse en el gráfico ASTM D341-43. El mismo está basado en la ecuación de Walther²⁶ y los datos caen normalmente muy próximos a una línea recta. En el gráfico la viscosidad está dada en centistokes, sin embargo es más usada la unidad centipoises. La diferencia entre centistokes y centipoises puede ser ignorada cuando la densidad del petróleo es cercana 1.0, para el caso de elevadas temperaturas o de densidades del petróleo mayor a 1.0 no puede utilizarse esta aproximación.

3.1.3 GRÁFICA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO VS TEMPERATURA.

Este método permite obtener graficar la viscosidad de petróleo muerto vs la temperatura, además es más sencillo de usar que la gráfica ASTM. Pueden usarse temperaturas en °C o °F.

La escala ajusta para la mayoría de las viscosidades y temperaturas de petróleo pesado y extra-pesado, sometidos a procesos de recuperación térmica: y en este caso se tiene la ventaja de que la viscosidad está graficada en cP en lugar de cS.

El gráfico está basado en la ecuación de Walther²⁶.

$$\log \log(\mu_o + a) = b + c \log(T + 460) \quad (3.3)$$

Donde:

μ_o = Petróleo muerto a una temperatura dada [cP].

T = Temperatura [°F]

a, b, c = Constantes usadas para ajustar los datos disponibles.

La constante “a” alinea los datos a bajas viscosidades del petróleo (altas temperaturas), la constante “b” es una función de las propiedades del petróleo, tales como densidad del petróleo, y la constante “c” es la pendiente de la línea recta.

Las constantes fueron ajustadas para datos de más de 100 muestras de petróleo pesado de Canadá y California más una serie de otros datos presentados en noviembre de 1966 en la JPT.

Se recomienda usar el valor de 1.05 para la constante “a” cuando las unidades de la viscosidad son centipoises, y un valor de entre 0.6 a 0.8 cuando se emplean centistokes, 3.6 es un valor recomendado para la constante “c” en cualquier caso.

Una correlación general para obtener la viscosidad del petróleo muerto conociendo la temperatura y densidad del petróleo para petróleos pesados y extra-pesados se observa en la Figura 3.1

La grafica fue obtenida correlacionando datos a 100 [°F] pero hubo cierta dispersión, de modo que debe usarse con precaución. Puede ser útil para estimaciones aproximadas cuando se dispone densidad del petróleo pero no viscosidad del mismo.

Si se tiene viscosidad del petróleo a una sola temperatura, las líneas rectas pueden ser usadas para estimar valores a diferentes temperaturas.

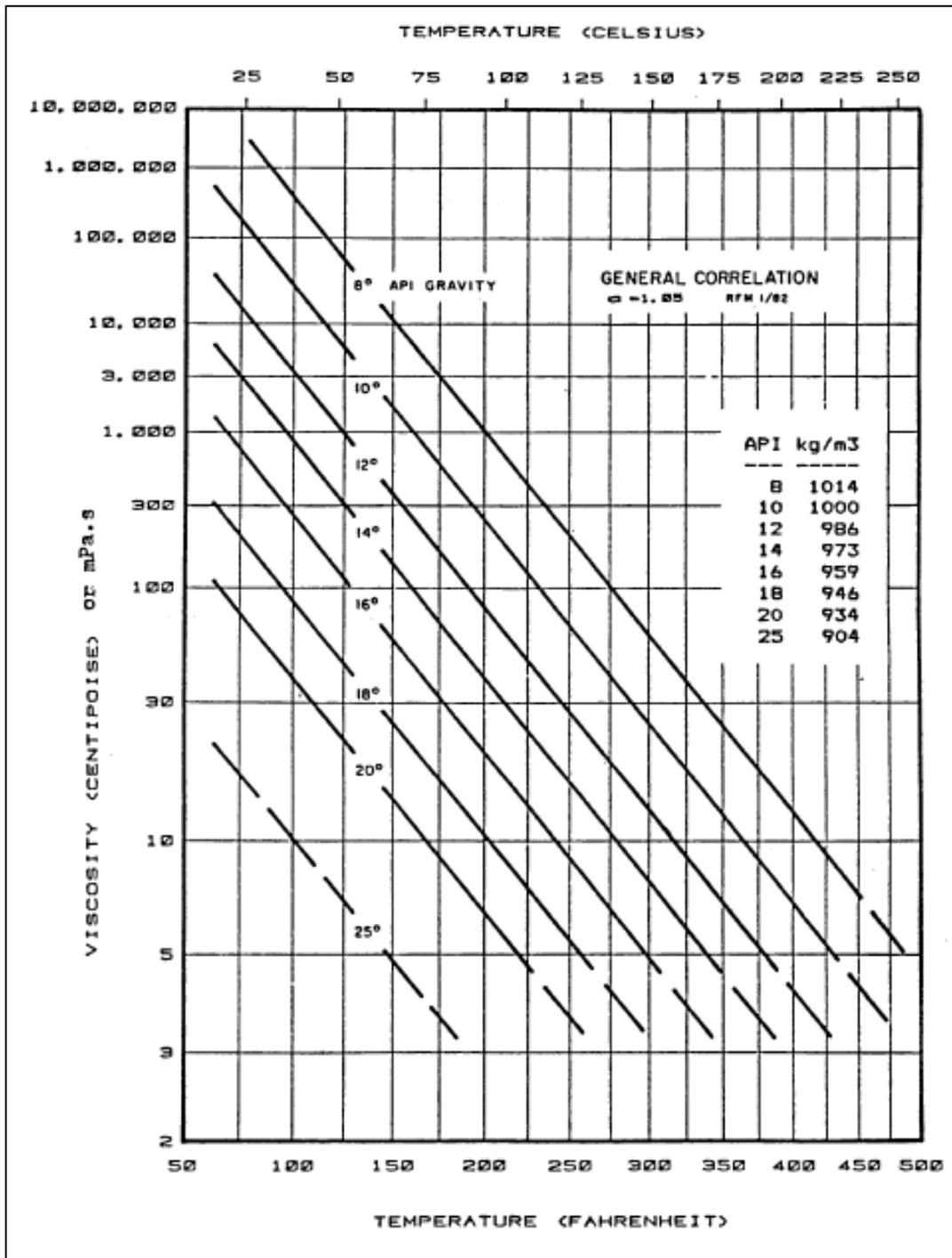


Figura 3.1 Correlación general para viscosidad de petróleo muerto con valores de su densidad y temperatura (D.A. Alvarado, 2002).

3.1.4 TÉCNICA DE UN SOLO PUNTO.

Frecuentemente, es necesario estimar la viscosidad de un petróleo a una alta temperatura, teniendo solamente un valor de viscosidad a baja temperatura. Una de las pocas técnicas disponibles bajo estas condiciones, es la de Lewis y Squires²⁷, la cual envuelve el uso de la gráfica presentada en la figura 3.2, denominadas correlación generalizada de viscosidad-temperatura.

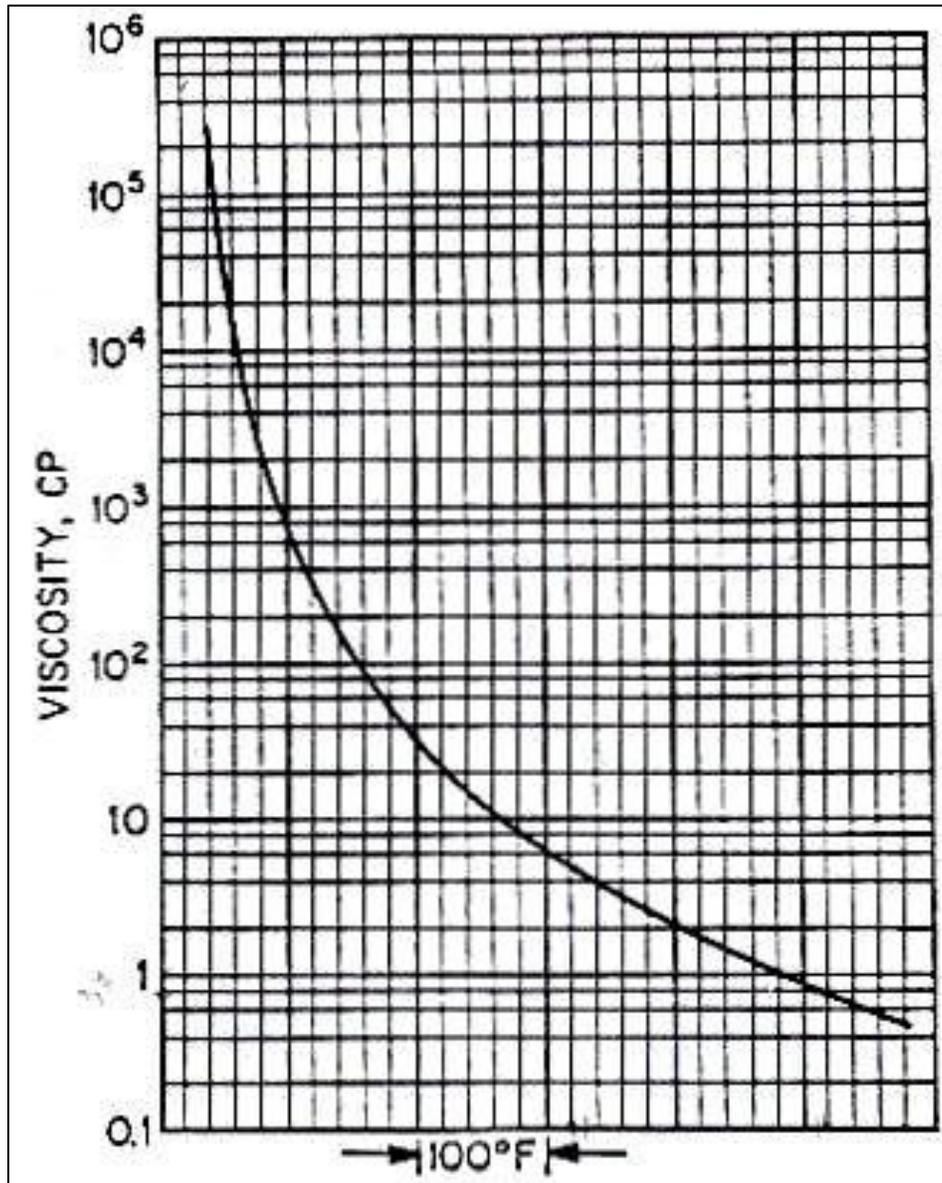


Figura 3.2 Carta generalizada de viscosidad-temperatura (D.A. Alvarado, 2002).

3.1.5 EFECTO DEL GAS EN SOLUCIÓN EN LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO.

El volumen del gas en solución en petróleos pesados es usualmente pequeño, quizás menos de 100 pie³/bl en el caso de petróleos moderadamente pesados, y de 20-50 pie³/bl en el caso de petróleos muy pesados (≈ 15 °API)²⁸.

La cantidad de gas disuelto en el aceite aumenta, para un sistema isotérmico, proporcionalmente respecto a la presión; y para uno isobárico, de forma inversa con la temperatura. Independientemente de la presión y la temperatura, la solubilidad de los gases en el aceite incrementa de acuerdo a la cantidad de componentes intermedios en la mezcla, por esta razón, la cantidad de gas en los pesados es muy baja²⁹.

Las Figuras 3.3 a 3.5 muestran el comportamiento isotérmico de la solubilidad del CO₂, N₂ y CH₄ respecto a la presión en los sistemas de aceite pesado. En forma individual, el CO₂ es el gas que mayor afinidad muestra hacia los componentes de los aceites pesados, en tanto que la solubilidad del CH₄ no resulta tan pronunciada y la del N₂ es la menor. En conjunto, la presencia de un gas en el aceite influencia la afinidad de otros componentes a permanecer en solución, es decir, sus solubilidades no son aditivas^{9,30}.

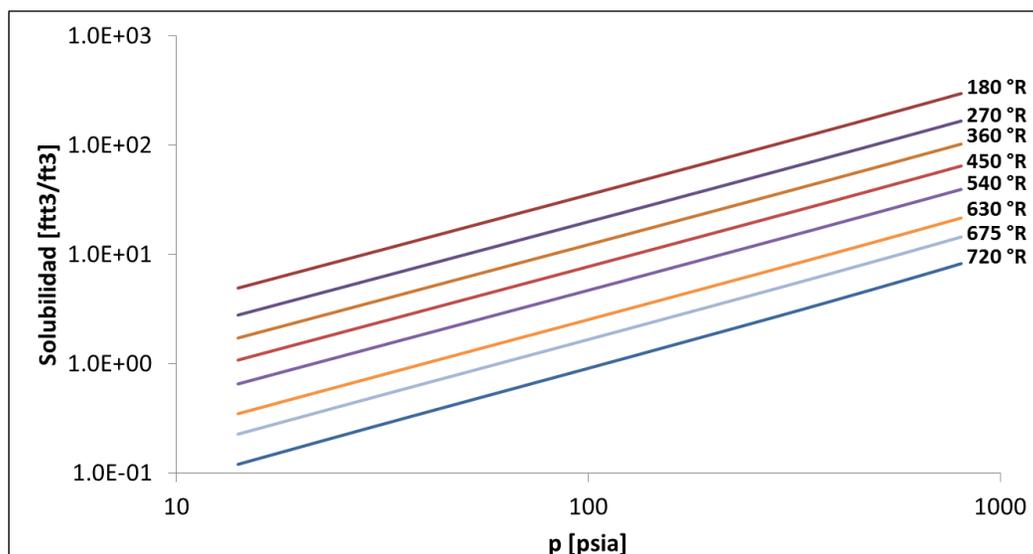


Figura 3.3. Comportamiento de la solubilidad del CO₂ en un aceite pesado saturado (Modificado de Mehrotra y Svrcek, 1982).

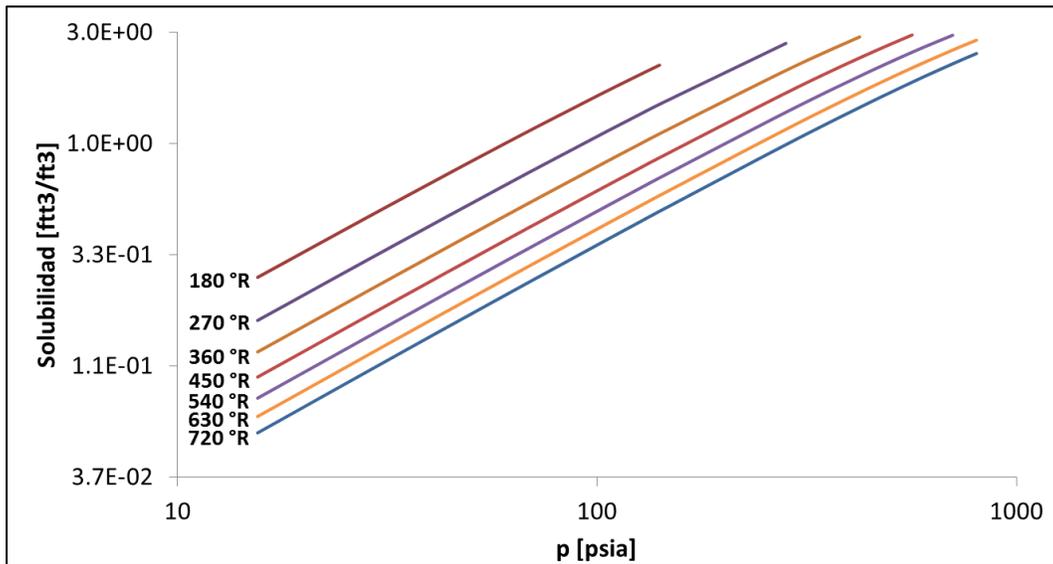


Figura 3.4. Comportamiento de la solubilidad del N₂ en un aceite pesado saturado (Modificado de Mehrotra y Svrcek, 1982).

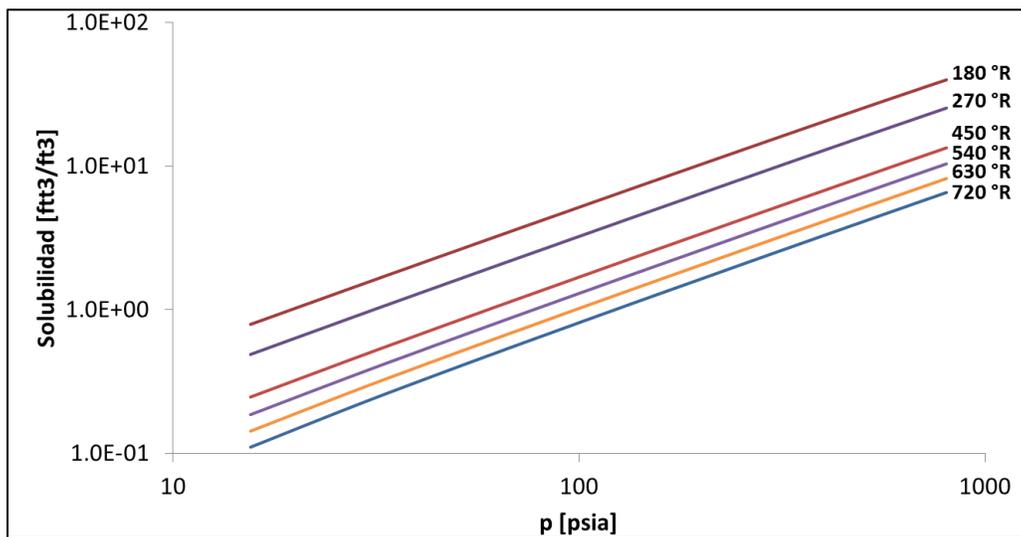


Figura 3.5. Comportamiento de la solubilidad del CH₄ en un aceite pesado saturado (Modificado de Mehrotra y Svrcek, 1982).

3.1.6 VISCOSIDAD DEL AGUA Y VAPOR.

La viscosidad del agua en función de la temperatura puede estimarse mediante las siguientes ecuaciones presentadas por Gottfried³¹:

$$\mu = \frac{1776 - T_s}{(26.5T_s - 89)} \quad (3.4)$$

Donde:

μ = Viscosidad del agua [cP].

T_s = Temperatura de saturación [°F].

La viscosidad del vapor saturado y seco puede ser calculada por la ecuación:

$$\mu = [0.2T_s + 81.97]x10^{-4} \quad (3.5)$$

Donde:

μ = Viscosidad del vapor saturado y seco [cP].

t = Temperaturred saturación [°C].

ρ = Densidad del Vapor [gr/cm³].

3.2 DENSIDAD.

Se refiere la cantidad de masa contenida en un determinado volumen. Esta propiedad permite medir la ligereza o pesadez de una sustancia; cuando mayor sea la densidad del cuerpo, más pesado será. La densidad depende fundamentalmente de su composición.

3.2.1 DENSIDAD DEL PETRÓLEO.

La densidad del petróleo en función de la temperatura varía considerablemente de petróleo a petróleo y debe ser determinada experimentalmente. Sin embargo en

ausencia de datos experimentales, Farouq Alí, recomendó la siguiente ecuación:

$$\rho_o [^\circ\text{F}] \cong 1.034125 - \frac{0.0565 \times 10^{-2}T}{0.2375 \times 10^{-6}T^2} \quad (3.6)$$

Donde:

T= Temperatura [°F].

ρ_o =Densidad del aceite.

3.2.2 DENSIDAD DEL AGUA.

La densidad del agua en función de la temperatura puede determinarse con la siguiente correlación, obtenida por ajuste por mínimos cuadrados de datos tabulados¹⁶.

$$\rho_w = \frac{1}{0.01602 + 0.000023G} \quad (3.7)$$

Con:

$$G = -6.6 + 0.0325T + 0.000657T^2 \quad (3.8)$$

Donde:

T= Temperatura [°F].

ρ_w =Densidad del agua [lbs/ft³].

3.2.3 DENSIDAD DE GASES.

En el caso de los gases la cantidad de moléculas; no varía al aumentar o disminuir el volumen, lo que cambia es la relación masa- volumen. Los gases comúnmente se comportan como gases ideales, por lo que su densidad puede ser calculada mediante la ley de los gases.

$$\rho = \frac{m}{v} = \frac{P \cdot MP}{ZRT} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde:

R=Constante de gases ideales.

P=Presión [atm].

T=Temperatura [K].

MP=Peso molecular.

3.2.4 DENSIDAD DE ROCAS SATURADAS.

Para poder determinar la densidad de las rocas de yacimiento es necesario conocer su constitución; debido a que la densidad es el promedio del volumen de la densidad de sus componentes que la saturan. Y se puede expresar de la siguiente manera.

$$\rho = \rho_o(1 - \phi) + \phi(S_o\rho_o + S_w\rho_w + S_g\rho_g) \quad (3.10)$$

Donde:

ρ_o = Es la densidad de la matriz de la roca.

3.3 CALOR ESPECÍFICO.

Es la cantidad de calor que hay que suministrar a una unidad de masa de una sustancia o sistema termodinámico, para elevar su temperatura en una unidad ($^{\circ}\text{K}$ o $^{\circ}\text{C}$). También es definido como el número de BTU que son necesarios para incrementar la temperatura de una lb de la sustancia por 1°F .

El calor específico de una sustancia no es constante, sino que muestra cierta dependencia de la temperatura a la que se mide. Es evidente que cuanto mayor es el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber un aumento de temperatura dada.

3.4 CAPACIDAD CALORÍFICA.

Es la relación entre la cantidad de energía calorífica transferida a un cuerpo o sistema en un proceso y el cambio de temperatura que experimenta. Indica la mayor o menor dificultad que presenta dicho cuerpo para experimentar cambios de temperatura bajo el suministro de calor. Es una propiedad del material que depende de la cantidad de material.

La capacidad calorífica se puede determinar mediante la siguiente relación:

$$M = \frac{Q}{\Delta T} \quad (3.11)$$

Donde:

M= Capacidad calorífica [cal/°C].

Q= Calor absorbido por el sistema [cal].

ΔT = Variación de temperatura [°C].

Si el sistema es homogéneo se puede determinar con la posterior formula:

$$M = C \cdot m \quad (E3.12)$$

Donde:

C= Calor específico.

m=Masa de la sustancia.

3.4.1 CAPACIDAD CALORÍFICA DE ROCA SATURADA CON LÍQUIDOS.

Para calcular el calentamiento de las rocas de yacimiento, es necesario conocer la capacidad calorífica del medio poroso saturado con fluidos.

La capacidad calórica es simplemente la suma de las capacidades caloríficas de los fluidos y de la roca matriz, y es dado por la siguiente ecuación:

$$M = \phi \rho_w S_w C_w + \phi \rho_o S_o C_o + (1 - \phi) \rho_r C_r \quad (3.13)$$

Donde:

M= Capacidad calorífica de la roca saturada [BTU/ft³ °F].

S= Saturación de fluidos [fracción].

C= Calor específico [BTU/lb °F].

ϕ= Porosidad [fracción].

ρ= Densidad [lb/ft³].

3.5 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA.

La conductividad térmica es una propiedad física de los materiales que mide la capacidad de conducción de calor.

También se puede definir como la capacidad de una sustancia de transferir energía cinética de sus moléculas a otras moléculas adyacentes o a sustancias con las que está en contacto.

La mayoría de los líquidos orgánicos tienen un valor de conductividad térmica entre 0.05 y 0.2 Btu/hr-pie-°F a una temperatura normal, con un promedio de 0.08.

El agua es una excepción con un valor máximo de 0.398 a 130°C. La conductividad térmica de líquidos orgánicos saturados disminuye cuando se incrementa la temperatura.

3.5.1 CONDUCTIVIDADES TÉRMICAS PARA LÍQUIDOS.

Palmer dio una relación para calcular las conductividades térmicas de líquidos con una desviación media de 8.8%³²:

$$\lambda = 41.2C \left(\frac{d^{1.33}}{MP^{1.33}} \right) \left(\frac{T_b}{L_v} \right) \quad (3.14)$$

Donde:

λ = Conductividad térmica [Btu/hr pie °F].

C= Calor específico [Btu/lb °F].

MP= Peso molecular.

d= Gravedad específica.

Tb= Punto de ebullición normal [°K].

L_v= Calor latente de vaporización a Tb.

Para fracciones del petróleo y para mezclas de hidrocarburos, se puede utilizar la siguiente relación, propuesta por Cragoe³³:

$$\lambda = \frac{0.6077(1 - 0.003(t - 32))}{d} \quad (3.15)$$

Donde:

t= Temperatura [°F].

d= Gravedad específica.

3.5.2 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE GASES.

La conductividad térmica de gases a temperaturas y presiones por debajo de las ordinarias, pueden tener un rango de 0.002 a 0.025 [Btu/hr ft °F]²⁸.

La conductividad térmica del gas generalmente incrementa con la temperatura.

3.5.3 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE LA ROCA.

En el caso de la conductividad térmica de la roca de yacimiento se determina en la dirección del flujo de calor por conducción y perpendicular del flujo del fluido.

La cantidad de calor transferido por conducción en la dirección del flujo es a veces negligente, mientras que en dirección perpendicular es tomada como instantánea. En el caso de formaciones adyacentes, la conductividad térmica determina la cantidad de calor perdido para estas formaciones debido a altas temperaturas en la roca del yacimiento.

La conductividad térmica de un medio poroso depende de varios factores, algunos de ellos son: la densidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos y el movimiento de los fluidos en la roca.

Esta propiedad aumenta con la disminución de la porosidad y con aumento en la saturación, mientras que disminuye con el aumento de la temperatura.

3.6 DIFUSIVIDAD TÉRMICA.

Es una propiedad del material que describe la velocidad a la cual el calor fluye a través del mismo. Puede ser calculada a partir de la conductividad térmica, densidad y calor específico del material.

La difusividad térmica puede disminuir considerablemente con el incremento en la temperatura.

3.7 GRADIENTE GEOTÉRMICO.

Es la variación de temperatura que se presenta en las formaciones geológicas de la tierra, debido al cambio de temperatura que se presenta en cuanto uno se aproxima más al centro. Es expresado en grados Celsius por metro. El gradiente geotérmico en la corteza es como promedio $1^{\circ}\text{C}/30\text{m}$, en una arco magmático es mayor y puede alcanzar 90° a $100^{\circ}\text{C}/\text{km}$.

El gradiente geotérmico no es un valor constante puesto que depende de las características físicas que presente el material de cada punto de la litología geológica, por lo que es necesario conocer las condiciones geológicas locales como son: la relación de presión con temperatura, la existencia de acuíferos que puedan

transportar el calor en sentido vertical, la composición química, las reacciones que se producen, la existencia de material radiactivo, la conductividad térmica de la formación, la presencia de movimientos convectivos o de fricción, etc.

El gradiente geotérmico puede ser obtenido dentro del pozo, es directamente proporcional con la temperatura y puede ser obtenido:

$$G = \frac{dT}{dz} \quad (3.16)$$

O bien también se puede conocer el valor del gradiente geotérmico mediante la

siguiente ecuación siempre y cuando se conozca el flujo de calor; además que solo es válida en medios impermeables, donde la transferencia de calor a la superficie se efectúa por conducción.

$$G = \frac{Q}{\lambda} \quad (3.17)$$

Donde:

Q= Flujo de calor, [mcal/cm²] o [mW/m²].

λ = Conductividad térmica de la roca, [mcal/cm-seg-°C] o [W/cm-°C].

G= Gradiente geotérmico, [°C/m].

CAPÍTULO IV

PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA Y VAPOR

En este capítulo se presentan aspectos relacionados con el uso del vapor de agua como medio de calentamiento en operaciones de extracción térmica de crudo. Se comienza describiendo la naturaleza del vapor de agua y sus propiedades termodinámicas, haciendo énfasis en el comportamiento de fases, el concepto de calidad de vapor, el cálculo de las densidades de líquido y vapor en estado de saturación y el concepto de entalpía como una medida del contenido calórico del vapor.

Por último, se explica la importancia que tiene la calidad del vapor para los procesos de extracción térmica.

4.1 TEMPERATURA DE SATURACIÓN DEL AGUA

Es la temperatura a la cual se produce la ebullición del agua a una determinada presión; esta propiedad aumenta al incrementar la presión. Para su determinación se utiliza la ecuación de Farouq Alí.

$$T_S = 115.1P^{0.225} \quad (4.1)$$

Donde:

T_S = Temperatura de saturación, °F.

P = Presión, psia

4.2 CALOR ESPECÍFICO DEL AGUA Y DEL VAPOR

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de *BTU* necesarios para aumentar la temperatura de *una libra* de sustancia en $1^\circ F$. Es evidente que entre mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura y por lo tanto mayor será la cantidad de calor liberado al enfriarse. En general, el calor específico de una sustancia no es constante, al contrario depende de la temperatura a la cual se mide.

Excepto por el amoníaco líquido, el agua es el líquido con mayor calor específico ($1 \frac{BTU}{lb-F}$ a 14,7 psia y 60 °F). Así, el agua es capaz de contener y transportar más calor que cualquier otro líquido a la misma temperatura. Para el vapor, el calor específico es mucho menor, del orden de $0,56 \frac{BTU}{lb-F}$, y al igual que el del agua, varía muy poco con la temperatura, por lo que para propósitos prácticos puede considerarse constante³⁴.

4.3 CALOR SENSIBLE DEL AGUA

Es el calor necesario para aumentar la temperatura del líquido hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a una presión dada. Cuando un líquido se lleva a condiciones de saturación, se encuentra en su máxima capacidad energética en esa fase. Esta forma de energía aumenta con la presión, es decir, a mayor presión del sistema, la energía de un líquido saturado es mayor³⁴.

Considerando la entalpía (contenido de calor) del agua igual a cero a 32 °F (0°C) y suponiendo que el calor específico del agua no varía con la temperatura, el calor sensible puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$H_w = c_w(T_s - 32) \quad (4.2)$$

Donde:

H_w = Entalpía del agua saturada o calor sensible, en $\frac{BTU}{lb}$,

T_s = Temperatura de saturación, en °F,

c_w = Calor específico del agua, $1,0 \frac{BTU}{lb-F}$,

Puesto que la temperatura de saturación es función de la presión, es evidente que el calor sensible también lo será.

El valor del calor sensible se puede leer en las tablas de vapor o estimar mediante la ecuación:

$$H_w = 91.0p^{0.2574} \quad (4.3)$$

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 0,3 % en el rango de presiones entre 15 a 1.000 lpcá.

4.4 CALOR LATENTE

El calor latente es llamado aquella cantidad de energía bajo la forma de calor lanzado o absorbido por una sustancia durante un cambio de fase; también es conocido como entalpía de transformación.

4.4.1 CALOR LATENTE DE VAPORIZACIÓN

Es el calor absorbido por un líquido para pasar a vapor sin variar su temperatura. Es un proceso termodinámico a volumen constante o a presión constante. El calor latente de vaporización puede ser calculado por la siguiente ecuación de Farouq Ali, la cual tiene un error $\leq 1.9\%$ ³⁵.

$$L_V = 1318p^{-0.08774} \quad (4.3)$$

Donde:

L_V = Calor latente, BTU/lb.

p = Presión de Saturación, psia.

Narsimhan propuso la siguiente relación, que tiene una precisión de 2% para la mayoría de los líquidos, incluyendo el agua.

$$L_V = \frac{1.987 T_C (\ln P_C) (1 - T_R)}{1.963 - 2.46 T_{RB}} \quad (4.4)$$

Donde:

L_V = Calor latente de vaporización, calorías/mol (Multiplicando por 1.8/M para convertir a Btu/lb).

P_C = Presión crítica, atmósferas.

$$T_{RB} = T_B/T_C$$

$$T_R = T/T_C$$

T_B = Punto normal de ebullición, °K.

4.4.2 CALOR LATENTE DE CONDENSACIÓN

Es el aumento de la energía cinética de todas las partículas causada por la disminución de la energía potencial de las partículas que se atraen para formar la gota.

4.5 CALOR TOTAL O ENTALPIA DEL VAPOR SECO Y SATURADO

Es la suma del calor sensible del agua saturada y del calor latente de vaporización del agua, es decir, que es la cantidad de calor contenido en una libra de vapor seco a la temperatura de saturación (constituye la entalpía del vapor seco y saturado). Dado que la entalpía del vapor seco y saturado depende del calor sensible y del calor latente de vaporización, entonces el calor total también depende de la presión y viene dado por la ecuación siguiente:

$$H_s = H_w + L_v \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

H_s = Entalpía de vapor seco y saturado, en BTU/lb.

La entalpía del vapor seco y saturado puede leerse de tablas de vapor o estimarse mediante la siguiente ecuación³⁵:

$$H_s = 1119 p_s^{0.01267} \quad (4.6)$$

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 0,3% en el rango de 15 a 1.000 *psia*.

4.6 ENTALPIA DISPONIBLE

Si el vapor a una presión p_s (temperatura T_s) es inyectado a un yacimiento de temperatura T_r , entonces la entalpía disponible para calentar el yacimiento viene dada por:

$$H_r = H_s - c_w (T_r - 32) \quad (4.7)$$

Donde:

H_r = Entalpía disponible, en BTU/ lib

c_w = Calor específico promedio del agua, en el rango de temperatura considerando, en BTU/lb-F.

T_r = Temperatura del yacimiento, en °F.

4.7 CALIDAD DE VAPOR Y VAPOR HÚMEDO

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor, es decir, de su entalpía. La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se denomina Vapor Húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total, es decir, por su calidad.

Así, el vapor seco y saturado tiene una calidad de 100% puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0%. Al vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo.

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a baja presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja. Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado, esta viene dada por la relación:

$$H_{WS} = H_W + XL_V \quad (4.8)$$

Donde:

H_{WS} = Calor Total o Entalpía del vapor húmedo, en BTU/lb.

H_W = Calor Sensible del Agua o Entalpía del agua saturada, en BTU/lb.

L_V = Calor del Vapor o Calor Latente de Vaporización, en BTU/ lb.

X = Calidad del Vapor, *fracción*.

Con la reducción de la calidad, la contribución del calor latente al contenido de calor del vapor húmedo se reduce.

Normalmente, el vapor que se utiliza en los procesos de inyección de vapor es húmedo, ya que puede transportar más calor que el agua caliente y además es capaz de mantener en solución las impurezas sólidas que de otra manera se depositarían en las calderas o en cualquier otro equipo del sistema de generación de vapor, reduciendo así su eficiencia y vida útil.

Una calidad del vapor entre 80 y 90%, expresada en porcentaje, es el valor promedio que normalmente se utiliza en inyección de vapor. Sin embargo, tales cifras pueden variar de acuerdo a las propiedades del agua usada y al tratamiento al cual ha sido sometida³⁴.

4.8 VAPOR SOBRECALENTADO

Se sabe que a una presión dada el vapor tiene una temperatura de saturación definida. Sin embargo, es posible aumentar su temperatura por encima de la de saturación, agregando calor al vapor seco y saturado. Bajo estas condiciones, el vapor se denomina *Vapor Sobrecalentado*.

En aplicaciones industriales el uso del vapor sobrecalentado es ventajoso; sin embargo, está en duda si tal tipo de vapor es de uso ventajoso en recuperación térmica, por lo menos mientras se utilicen los tipos de generadores disponibles en la actualidad.

Dado el bajo valor del calor específico del vapor sobrecalentado ($C_s \cong 0,56 \frac{BTU}{lb-F}$), la contribución al contenido total de calor de ciertos grados de sobrecalentamiento, no justifica el uso de vapor sobrecalentado en operaciones térmicas petroleras. Sin embargo, el uso del vapor sobrecalentado en estas operaciones térmicas tiene sus ventajas si se consideran las pérdidas de calor a través del hoyo del pozo.

4.9 DETERMINACIÓN DE LA CALIDAD DE VAPOR

La calidad del vapor es un valor difícil de determinar con exactitud. En la actualidad, existen varios métodos para medir la calidad del vapor, sin embargo, no existe ninguno que pueda considerarse simple y preciso. Entre los más utilizados se pueden mencionar los siguientes³⁶:

4.9.1 MÉTODO DEL SEPARADOR

Puede considerarse como el más simple y se basa en la definición de calidad. Se puede utilizar un recipiente cilíndrico, horizontal o vertical, aislado con el fin de separar la fase vapor de la fase líquida, tal como un separador de petróleo y gas.

Las medidas de las tasas de flujo por peso de las dos fases cuando éstas dejan el separador, dan una indicación directa de la calidad.

Cualquier método para medir el flujo de las dos fases puede resultar aceptable.

Algunas instalaciones utilizan medidores de orificio en ambas líneas, sin embargo, un medidor de desplazamiento positivo o un medidor de turbina en el lado del líquido puede resultar satisfactorio, si se realizan las correcciones por temperatura.

Para calcular la calidad del vapor, la tasa de flujo másica del vapor se divide entre la suma de las tasas de flujo másica de las corrientes de agua y vapor. Si la unidad generadora de vapor opera bajo condiciones de flujo continuo (como generalmente lo hacen), la calidad puede hallarse dividiendo la tasa másica de vapor en el separador por la tasa másica de agua entrante. Algunos generadores comerciales tienen separadores a fin de determinar la calidad.

4.9.2 MÉTODO DE LOS CLORUROS

Se ha mencionado que una de las razones por las cuales se usa vapor húmedo en recuperación térmica, es con el fin de prevenir la formación de escamas en las calderas debido a la deposición de sólidos disueltos. Estos sólidos presentes en el agua de alimentación se concentran en la porción líquida de la descarga del generador y sirven para proveer una medida del porcentaje de la alimentación aún en fase líquida.

El ión cloruro Cl^- , constituye un instrumento conveniente para esta medición. Por medio de titulación química, la concentración del ión cloruro en la parte líquida del vapor se compara con la concentración del mismo ión en el agua de alimentación.

Luego, la calidad del vapor viene dada por:

$$X = 100 - (\%Cl^- \text{ en el agua de alimentación} / \%Cl^- \text{ en parte líquida}) \times 100 \quad (\text{Ec. 4.9})$$

4.9.3 MÉTODO DE LA CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA

La conductividad eléctrica del agua depende de la concentración de sales disueltas en ella. Determinando el incremento de la conductividad entre el agua de alimentación y la parte líquida del vapor a la descarga de la caldera, se puede determinar la calidad del vapor mediante la ecuación:

$$X = 100 - (\sigma \text{ en agua de alimentación} / \sigma \text{ en la parte líquida del vapor}) \times 10 \quad (4.10)$$

donde σ es la conductividad eléctrica.

Este método es similar al método de la determinación de los cloruros, excepto que se toman en cuenta todas las sales disueltas, en lugar de solamente los cloruros. Sin embargo, el método de la conductividad no es correcto si el bicarbonato de sodio, $NaHCO_3$, está presente en el agua de alimentación. El bicarbonato de sodio se descompone en $NaCO_3$ ó $NaOH$, los cuales tienen conductividades diferentes. Este error se corrige neutralizando la solución

4.9.4 MÉTODO DEL MEDIDOR DE ORIFICIO

La calidad del vapor puede ser determinada por medio de un medidor de orificio si se conoce la tasa de flujo de vapor. Normalmente, las unidades generadoras de vapor son diseñadas para operar bajo condiciones de flujo continuo y la tasa de agua entrante puede determinarse por una simple medición³⁷.

La tasa de flujo q de un fluido de densidad ρ_f a través de una tubería de diámetro d y con un diferencial de presión h_w se puede calcular por medio de la ecuación:

$$q = \frac{\pi d^2}{4 \times 144} \times 18,288 \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} = 0,0997 d^2 \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} \quad (4.10)$$

Donde:

q = tasa de flujo del líquido, en $\frac{pie^3}{s}$.

d = diámetro interno de la tubería, en pulgadas.

h_w = diferencial de presión, en pulgadas de agua.

ρ_f = densidad del fluido, en $\frac{lb}{pie^3}$.

De la ecuación 4.9 se puede obtener la fórmula para el cálculo de la tasa másica de flujo, W , multiplicando q por la densidad del fluido. Así:

$$W = 0,0997 d^2 \sqrt{\rho_f h_w} \quad (4.11)$$

Donde, ahora:

W = tasa másica de flujo, el lb/s.

ó

W = tasa másica de flujo, en ton/d.

Esto sería la tasa “teórica”. Si se está circulando vapor seco por la tubería, la densidad del fluido sería ρ_s y en este caso se deben tener en cuenta varios factores adicionales al pasar el vapor por el orificio:

- El factor de expansión Y
- El coeficiente de descarga, K , que depende de la relación entre el diámetro del orificio y el de la tubería
- El factor del número de Reynolds, R .

Considerando estos factores, Pryor aplicó dichos factores a la ecuación 4.10 para calcular la tasa de flujo equivalente de agua, si estuviera a 100% de calidad obtuvo la fórmula:

$$q^* = C \sqrt{\rho_s} \sqrt{h_s} \quad (4.12)$$

Donde:

q^* = tasa equivalente de flujo de vapor a 100% de calidad, en gal/min .

C = constante del orificio (tabla 3.2)

También estableció que la calidad del vapor, en fracción, se puede determinar (si se conoce la tasa de flujo equivalente de agua), por medio de la siguiente ecuación:

$$\sqrt{X} = \frac{q^*}{q} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Donde:

q = tasa de flujo equivalente de agua, en gal/min.

Diámetro del Orificio, <i>pulg</i>	Tubería del medidor de 2,626 <i>pulg</i> de DI		
	100 <i>pulg</i> agua	200 <i>pulg</i> agua	400 <i>pulg</i> agua
2,125	2,640	3,702	5,280
2,000	2,196	3,092	4,392
1,875	1,844	2,600	3,688
1,750	1,524	2,148	3,048
1,625	1,272	1,796	2,544
1,500	1,048	1,480	2,096
Diámetro del Orificio, <i>pulg</i>	Tubería del medidor de 3,068 <i>pulg</i> de DI		
2,375	3,144	4,440	6,288
2,250	2,692	3,800	5,384
2,125	2,312	3,260	4,624
2,000	1,980	2,788	3,960
1,875	1,688	2,380	3,376
1,750	1,424	2,004	2,848
1,625	1,208	1,704	2,416
1,500	1,016	1,432	2,032
1,375	0,844	1,192	1,688
1,250	0,692	0,976	1,384
Diámetro del Orificio, <i>pulg</i>	Tubería del medidor de 3,438 <i>pulg</i> de DI		
2,750	4,380	6,200	8,760
2,625	3,820	5,400	7,640
2,500	3,320	4,692	6,640
2,375	2,872	4,060	5,740
2,250	2,504	3,544	5,008
2,125	2,192	3,100	4,384
2,000	1,892	2,672	3,784
1,875	1,624	2,300	3,248
1,750	1,400	1,980	2,800
1,625	1,192	1,684	2,384
1,500	1,000	1,416	2,000
1,375	0,836	1,180	1,668
1,250	0,688	0,972	1,376
1,125	0,556	0,784	1,108
1,000	0,436	0,616	0,872
Diámetro del Orificio, <i>pulg</i>	Tubería del medidor de 4,026 <i>pulg</i> de DI		
3,000	4,840	6,860	9,680
2,875	4,320	6,116	8,640
2,750	3,828	5,420	7,652
2,625	3,400	4,808	6,800
2,500	3,008	4,260	6,012

Tabla 4.1 Constante del medidor de orificio (Medidor tipo fuele) (Pryor, J. A.)

CAPÍTULO V

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La recuperación térmica es un proceso en el cual se inyecta energía térmica en el yacimiento. Con el propósito fundamental de reducir la viscosidad del petróleo para mejorar la movilidad; por lo que se recomienda que sean utilizados para yacimientos que contengan petróleo viscoso de 5° a 20° API, pero en algunos caso, se manejan viscosidades de 10° a 40° API.

Existen diferentes procesos de recuperación térmica tales como: inyección de fluidos calientes (agua, vapor, otros), combustión in situ, calentamiento del pozo de inyección, explosiones nucleares, etc.

5.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN QUE SE PRESENTAN EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El mecanismo principal que se genera dentro del proceso de inyección de vapor cíclica, es la mejora en la razón de movilidad agua- petróleo, debido a la disminución de la viscosidad por aumento de la temperatura.

Posteriormente de que se ha mejorado la movilidad, el petróleo fluirá hacia el pozo, mediante:

- a) Incremento en la presión de yacimiento.
- b) Drenaje gravitacional hacia la zona calentada.
- c) Subsistencia de estratos.
- d) Vapor no condensado.

Otros mecanismos que contribuyen en menor grado a la recuperación de petróleo por inyección cíclica de vapor es mediante:

- Generación de gases no condensables.
-
- Imbibición de agua caliente en zonas de baja permeabilidad.
-
- Empuje de crudo por expansión de fluidos y compactación de la roca de formación.

5.2 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL YACIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

Es difícil establecer criterios que garanticen un buen proyecto de estimulación cíclica en un yacimiento dado. La mayoría de los criterios de diseño conocidos para proyectos de estimulación con vapor, están basados en experiencias ganadas en el campo³⁸.

Profundidad.

La profundidad es uno de los factores más importantes, debido a que a medida que aumenta la profundidad, se requieren mayores temperaturas y presiones para el generador de vapor. Generalmente, se lleva a cabo en yacimientos a profundidades menores de 2500 pies; sin embargo se puede implementar en profundidades de hasta 4500 pies.

Permeabilidad Absoluta

Debe de ser alta para permitir la inyección rápida del vapor y un gasto alto de flujo de petróleo hacia el pozo; mayor a 100 mD.

Viscosidad del Aceite.

Es empleado en aceites viscosos los cuales tienen un rango de viscosidad <1,000 cp a condiciones de yacimiento. La gravedad del petróleo es conveniente en un rango de 8 a 15°API.

Gasto de inyección.

Debe de ser lo más alta posible, con el objetivo de inyectar el calor requerido, generalmente se encuentra en el orden de 10 – 50 MMBTU/pie por ciclo; y este gasto debe ser inyectado en el menor tiempo posible para que el calor se disipe de una manera más efectiva.

Espesor de la formación.

Es un concepto muy discutido y la recomendación general de las estadísticas de operación es que sea mayor de 20 pies.

Tiempo de remojo.

Puede ser variar de 3-15 días, aunque en diversos proyectos se han utilizado periodos más largos.

Tiempo de inyección.

Es normalmente de 3 semanas, y el número de ciclos es generalmente 3, aunque en la literatura se han reportado proyectos con hasta 22 ciclos. Y prácticamente el tiempo de inyección depende del gasto de inyección y del volumen neto total de la formación.

Saturación de Petróleo.

Es recomendable iniciar una inyección de vapor en yacimientos que tengan más de 1200 barriles/acre-pie

Porosidad – Geología.

Es una propiedad que tenemos que considerar, ya que es de suma importancia debido a que a mayor porosidad, mayor es el volumen de petróleo que se calienta y menor el volumen de roca que se calienta.

La inyección de vapor debe de ser implementada en arenas no consolidadas; este tipo de rocas presentan una elevada porosidad y la cual genera un mínimo calentamiento en la roca y otro muy considerable en el petróleo.

CARACTERÍSTICAS	I.C.V.
ESPESOR NETO (m)	≥ 6
PROFUNDIDAD (m)	<1370
POROSIDAD (%)	>20
PERMEABILIDAD (md)	≥ 100
GRAVEDAD °API	8-20
VISCOSIDAD (Cp)	< 1000
SATURACIÓN DE ACEITE (Blis/Acre-ft)	1200-1700
PRESIÓN DE INYECCIÓN	Mayor a la del yacimiento.
GASTO DE INYECCIÓN (MMBTU/ft)	10-50
FORMACIÓN	Arenas/Areniscas

Tabla 5.1 Criterios de selección para AIV/ICV (Jones, J)

5.3 INSTALACIONES SUPERFICIALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

A continuación, se presentan las instalaciones y equipo necesario para la generación e inyección del vapor al yacimiento.

En una típica operación de inyección de vapor, el volumen de agua producida es de entre tres a cinco veces mayor que el volumen de aceite producido. Por lo tanto debe tenerse en cuenta el capital y los costos operacionales necesarios para el tratamiento de agua. Como el desarrollo del proyecto entero depende del adecuado tratamiento de agua y de la calidad del vapor generado, es de vital importancia conocer el proceso.

En general, el equipo y el tratamiento de los fluidos producidos de un proceso de inyección continua de vapor y un proceso de inyección cíclica son casi idénticos, sin embargo, existen dos principales diferencias, debido a que la inyección cíclica de vapor es también conocida como un proceso de estimulación, se entiende que el pozo es sometido a condiciones de calentamiento y enfriamiento, mientras que en un proyecto de inyección continua las condiciones que se presentan en los pozos de inyección son diferentes pues el vapor es inyectado continuamente en el pozo por algunos años y por lo tanto el pozo no es sometido a cambios de temperatura. Las variaciones de temperatura que experimenta un pozo utilizado en un proceso de inyección cíclica de vapor requieren de atención especial en el diseño y desarrollo del proyecto.

5.3.1 TRATAMIENTO DE AGUA

Para la generación de vapor se requiere de agua tanto limpia de sólidos en suspensión y minerales en solución; ya que los líquidos y gases no deben de dañar el equipo de generación de vapor, el sistema de distribución, ni el pozo.

Cuando deseamos tener un agua limpia es necesario someter a la misma a ciertos procedimientos, los cuales se mencionan a continuación:

1. Usar un bactericida. Generalmente se emplea cloro líquido o gaseoso, o formaldehído.
2. Filtrar los sólidos suspendidos y los desechos bacterianos. El índice de sólidos suspendido en el agua filtrada debe ser 5 ppm y preferiblemente menor.
3. Remover el oxígeno disuelto mediante la adición de sulfito de sodio catalizado o por despojamiento, utilizando gas natural dulce o vapor de agua. El contenido de oxígeno debe ser menor de 0.01 ppm.
4. Control de iones que forman escamas, como los de calcio, magnesio y hierro, a concentraciones menores de 1 ppm de dureza total.
5. Remover el petróleo de las aguas producidas, utilizando una combinación de tanques de asentamiento y celdas de flotación y filtros de tierra diatomácea. La concentración debe ser menor de 1 ppm.
6. Asegurar que el pH del agua de alimentación del sistema esté entre siete y 12.

Generalmente el agua tratada que alimenta el sistema fluye por gravedad desde un tanque de almacenamiento a una bomba centrífuga que distribuye el agua a cada generador de vapor. Posteriormente, se utilizan bombas de desplazamiento positivo (bomba para agua de alimentación) que operan a presión adecuada para evitar la cavitación y para satisfacer la presión de succión con el objeto de forzar el agua a través del generador de vapor. Preferiblemente, el tanque de almacenamiento debe ser galvanizado y debe tener un colchón de nitrógeno para reducir el arrastre de partículas de hierro y el oxígeno disuelto³⁸.

5.3.2 GENERACIÓN DE VAPOR

La capacidad del sistema de generación de vapor, se debe ajustar con los programas de inyección. Se utilizan generadores de vapor húmedo o llamados también de un solo paso; y sus características son las siguientes:

- i) El principio fundamental, es el aprovechamiento de una elevada absorción de calor por unidad de área, y los pequeños volúmenes por unidad de longitud, son calentados al pasar el agua por un tubo en forma de serpentín, cuyo diámetro crece paulatinamente, en el cual se inicia la evaporación en un punto corriente abajo, aumentando gradualmente la calidad con la longitud recorrida, hasta alcanzar la deseada.
- ii) El agua es introducida al tubo mediante una bomba recíproca de gasto constante.
- iii) La combustión del gas, diesel o crudo se utilizan en este tipo de generadores, produce gases calientes que son inducidos a circular entre el serpentín a alta velocidad, obligándolos a transferir gran parte del calor que transportan.
- iv) El excedente de calor es aprovechado para pre-calentar el agua de alimentación.
- v) Los sistemas de un solo paso, tienen integrados sistemas automáticos que operan a los dispositivos que regulan la alimentación de agua, aire y combustible de acuerdo a la demanda de vapor del pozo.

Los sistemas que componen un generador son:

1. Sistema de agua y vapor.

- a) Alimentación.
 - b) Serpentín.
 - c) Precalentador.
 - d) Separador.

2. Sistema de combustible.

- a) Suministro.
- b) Calentador.
- c) Quemador.
- d) Ventilador.
- e) Piloto de encendido.

3. Sistema de control de fluidos.

4. Dispositivos de seguridad.

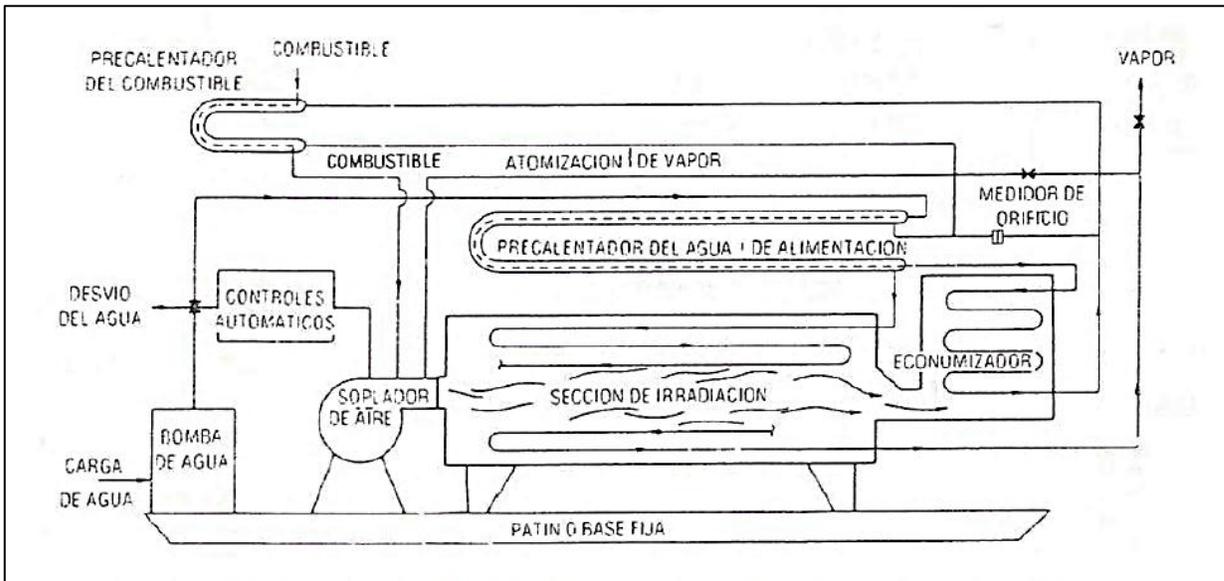


Figura 5.1 Esquema de flujo a través de un generador de vapor de un solo paso (Jones, J).

Las capacidades de estos tipos de generadores van de 5000 a 50000 lb/hr y presiones de 700 a 2500 lb/pg².

5.3.3 SISTEMA DE MEDICIÓN DE VAPOR

Son cuatro parámetros los que tienen que ser medidos durante una estimulación por inyección de vapor³⁸.

1. La presión es un parámetro que debe ser continuamente registrado en la descarga del generador y en la cabeza del pozo; para ello se utilizan monógrafos cuyos rangos están dentro de los valores máximos y mínimos alcanzados por la presión.
2. La temperatura al igual que la presión, deberá ser registrada en forma continua.
3. El gasto es medido en forma continua, mediante un registrador de placa de orificio.
4. Existen diversos procedimientos para medir la calidad de vapor; sin embargo, los siguientes son los que más se utilizan en operaciones de inyección:
 - a) Titulación de cloruros, el cual relaciona las concentraciones de cloruros, que están disueltos en el agua de alimentación y en la fase líquida capturada en la descarga del generador.
 - b) Utilizando las propiedades del vapor y del agua con la siguiente expresión.

$$X = (H - h) \frac{100}{L} \quad (Ec. 5.1)$$

Donde:

H= entalpía del vapor húmedo BTU/lb.

h= entalpía del agua BTU/lb.

L= calor de vaporización BTU/lb.

5.4 POZOS INYECTORES

Los pozos inyectoros son aquellos en los que se inyectan los fluidos en lugar de producir, su objetivo principal es mantener la presión. En el caso de los métodos de recuperación térmica se utilizan para conducir e inyectar el vapor que se está

generando en superficie, hasta la formación productora que contiene los hidrocarburos con la finalidad de reducir la viscosidad y aumentar la presión y temperatura; lo que generará una mayor recuperación y eficiencia de desplazamiento del petróleo³⁸.

5.4.1 ARREGLOS DE POZOS

Al momento de planear un proceso de recuperación secundaria o mejorada, el campo estará desarrollado sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectoros y productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas³⁸.

Los factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son:

- La forma original en que ha sido producido el yacimiento.
- La permeabilidad del yacimiento.
- La viscosidad de los fluidos.
- La razón de movilidad.
- La razón pozos inyectoros a pozos productores.
- La estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo.

Para pozos de prueba piloto se utilizan los siguientes arreglos:

Dos-pozos: La eficiencia de la recuperación de este patrón es baja, los datos pueden ser traducidos en otro arreglo de pozos usando modelos estudiados. Sin embargo, la interpretación de datos del sistema de dos pozos puede ser cuestionado por que la dirección de la permeabilidad en este parámetro no necesariamente indica la no homogeneidad del yacimiento.

Tres-pozos: Existen condiciones similares en el arreglo de tres pozos tal como en el arreglo de dos pozos. Sin embargo, el flujo puede ser evaluado en dos direcciones con el patrón de tres pozos.

Cinco-pozos: Es un parámetro convencional para más procesos; como en el caso de una prueba piloto la cual debe indicar la permeabilidad de dirección y características de la producción por que la línea de flujo de la corriente radiada hacia el exterior en todas direcciones desde el pozo inyector a los cuatro pozos productores.

Siete-pozos: Este es deseable en un campo con baja productividad y buena

inyectividad.

Nueve-pozos: Utiliza 8 pozos productores y un pozo de inyección. Es ideal cuando la productividad del aceite es baja y el aire de inyectividad es alto. Es también muy adecuado para iniciar un proyecto piloto pequeño y expandirse a lo largo del área. El pozo productor en un espacio de parámetro pequeño puede ser desarrollado de acuerdo a varios horarios.

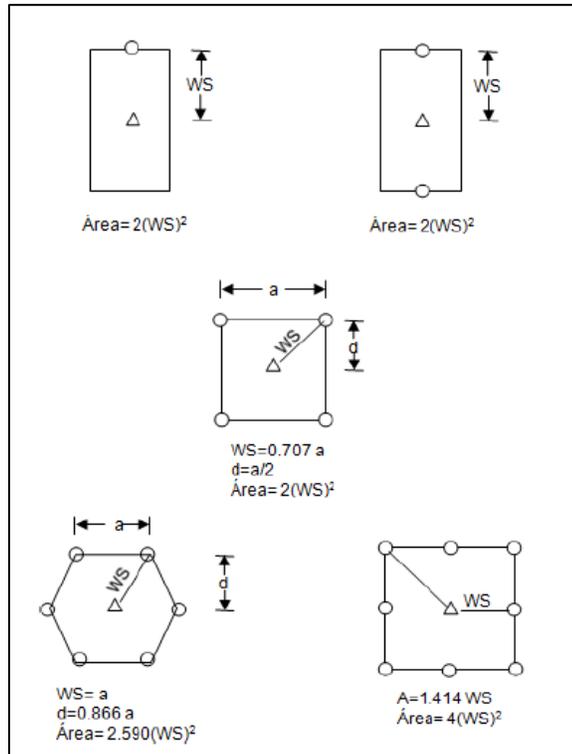


Figura 5.2 Arreglo de pozos empleados en la recuperación térmica (Jones, J)

5.4.2 ESPACIAMIENTO DE LOS POZOS

Está relacionado con los costos de operación los cuales deben ser balanceados, y el resultado puede ser aplicable para una escala completa de desarrollo. En un yacimiento con bajo costo el parámetro para ser perforado puede ser de 1.25 acres de espacio. Este espacio reduce la inversión con un equipo de compresor de aire y decrece el tiempo de operación. Cuando el costo del pozo es alto, 10 acres de espacio puede ser necesario y la operación de tiempo puede ser mar larga. Cuando la profundidad del campo es solo 300pies, el espacio es muy económico.

5.5 CEMENTACIONES

La cementación en pozos térmicos difiere de los pozos convencionales en los siguientes aspectos⁴⁴:

- El cemento debe circular a la superficie en cada tubería de revestimiento. El objetivo es proveer un completo llenado en el espacio anular entre el agujero y la T.R. para sujetarla firmemente, reduciendo así, el efecto de pandeo y deslizamiento en la tubería. Además, el cemento debe de proteger la tubería de posible corrosión y prevenir el flujo incontrolado de fluidos calientes afuera de la T.R.
- Debe de utilizarse cemento clase H o G con al menos 30% de sílice. En caso de ser necesarios se podrían retardadores, aceleradores, reductores de viscosidad y aditivos para controlar las pérdidas de circulación. El uso de este tipo de cemento se debe a la consideración del uso de pozos en donde se tienen temperaturas superiores a los 230 °F, debido a que la fuerza compresiva del endurecimiento del material es significativamente reducida cuando se expone a temperaturas mayores.
- Se debe tener especial cuidado en:
 - Estimar la cantidad de lechada de cemento necesario.
 - Estimar el tiempo para correr la tubería y circular el cemento a la superficie, mientras se desplaza los bajo condiciones a las cuales no se permita fracturar la formación.
 - Determinar el espesor del cemento, número de centradores y equipo de flotación.

El papel que juega el sílice en el cemento clase G msujeto a altas temperaturas es el de reaccional con el hidróxilo de calcio para formar un tipo de silicato de calcio el cual pierde fuerza a altas temperaturas. Cuando exuste más sílice que el requerido para formar este tipo de silicato de calcio, el sobrante reacciona para formar una sola fase cementante que reacciona con excelentes características de resistencia a la temperatura.

El cemento normal utilizado para pozos convencionales y somero ha demostrado que pierde un 80% de su fuerza compresiva cuando se somete a temperaturas de 400 °F durante una semana. Esta pérdida de fuerza compresiva es generalmente acompañada por un incremento en su permeabilidad del cemento fraguado; este incremento en la permeabilidad (hasta 200 veces mayor), es normalmente de poca importancia a excepción de yacimientos con baja permeabilidad, los cuales no son muy importantes en proyectos de inyección de vapor.

Idealmente, el cemento debería retener su diseño al esfuerzo compresivo, baja permeabilidad, y su adherencia a la formación como a la tubería incluso después de su exposición a ciclos de altas temperaturas por periodos prolongados de tiempo.

5.6 TERMINACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE LOS POZOS PARA LA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

El diseño de las terminaciones de los pozos debe enfocarse en los siguientes puntos:

1. Proteger de los efectos de origen térmico tanto al cemento como a las tuberías, por largos períodos.
2. Aislar las formaciones problema de la columna geológica atravesada y sellar toda comunicación a la superficie, principalmente durante la etapa de inyección.
3. Manejar el vapor dentro del pozo a las condiciones a las que se estima se tendrá mejor respuesta.
4. Aprovechar al máximo el comportamiento de la distribución del vapor dentro del yacimiento.
5. Mantener una zona de alta permeabilidad alrededor del pozo inhibiendo el daño provocado por el arrastre de sólidos durante la etapa de producción.

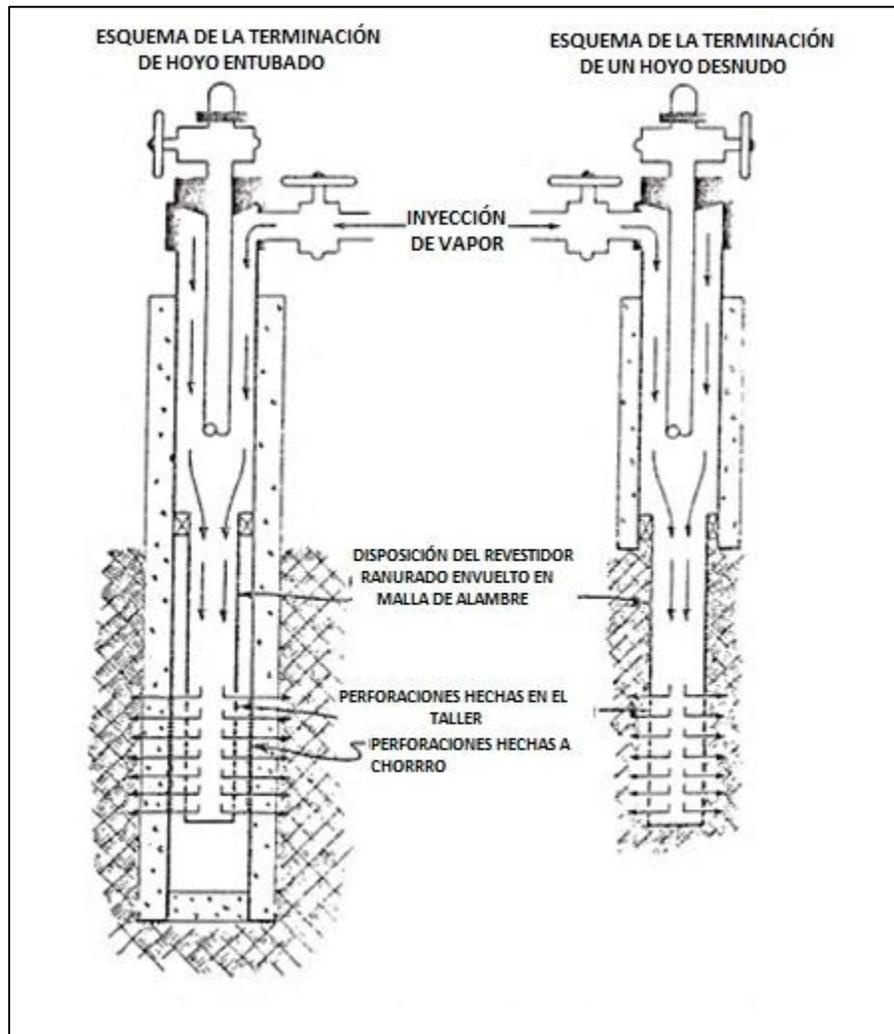


Figura 5.3 Esquemas de terminaciones de pozos para un proyecto de IAV (Jones, J).

La temperatura a la que estarán sometidos los pozos de inyección depende de la presión y la calidad del vapor inyectado. Con estos valores se establece el diseño de las terminaciones, bajo los siguientes criterios:

1. La protección a los pozos contra los efectos de la temperatura depende de:
 - a) Tener un diseño adecuado del espacio anular entre la TP y la TR.
 - b) Garantizar el buen funcionamiento de los elementos que aíslan el espacio anular, de la porción del pozo que está expuesta directamente al vapor.

c) Que los esfuerzos de origen térmico que se generen no sean superiores a los del límite elástico de las tuberías.

d) Utilizar materiales para la cementación, estables a altas temperaturas.

e) Usar dispositivos que absorban los movimientos de las tuberías.

f) Emplear aislante en el espacio anular, principalmente en pozos viejos que serán acondicionados como pozos inyectoros.

2. Un eficiente aislamiento del pozo hacia la superficie, radica en lograr una adecuada cementación de las TR's, para esto son importantes los siguientes aspectos.

a) Dominar todos los detalles de la columna geológica.

b) Garantizar la calidad mediante los registros apropiados.

3. Cuando la formación tiene capacidad para aceptar vapor a gastos altos, éstos podrán manejarse dentro del pozo con mayor eficiencia, mientras mayor sea el diámetro de la tubería de inyección, y esto dependerá exclusivamente de su diseño térmico.

4. La segregación gravitacional es el mecanismo que se genera durante el proceso de inyección cíclica, debido a la distribución de saturaciones. Por lo que el diseño de la terminación del pozo frente a la formación, debe contar con características tales, que se aproveche al máximo la tendencia del vapor dentro del yacimiento, y para esto deberá definirse lo siguiente:

a) Conocer la potencia del cuerpo o cuerpos arenosos del intervalo productor; teniendo bien localizadas las interacciones de lutitas.

b) Conocer la orientación y el ángulo de los echados.

c) Determinar los valores de permeabilidad y sus posibles canales preferenciales:

Si el espesor neto productor de la arena es muy grande, conviene ubicar las ranuras de la tubería corta, referencialmente frente a la cara del estrato productor.

Si los espesores de las intercalaciones de lutitas son muy grandes, una alternativa es diseñar una terminación para la inyección selectiva y otra solución es la colocación de las ranuras frente a cada cuerpo de arena.

5. En arenas muy sueltas con alto contenido de arcillas, durante el flujo de fluidos

hacia el pozo, se tiene gran arrastre de partículas finas, las cuales se depositan en las vecindades del pozo, por lo que estos efectos pueden ser minimizados, de las siguientes maneras:

- a) La colocación de tuberías ranuradas cuya distribución y diámetro depende de la granulometría de la arena.
- b) Engravar el agujero ampliados los cedazos o tuberías ranuradas.

5.7 DISEÑO DE LOS POZOS PARA INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR

El diseño de los pozos térmicos se enfoca principalmente en evitar las interrupciones en la producción, debido a fallas mecánicas (fallas en el generados de vapor, falla en el suministro de energía al generador de vapor, fallas en los serpentines del generador de vapor) o por intervenciones a pos pozos (que tienen como objetivo restaurar el gasto de inyección o producción en caso de que no se tengan los perfiles de producción y/o inyección deseados).

Las principales consideraciones adicionales incluyen los grandes gastos de combustibles utilizados, la necesidad de enfriar los fluidos producidos y el efecto de la temperatura sobre los equipos superficiales y subsuperficiales).

La tubería de revestimiento tiende a elongarse, como cualquier metal, cuando se calienta. La manera normal de controlar la temperatura del revestidos, es utilizar un revestimiento aislante térmico en la sarta de inyección, es por ello que los pozos profundos para proyectos de vapor casi siempre están recubiertos con material aislante, como se verá mas adelante.

5.7.1 POZOS INYECTORES PARA YACIMIENTOS SOMEROS (<3000 PIES)

En este tipo de pozos se requiere juntas expansivas o juntas integrales expansivas las cuales evitan que el empacador se deslice y nos permite mantener la presión diferencial de arriba y abajo del empacador térmico.

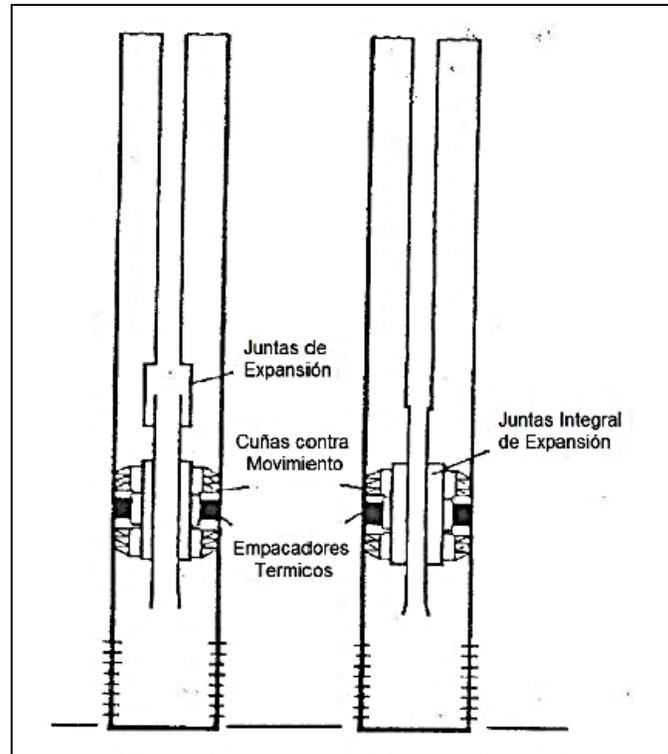


Figura 5.4 Esquemas de equipamiento de inyección para pozos someros (Jones, J).

5.7.2 POZOS INYECTORES PARA YACIMIENTOS PROFUNDOS (>3000)

Debido a que los equipos desarrollados para yacimientos poco profundos tienen fugas cuando estos son sometidos a altas presiones y altas temperaturas (> 1000 psi y >500°F); además existen mayores pérdidas de calor debido a las altas temperaturas; por lo que es necesario considerar esos dos factores al seleccionar el equipo que utilizaremos en el fondo del pozo para proyectos de inyección de vapor.

Para evitar las pérdidas de calor y el esfuerzo térmico en las TR y tuberías de inyección, podemos utilizar tubería de aislamiento. El diseño consiste en dos tubulares concéntricos soldados entre sí en los extremos. El tubular exterior proporciona la resistencia estructural primaria, mientras que el tubular interior sirve como una vía de flujo para el vapor. En el espacio anular entre los tubulares está lleno de un material aislante, ya sea evacuado de todo el aire o llenado con gas poco conductivos como es el Criptón. El pozo también consta de empaquetadores térmicos de materiales como teflón- grafito.

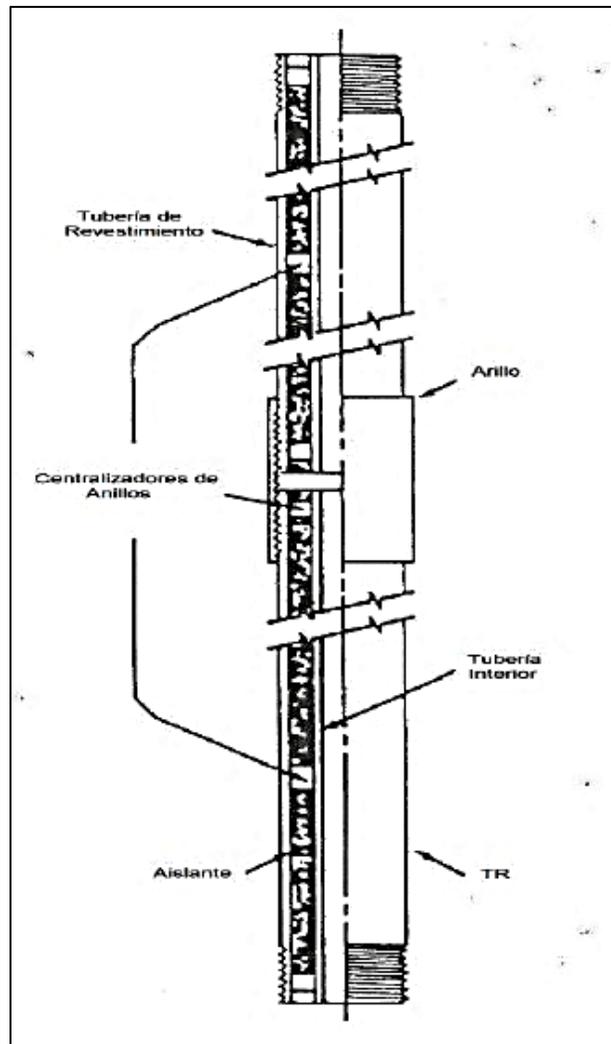


Figura 5.5 Esquema de tubería aislada para pozos profundos para IAV ,(Jones, J).

5.7.3 POZOS INYECTORES PARA FORMACIONES PRODUCTORAS MÚLTIPLES

En este tipo de casos en la cual se desea inyectar vapor simultáneamente a más de una arena productora usando un solo pozo de inyección, es conveniente mantener la calidad y el gasto de flujo de vapor inyectado en cada arena. El agua es inyectada a través de una tubería en una arena al vapor de salida, mientras el vapor es simultáneamente inyectado bajo una segunda tubería en dos arenas superiores; en este caso la inyección en la zona baja no representa ningún problema ya que una es una sola línea y se alimenta del agua en una sola zona, sin embargo la inyección en las zonas superiores es difícil debido a que el vapor tiende a seguir el camino de menor resistencia. Es probable que el vapor termine solo en una de las dos zonas; por lo tanto es necesario usar algunos medios mecánicos para separar el fluido

inyectado cuando se inyecta en más de una arena productora empleando un solo pozo³⁸.

5.7.3.1 INYECCIÓN CONCÉNTRICA

Este consiste en inyectar el vapor simultáneamente en tuberías interiores y exteriores que son usadas para separar el flujo de inyección en las dos arenas. Una variación de esta estructura es el uso de la TR como línea de inyección externa.

En el fondo del pozo es utilizado un dispositivo de expansión en la parte externa de la tubería y en la cabeza del pozo se varía para manejar la expansión de la tubería interna. Un solo set de empaques térmicos encima de la zona de aceite para prevenir que el vapor fluya hasta el espacio anular de la TR. Y otro segundo set de empaques térmicos entre las dos zonas productoras de aceite para mantener el vapor inyectado separado de las zonas. El extremo de la tubería exterior se encuentra enfrente de la zona superior productora de aceite y el extremo de la tubería interior se encuentra enfrente de la zona de aceite más baja.

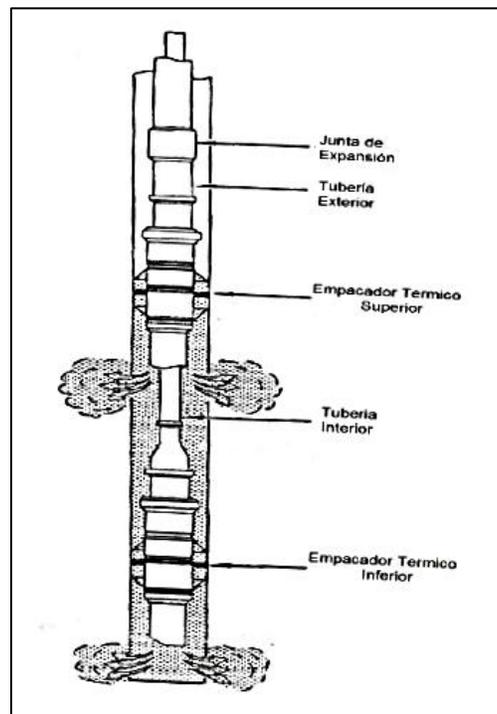


Figura 5.6 Esquemas de terminación concéntrica, (Jones, J)

5.7.3.2 INYECCIÓN PARALELA

Inyección de tubería paralela es un método en donde dos TR son puestas lado a lado en el pozo. La figura 5.7 muestra el esquema de la tubería, en donde usa dos tamaños de tubería estándar con un mecanismo de expansión en el fondo del pozo en cada tubería. La boca del pozo es modificada para manejar la TR. Una tubería larga (Típicamente 7" o 9-5/8") es requerida para acomodar las dos TR.

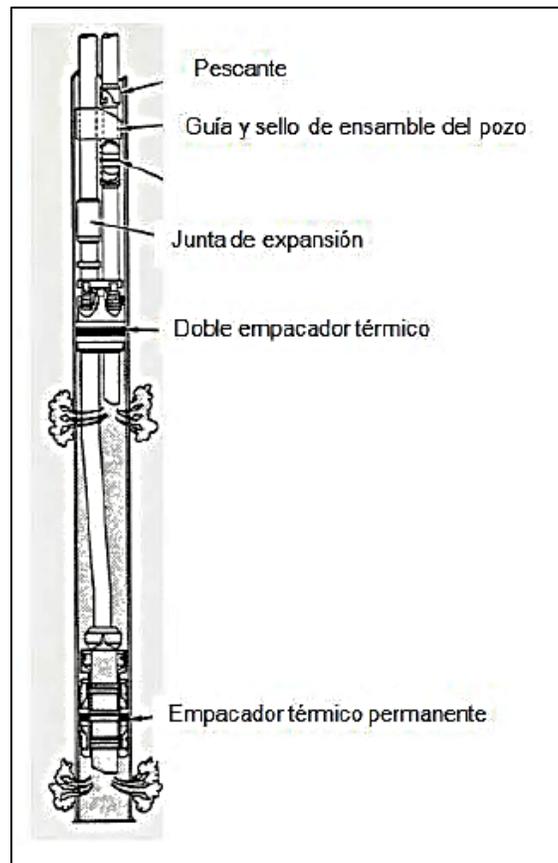


Figura 5.7 Ensamblaje de estrangulador de fondo de pozo, (Jones, J)

5.8 INSTALACIONES SUPERFICIALES DE PRODUCCIÓN

Usualmente la corriente de fluidos producidos fluye primero del cabezal del pozo a un separador o recipiente especial para separar el agua libre. Esta unidad está diseñada para separar el agua libre y el gas del crudo. La rapidez de separación de estas fases es aproximadamente proporcional a sus diferencias de densidad e inversamente proporcional a la viscosidad del crudo. La viscosidad de los crudos

pesados pueden ser reducida por calentamiento, lo cual incrementa la rapidez de separación las diferencias en densidades entre el agua y el crudo también sin incrementadas por calentamiento, por lo cual el aumento de temperatura tiene un doble beneficio sobre la separación. Otra manera de reducir la viscosidad de la fase petrolífera es agregar diluentes, ya sea en el separador o en el pozo. Otra posibilidad para incrementar la diferencia de densidades entre las fases agua y crudo es agregar sal al agua producida.

5.8.1 DESHIDRATACIÓN-DESEMULSIFICACIÓN

La corriente de crudos de los separadores primarios puede contener agua, en forma de emulsiones, en cantidades muy grandes para satisfacer las especificaciones. Con la finalidad de eliminar el resto de agua, dicha corriente de crudos es pasada a través de una segunda serie de recipientes. El agua presente en esta etapa es más difícil de separar, debido a que las pequeñas gotas están dispersas finamente. Para unir estas pequeñas gotas y para facilitar su remoción se puede producir de varias maneras:

1. Agregar sustancias químicas (desemulsificantes).
2. Incrementar el contacto entre las gotas para mejorar la rapidez de coalescencia y la eventual remoción. Esto se logra agitando el fluido, forzado los fluidos a través de lechos de materiales que promueven el esparcimiento del agua sobre sus superficies, y creando campos eléctricos para inducir una atracción bipolar entre las gotitas.
3. Agregar diluyentes, sustancias químicas y calor para incrementar el contraste de densidad entre las fases y la movilidad de las gotas al reducir la viscosidad del crudo.
4. El grado de dificultad en las tareas de remoción del agua de los crudos hasta niveles aceptables, están relacionados con la estabilidad de las emulsiones las cuales son controlada principalmente por las propiedades del crudo.

5.8.2 ELIMINACIÓN CONTINUA DE VAPOR

Típicamente se puede esperar que las aguas de desecho en si contengan algunos sólidos, petróleo y gas. Los sólidos, usualmente contaminados con petróleo, incluyen sedimentos de arena, lodo y compuestos metalorgánicos complejos y a veces sólidos orgánicos. Los únicos problemas de eliminación no comunes,

relacionados con las operaciones térmicas, son aquellos que resultan de la influencia del sulfuro de hidrogeno y de los volúmenes considerables de contaminantes potenciales que deben ser manejados.

Los procedimientos usuales para tratar los gases son: la condensación, la incineración y la depuración. La condensación puede ser efectiva desde el punto de vista de costos donde haya suficiente hidrocarburos líquidos que pueden ser extraídos. La incineración se utiliza para convertir sulfuro de hidrogeno a dióxido de

azufre y también para quemar gases de hidrocarburos. La utilización de chimeneas altas puede ser necesaria para asegurar un nivel aceptable de dispersión de contaminantes a nivel del suelo.

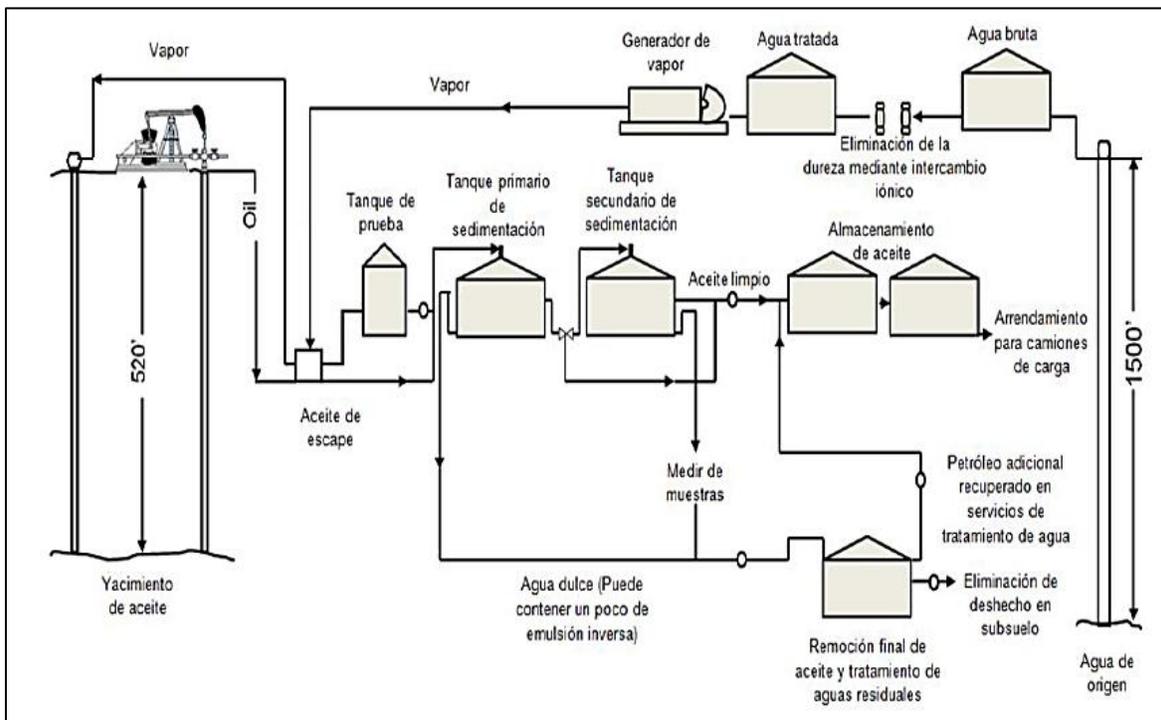


Figura 5.8 Diagrama de instalaciones superficiales que intervienen en la inyección cíclica de vapor, (Jones, J).

5.9 IMPORTANCIA DE LA GEOLOGÍA EN LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

La geología es importante tanto en los métodos convencionales como en los métodos de recuperación secundaria y mejorada, sin embargo, en métodos de recuperación de aceites pesados es aún más importante debido a que los fluidos inyectados (vapor, aire, oxígeno, agua caliente, CO₂) son costosos y por lo tanto es

muy importante que fluyan en la dirección deseada.

Las variaciones de permeabilidad podrían resultar en una distribución inapropiada de los fluidos inyectados, debido a canalizaciones y por lo tanto se obtendrían bajas recuperaciones.

Por lo tanto es de vital importancia conocer y entender la geología de un campo al que se le va aplicar inyección de vapor, ya que de esto depende el éxito del proyecto entero. Un estudio preliminar de la geología revelará si se conocen los siguientes criterios para una inyección de vapor exitosa³⁹.

1. Buena calidad de yacimiento, con porosidad y permeabilidad favorables.
2. Continuidad lateral del yacimiento sobre una área lo suficientemente larga
3. Una capa adecuada de roca impermeable para mantener confinado el vapor verticalmente.
4. Adecuada saturación de aceite
5. Un espesor del yacimiento adecuado.

Un aspecto muy importante y poco estudiado de la recuperación de aceites pesados por métodos térmicos, es la interacción de los minerales de las rocas con los fluidos inyectados. Esto lleva a la formación de nuevos minerales, creación de canales de disolución, hinchamiento de ciertas formaciones o incluso compactación de otras. Como resultado, podría existir una irreparable pérdida de productividad o inyectividad.

5.9.1 CONDICIONES GEOLÓGICAS QUE DETERMINAN EL ÉXITO DEL PROYECTO

En general, todos los elementos y características de la geología pueden dividirse en dos categorías: Estructurales y estratigráficos³⁹.

5.9.1.1 ESTRUCTURALES

La rama de la geología conocida como geología estructural incluye el estudio de una amplia variedad de procesos que actúan sobre las rocas desde que comienzan

a formarse y hasta después de que se han formado. El desarrollo de un proyecto de inyección de vapor está fuertemente influenciado por características estructurales secundarias como pliegues o fracturas. Estas características fueron creadas después de la formación de la roca, por procesos tectónicos como levantamientos, esfuerzos extensionales, compresionales, o de cizalla.

5.9.1.2 PLIEGUES

Los más simples de todos los pliegues son aquellos en los que la roca se inclina en la misma dirección. Estos son conocidos como homoclinales o monoclinales. Un tipo de pliegue más complejo incluye aquellos en los que la roca se arquea alrededor de un eje central, causando que el manto se incline hacia adentro o hacia fuera. Estos tipos de pliegues son conocidos como anticlinales o sinclinales. Debido a que las rocas sedimentarias se hacen más jóvenes del fondo a la superficie, los anticlinales tienen rocas más viejas en su núcleo. El conocimiento del tipo de pliegue que está presente en el yacimiento al que se le va a aplicar la inyección es importante debido a que los pliegues ayudan a controlar los movimientos de los fluidos y la acumulación de hidrocarburos.

El movimiento de fluidos en el yacimiento es un tema muy complejo. Sin embargo, ciertos movimientos pueden predecirse. La dirección y magnitud de la inclinación del yacimiento afectan fuertemente estos movimientos. En inclinaciones moderadas, el vapor puede migrar hacia arriba, o puede seguir caminos influenciados por tener mayor permeabilidad que la originada por las condiciones de sedimentación. En yacimientos con inclinaciones más severas, el vapor presentará una fuerte tendencia a viajar hacia arriba, calentando y desplazando al aceite hacia el fondo del yacimiento debido a segregación gravitacional.

Además de la influencia de movimiento de los fluidos, las características estructurales controlan la posición de las acumulaciones del aceite y gas. En general, el aceite migra hacia la parte superior del anticlinal, el casquete de gas puede o no estar presente en la cima de la estructura. El contacto de agua aceite o la zona de transición está influenciada por el acuífero y ciertas propiedades del yacimiento como la presión capilar. En ocasiones, las acumulaciones de aceite pueden encontrarse en sinclinales.

Sin embargo, de conocerse bien la estructura del yacimiento se puede diseñar el proyecto de manera que se obtenga ventaja del hundimiento de la formación, por ejemplo, se pueden localizar los pozos la parte baja de la zona de aceite, logrando así, que el drene gravitacional influya en la recuperación.

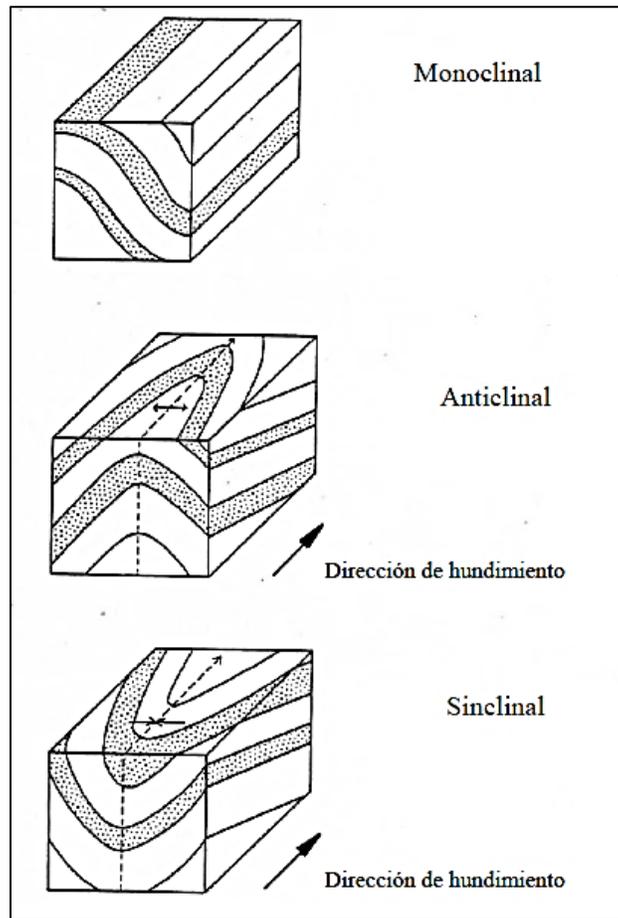


Figura 5.9 Diagrama de estructuras, pliegues (Farouq Ali, S.M., 1970).

5.9.1.3 FRACTURAS

Cuando un esfuerzo tectónico causa fracturas en las cuales una unidad de la roca es desplazada, se forman las fallas. La falla plana puede servir como un conducto a través del cual los fluidos pueden migrar, o está puede formar una barrera para el movimiento de los fluidos, especialmente si el manto permeable queda en contacto con un manto impermeable.

El desarrollo de un proyecto de inyección de vapor será afectado por los elementos estructurales. Los pozos inyectoros y los productores pueden ser colocados de tal forma que se aproveche preferencias naturales de movimiento de fluidos.

5.9.1.4 ESTRATIGRAFÍA

Definida en forma simple, la estratigrafía es el estudio de los estratos (mantos) de rocas. Está enfocada principalmente al estudio del orden en el cual las rocas sedimentarias fueron depositadas en un área en específico y la correlación de esos depósitos en otras áreas. Estudiando los recortes de perforación en un campo, los geólogos interpretan y documentan la columna geológica.

5.9.1.5 SEDIMENTACIÓN

Las rocas sedimentarias son formadas en dos maneras distintas: como acumulación de fragmentos de rocas transportados desde su origen hasta otra locación donde se depositan, o como acumulación de material secretado por organismos o precipitados de solución. En general, el principal ambiente en el cual las rocas sedimentarias se forman son continental, costero, submarino somero, y submarino profundo. Con estos ambientes, las condiciones bajo las cuales los sedimentos son depositados ejercen una fuerte influencia sobre las características de estos sedimentos. El tamaño y la forma de un cuerpo de arena está controlada por el material clástico disponible, la topografía del terreno sobre el cual se acumuló, el medio de transporte de los sedimentos, y una gran variedad de procesos que actúan sobre ellos. El principal medio de transporte es el agua; pero la gravedad, el hielo, y el viento juegan también un rol importante.

La velocidad del medio es crucial para determinar el tamaño de las partículas que será transportado. En general, una alta velocidad de transporte, puede llevar partículas de gran tamaño.

5.9.1.6 MINERALOGÍA

La descomposición de las rocas del yacimiento es un factor importante en el análisis estratigráfico. Debido a que ellas están compuestas de fragmentos de rocas preexistentes, las rocas sedimentarias exhiben una gran variedad de compuestos químicos. Algunas presentan muy pocos minerales en su composición, por ejemplo las arenas tienen casi un 99% de cuarzo.

Muchas rocas están compuestas de dos minerales diferentes: aquellos que fueron transportados y depositados, y aquellos que se forman después del depósito. Debido a que los fragmentos de las rocas no están en equilibrio químico entre sí mismos ni entre los fluidos que contienen, las reacciones químicas pueden ocurrir para alterar las condiciones originales de los granos y los poros. Estos procesos químicos, conocidos como diagénesis, pueden tener un gran efecto en la porosidad

y permeabilidad.

Existen yacimientos en los cuales los minerales pueden formar sellos al estar expuestos a altas temperaturas, además si el agua de alimentación contiene sales estas pueden precipitarse y causar daño en la formación.

Es muy importante tener un análisis adecuado de los compuestos minerales en la formación y usar esta información para evaluar a los yacimientos candidatos a una inyección de vapor.

5.9.1.7 HETEROGENEIDADES DEL YACIMIENTO

Las heterogeneidades en el yacimiento es un tema difícil de generalizar, sin embargo es muy importante ya que afectan gravemente al proyecto de inyección de vapor, y de no ser caracterizadas eficazmente pueden llevar al proyecto a obtener bajas recuperaciones de aceite.

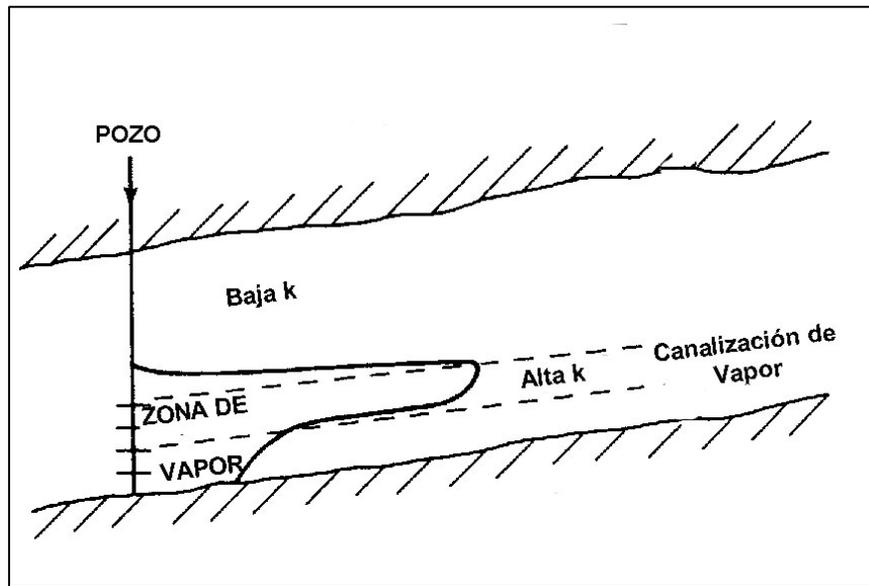


Figura 5.10 Canalización de vapor en una zona de alta permeabilidad, (Farouq Ali, S.M., 1970)

La figura 5.10 muestra la importancia de la heterogeneidad en el yacimiento, en ella se muestra una sección con una permeabilidad más alta, la cual funciona como un canal por el cual fluye más fácilmente el vapor, reduciendo la efectividad del método.

5.10 INDICADORES ECONÓMICOS PARA DETERMINAR LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

Muchos factores son considerados al momento de determinar que tan rentable puede resultar la inyección cíclica de vapor. Algunos de estos factores son; la inversión requerida para su instalación, precio de venta del crudo, costo de producción por barril, entre otros.

La evaluación económica representa una herramienta de ayuda en la toma de decisiones, pues ofrece criterios económicos que permiten jerarquizar los proyectos o alternativas con el fin último de maximizar las ganancias.

Los indicadores que se presentan a continuación ofrecerán respuestas a muchas interrogantes que pudieran surgir al respecto del atractivo de los proyectos. Los indicadores permiten ver, desde diversos enfoques, los beneficios y costos

esperados para evaluar proyectos o jerarquizarlos y discriminarlos como parte del portafolio de inversión.

5.10.1 VALOR PRESENTE NETO

El Valor Presente Neto es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual. Si el VPN es mayor que cero, entonces un proyecto se considera rentable.

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{FE}{(1+t)^i} \quad (5.2)$$

Donde:

FE= Flujo de efectivo

t= tasa de descuento

n= número de años

5.10.2 VALOR PRESENTE DE LA INVERSIÓN

Es la inversión realizada a un tiempo determinado.

$$VPI = \sum_{i=0}^n \frac{(Inv)}{(1+t)^i} \quad (5.3)$$

Donde:

Inv= Inversión

t= tasa de descuento

n= número de años

5.10.3 VALOR PRESENTE DE COSTOS DE OPERACIÓN

Son los costos de operación obtenidos al realizar el proyecto a un tiempo determinado.

$$VPI = \sum_{i=0}^n \frac{(Co)}{(1+t)^i} \quad (5.4)$$

Donde:

Co= Costos de operación

t= tasa de descuento

n= número de años

5.10.4 VPN/VPI

Eficiencia de la inversión, la cual se obtiene del cociente del VPN sobre el VPI.

$$EF_{INV} = \frac{VPN}{VPI} \quad (5.5)$$

5.10.5 RELACIÓN BENEFICIO COSTO (RBC)

Es el resultado del cociente del valor actual de los ingresos netos (I_t) entre la inversión nicial (C):

$$R_{bc} = \frac{I_t}{c} \quad (5.6)$$

Donde:

$$I_t = \frac{I_1}{(1+t)} + \frac{I_2}{(1+t)^2} + \frac{I_3}{(1+t)^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+t)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+t)^n} \quad (5.7)$$

5.10.6 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos), es igual a los flujos de efectivo negativo (costos totales). Es decir, la tasa a la cual el Valor Presente Neto es igual a cero. Es la tasa de descuento en la que el valor actual neto de una inversión es igual a cero. También es la tasa máxima de interés que gana el capital en un periodo determinado. Esta tasa tiene que ser mayor a la tasa mínima de rendimiento exigida por el proyecto de inversión.

$$TIR = \sum_{i=0}^n \frac{FE_i}{(1+t)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{FEC_i}{(1+t)^i} \quad (5.8)$$

Donde:

FE= Flujo de efectivo positivo (ingresos)

FEC= Flujo de efectivo negativo (costos)

T= Tasa de descuento = TIR

I= Año

n= Número de años.

Esta tasa debe ser mayor que el costo del capital, es decir, lo que cuesta financiarse para realizar el proyecto de inversión, por lo que el criterio general es el siguiente:

Costo-beneficio > 100% se acepta el proyecto de inversión.

Costo-beneficio < 100% se acepta el proyecto de inversión.

5.11 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Generalmente un pozo al cual se le aplica una estimulación con vapor, es decir, inyección cíclica de vapor, aún cuenta con la energía suficiente para llevar los fluidos a la superficie con la propia energía del yacimiento, al menos durante los primeros ciclos. Sin embargo, en muchas ocasiones es necesario un sistema artificial de producción para levantar los fluidos del fondo del pozo a la superficie.

El principal reto al bombear fluidos calientes son las altas temperaturas frecuentemente encontradas, en proyectos de SAGD se pueden presentar temperaturas de 260°C mientras que en proyectos de inyección cíclica de vapor hasta de 350°C⁴⁰.

El sistema artificial de producción más usado para las operaciones de inyección de vapor es el bombeo mecánico, aunque también se ha aplicado bombeo hidráulico e incluso se ha aplicado bombeo eléctrico centrífugo con excelentes resultados. Existen varios problemas cuando se utilizan sistemas artificiales con fluidos calientes, pues estos pueden ocasionar un mal funcionamiento de los dispositivos utilizados, y si a esto le añadimos que generalmente se produce vapor junto con el aceite, el problema se complica aún más.

5.11.1 BOMBEO MECÁNICO

El bombeo mecánico está diseñado para levantar aceites viscosos y a altas temperaturas, es de fácil diseño y es un tanto flexible, pero no es adaptable a grandes profundidades. Es el sistema artificial más comúnmente usado en proyectos de inyección de vapor, pero una de sus principales desventajas es que no

puede producir altos gastos. A continuación se presentan los principales problemas encontrados en proyectos de inyección de vapor con este sistema artificial⁴⁰.

Para aceites pesados, los problemas de levantamiento normalmente caen en tres categorías: (1) el crudo es de muy alta viscosidad, (2) la temperatura es muy alta, y (3) existe producción de arena.

Cuando el crudo es de alta viscosidad a condiciones de fondo, la caída de la varilla es significativamente retrasada, requiriendo que la velocidad de la bomba se reduzca. Este problema puede ocasionar que el pozo deje de ser bombeado. Una solución común a esto es inyectar un diluyente a través del hueco de la varilla o al lado de la sarta para mejorar su caída y el comportamiento de la bomba. El diluyente generalmente es obtenido a partir de componentes ligeros del aceite producido principalmente por una unidad de destilación, pero crudos ligeros son frecuentemente usados cuando son fácil de conseguir y compatibles con el crudo más pesado.

La caída de la varilla también ha sido mejorada levantando el aceite a través del espacio anular, una estopera de fondo justo encima de la tubería perforada aísla los fluidos de la tubería.

El levantamiento de los fluidos producidos a temperaturas elevadas puede presentar problemas. Las bombas pueden actuar pobremente, incluso cuando la separación de gas en el fondo del pozo es efectiva, debido a que el agua caliente puede evaporarse rápidamente en el interior de la bomba y causar un bloqueo de vapor reduciendo así la eficiencia de la bomba. Los remedios son pocos: (1) cerrar el pozo y permitir que se enfríe, así podría producir intermitentemente; (2) incrementando la presión del fondo del pozo para disminuir la evaporación del agua; (3) agregar un líquido (antes de la bomba) para disminuir la temperatura de fondo. Sin embargo, ninguno de estos métodos es eficiente. Pues si se permite que el pozo se enfríe e incrementando la presión podría resultar en una pérdida del gasto promedio de producción. El agregar algún líquido enfriante, de los cuales el agua es el más común, podría no ser tan efectivo en reducir la temperatura si la temperatura es muy alta, entonces sólo se aumentaría la cantidad de vapor en la bomba. Además, esto requiere de instalaciones adicionales (líneas, bombas, incremento en la capacidad de los tanques y separadores, etc.) y un incremento en la capacidad del equipo de levantamiento.

El vapor o el gas fluyendo a través de la bomba podrían causar también un bloqueo por gas y reducir severamente la eficiencia de la bomba. Esto podría ocurrir sólo en donde la presión de fondo fluyendo sea suficientemente alta para permitir que el gas fluya a través de la tubería.

5.11.2 BOMBEO ELECTRO CENTRÍFUGO

En Orinoco, Venezuela se utilizó exitosamente el bombeo eléctrico sumergible para levantar los fluidos producidos mediante una estimulación cíclica de vapor en pozos horizontales. El crudo era de 9.5° API, la bomba utilizada tenía una capacidad de 2900 BPD, contaba con doble separador de gas y resistía una temperatura de 450°F (232°C), el motor tenía una potencia de 305 HP y estaba equipado con un sensor para monitorear la presión y la temperatura. Se utilizó nitrógeno como aislante térmico para proteger a la T.R. el vapor inyectado tenía una calidad de 80%, la máxima presión de inyección fue de 1300 psi y la temperatura máxima de 580°F (304°C) en la cabeza del pozo. La producción se inició con una presión de fondo de 975 psi y una temperatura de fondo de 282°F (138.8°C), se utilizó un diluyente de 22° API para disminuir la densidad del aceite además de enfriarlo, de manera que pudiera ser bombeado sin dañar el equipo. La temperatura máxima permitida fue de 300°F (148.8°C) y se tuvo un incremento de la producción de 150 BPD que se tenía a 950 BPD con la inyección cíclica de vapor⁴⁰.

En Canadá, para el proceso SAGD, la temperatura de fondo está entre 180°C y 209°C, mientras que las bombas electro centrifugas estándar soportan temperaturas hasta de 149° C, sin embargo, se han desarrollado componentes como motores, cables, bombas y protectores avanzados, que se han adaptado para resistir temperaturas de hasta 218°C.

5.11.3 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

Mientras que el bombeo mecánico ofrece una gran resistencia a temperaturas altas, está limitado en cuanto al gasto que puede entregar. El bombeo eléctrico sumergible por otro lado, puede manejar altos volúmenes de producción, pero aún está limitado en términos de su máxima temperatura de operación.

Uno de los sistemas artificiales que ha mostrado tener buen funcionamiento con crudos pesados es el de cavidades progresivas, el cual consiste básicamente en dos partes, el rotor y el estator. Puede utilizarse a grandes profundidades y resiste el ataque de corrosión causado por H₂S, sin embargo, una parte esencial y frecuentemente la que más problemas ocasiona es el elastómero, el cual cubre el contorno del estator.

Un elastómero está hecho de un material que puede extenderse repetidamente, al

menos dos veces de su longitud original, y regresar rápidamente a sus dimensiones originales. Todos los elastómeros fabricados presentan una disminución gradual en sus propiedades mecánicas debido al incremento de la temperatura, generalmente soportan una temperatura de hasta 160°C y como precaución se utiliza una temperatura límite de 150°C. Es por esto que este sistema artificial no era considerado como una posibilidad para usarse en proyectos de inyección de vapor. Sin embargo, recientemente se han mejorado la resistencia del elastómero para poder usarlo en ambientes de alta temperatura.

En Canadá, con el propósito de usar este sistema en proyectos de inyección de vapor se desarrolló un estator completamente metálico y, por tanto, es capaz de soportar altas temperaturas. El estator se compone de 3 elementos, de 9 pies de largo cada uno. En este, se introduce el rotor. Ambos son especialmente recubiertos para alta temperatura y resistencia al desgaste, pero el rotor actúa como un elemento de sacrificio, es decir, se desgasta más rápido que el estator, diseñado así, debido a que es más sencillo reemplazarlo.

Este nuevo sistema de cavidades progresivas resiste temperaturas hasta de 350°C, por lo que es ideal para trabajar en proyectos de inyección cíclica de vapor y SAGD.. Además de que puede trabajar con crudos de baja o alta viscosidad, por lo que no necesita diluyentes. Este sistema se probó en varios pozos con excelentes resultados superando incluso al sistema de Bombeo Electro Centrífugo.

CAPÍTULO VI

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO DE TABASCO

El campo Samaria Neógeno, ubicado en la cuenca terciaria en el sureste de México, está constituido por depósitos de arena de ambiente tipo fluvial, formado por canales entrelazados y apilados, en formaciones de edad Plioceno, a profundidades de 700 a 1,000 metros, tiene un volumen original de 650 MMB de petróleo extra-pesado y una reserva de 129 MMB⁴¹.

Fue descubierto en 1960 con la perforación del pozo Samaria 2, productor de petróleo extra pesado con densidad menor de 10 °API y viscosidad de 1,000 a 5,000 cps a condiciones de yacimiento, fue clasificado como petróleo no comercial, debido a que no pudo ser extraído con las técnicas convencionales.

Se perforaron 8 pozos, todos resultaron productores de petróleo extra pesado, fue posible producirlos en frío utilizando bombeo mecánico y para transportarlo hasta las baterías se utilizó mejorador de flujo. La producción neta obtenida en frío, varió de 70 bpd a 280 bpd para los pozos verticales y hasta 400 bpd para los horizontales, después de estimulados con vapor la producción se incrementó de 615 a 1,700 barriles.

El primer pozo se perforó en mayo del 2009, produjo durante 6 meses en frío y en el mes de diciembre fue estimulado con vapor.

6.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO TÉRMICO UTILIZADO

El proceso de vapor es más ampliamente utilizado, porque permite obtener resultados rápidamente para evaluar la eficiencia en la recuperación de aceite, es la inyección alterna o cíclica de vapor.

Un pozo puede someterse a varios ciclos de inyección, mínimo 3, que dependerán de las condiciones mecánicas del pozo y de la producción.

6.2 PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS.

Durante la perforación de los pozos se programó la recuperación de núcleos de tal manera que se muestrearan todas las arenas perforadas. Los datos se muestran a continuación:

Propiedades de la roca y los fluidos	
Saturación de agua	0.18-0.30
Porosidad	0.20-0.38
Densidad de la roca	2.635 g/cm ³
Permeabilidad	1-6 Darcy
Profundidad	600-1000 metros
Espesor neto	120-150 metros
Salinidad	5000-15000 ppm

Tabla 6.1. Propiedades de la roca y los fluidos del Campo Samaria Neógeno

La presión original del yacimiento es de 94 Kg/cm² a la profundidad de 1,000 metros.

En lo que respecta a las propiedades de los fluidos se tomaron muestras de fondo del pozo Sam-916 y se realizó análisis PVT. Las propiedades principales son las siguientes:

Propiedades de los fluidos	
Presión de saturación	36.4 [kg/cm ²]
Relación gas-aceite	9.49 [m ³ /m ³]
Factor de volumen del aceite, Bo	1.037
Compresibilidad x10 ⁻⁶	106.23[kg/cm ²]
Viscosidad @T y P yacimiento	1249 [cp]
Densidad @TyP yacimiento	0.973 [gr/cm ³]

Tabla 6.2. Propiedades de los fluidos pozo Sam-916

La viscosidad del aceite varía para cada pozo, el efecto de la temperatura sobre el aceite muerto para cada uno de ellos se muestra en la Figura 6.1. Como puede observarse, existe una reducción drástica de la viscosidad del aceite al incrementar la temperatura; en todos los casos, con llevar la temperatura a 100°C, la viscosidad se reduce en dos órdenes de magnitud.

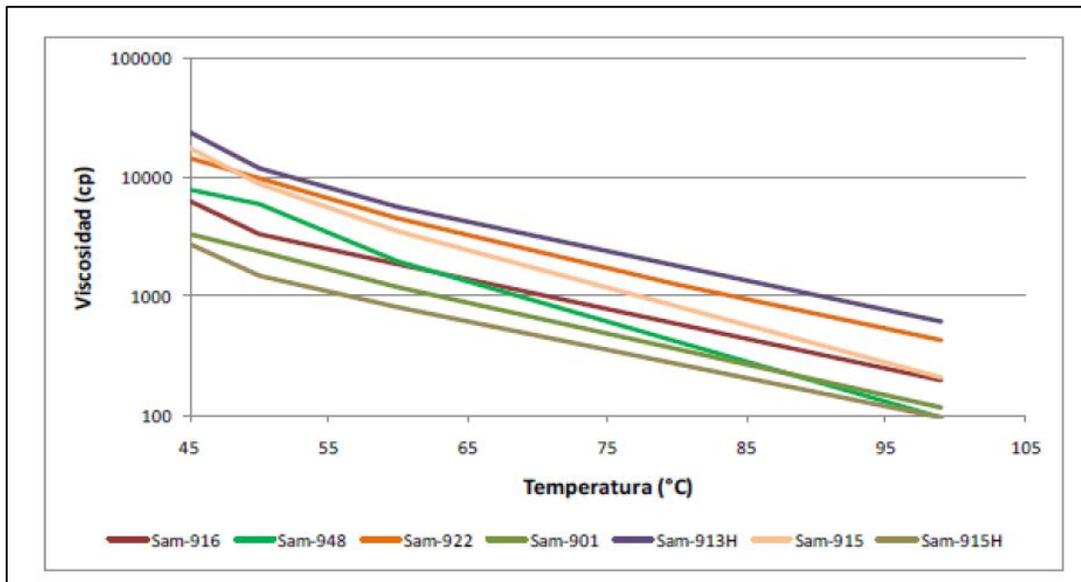


Figura 6.1 Comportamiento de la viscosidad con la temperatura, (Arteaga M., 2011)

6.3 DESARROLLO DEL PROYECTO.

Se contempló la perforación de ocho pozos, cuatro verticales, tres horizontales y uno desviado, lo que permitiría analizar diferentes geometrías de pozo y más del 60% de las arenas. Se terminaron en agujero entubado debido a la alta saturación de agua en los intervalos de interés y se dispararon con pistolas de agujero amplio en varios intervalos. Para el control de arena se utilizó tubería ranurada y como tubería de inyección-producción se utilizó tubería aislada al vacío para eliminar las pérdidas de calor.

Se determinó desarrollar la prueba en dos etapas:

1. Evaluar en frío los cuatro pozos verticales y el direccional por un período de seis meses y los tres pozos horizontales por tres años utilizando sistemas artificiales.
2. Evaluar el comportamiento después de la inyección de vapor de los cuatro pozos verticales y el pozo desviado, inyectando entre 3,000 y 5,000 toneladas de vapor por pozo, a un gasto de 10 toneladas/hr.

6.4 DISEÑO, PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE LOS POZOS.

La ubicación de los pozos se presenta en la Figura 6.2.

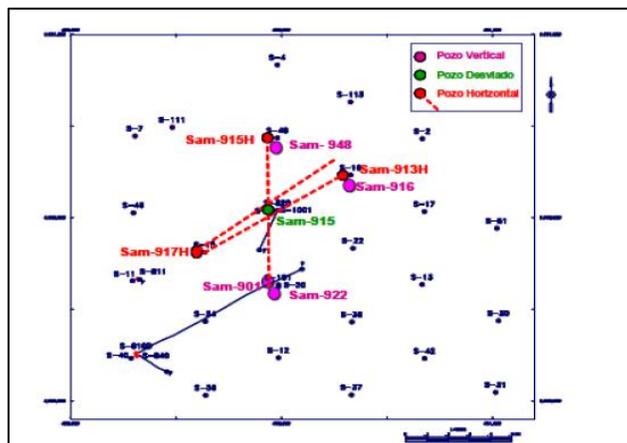


Figura 6.2 Ubicación de los pozos de la prueba piloto (Arteaga M., 2011)

Por las altas temperaturas que se alcanzarán durante las etapas de inyección de vapor y de producción en caliente, es necesario tener una buena cementación hasta superficie con cemento térmico, y colocar juntas de expansión que absorban los esfuerzos mecánicos generados por la expansión térmica a lo largo de la tubería.

Con el objeto de disminuir las pérdidas de calor durante la inyección, por radiación y convección, a lo largo del pozo, y mantener en lo posible la calidad del vapor que llega a la formación, se utilizó aparejo térmico con tubería aislada al vacío, lo cual además brinda una protección adicional al cemento y evita el calentamiento de los acuíferos presentes en la zona.

6.5 DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACIÓN.

La presión externa, para el diseño de la tubería de revestimiento de explotación, se definió con la presión inicial del yacimiento, referida a la arena más profunda, 1,337 psi.

Se utilizó tubería aislada al vacío⁴³, la cual es una tubería concéntrica con atmósfera de vacío en el espacio anular, con capas difusoras para contrarrestar los efectos de pérdidas de calor por radiación con una disminución de calor menor a 1 °C/100 m,

para proteger la tubería de revestimiento de la degradación térmica del cemento ya que a temperaturas elevadas, por encima de 110 °C, el cemento presenta un decremento en la resistencia compresiva⁴² como también para mantener la condición de carga elástica en todas las conexiones de la tubería de revestimiento.

La tubería de revestimiento seleccionada fue 7.00", 26 Lb/Ft, L-80, la cual es posiblemente la tubería que cuenta con los estudios más profundos realizados para aplicaciones térmicas⁴¹.

Para la cementación de estos pozos, con el objeto de evitar retrogradación e incremento de la permeabilidad en el cemento fraguado a las altas temperaturas esperadas, 650 °F, durante la inyección del vapor, se consideró en todos los diseños de las lechadas utilizar 55% de Sílica.

La expansión o contracción cíclica del pozo por el efecto del calentamiento y enfriamiento durante los ciclos de inyección de vapor, tiende a causar desprendimiento o agrietamiento radial en el cemento, por lo que se recomienda el diseño de lechadas con propiedades mecánicas mejoradas, incrementando su elasticidad.

El yacimiento Samaria Neógeno por ser somero y por su característica de ser una formación de arena débil y no consolidada, con una granulometría de grano mediano a grueso, podría producir arena en su etapa temprana de producción. En tal sentido deberían tomarse todas las previsiones operacionales para que en el diseño de la terminación de los pozos se contemplen equipos para controlar la migración de finos.

Con la confianza que se tenía en los análisis granulométricos se decidió utilizar solamente tubería ranurada como la que se muestra en la Figura 6.3, sin empacamiento con grava, para hacer más económica la terminación. Con este tipo de tubería se tuvieron buenos resultados, dado que no se tuvo producción de arena en ninguno de los ocho pozos.



Figura 6.3 Tubería ranurada (Arteaga M., 2011)

Se consideró la terminación del pozo con aparejo isotérmico, como se muestra en la figura 6.4

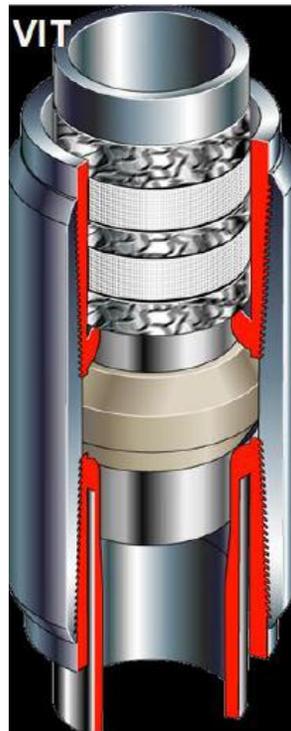


Figura 6.4 Aparejo de producción isotérmico (Arteaga M., 2011)

Por otra parte, en todos los pozos de la prueba piloto donde se utilizó empacador mecánico, se tuvo comunicación entre T_p y T_r originado por la falla de los sellos de elastómeros, por lo anterior, se decidió utilizar empacadores flotantes de sellos metálicos los cuales dieron mejores resultados, los diferentes tipos de empacador se muestran en la Figura 6.5.



Figura 6.5 Tipos de empacadores usados (Arteaga M., 2011).

El empacador flotante es generalmente usado en aplicaciones de inyección de vapor. Fue desarrollado específicamente como una alternativa al empacador térmico convencional con una junta de expansión. El diseño del empacador flotante es sencillo, eficiente y muy económico. El diseño está basado en sello o contacto metal-metal con las paredes internas de la tubería de revestimiento.

Los anillos de doble sellado son mecanizados a partir de un acero suave y tratado térmicamente hasta una tasa elástica que permita el movimiento de los mismos.

Este movimiento permite que los anillos se desplacen libremente a través de la tubería de revestimiento compensando los esfuerzos generados debido a la expansión térmica del aparejo⁴¹.

6.6 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

La selección del sistema artificial de producción se realizó en función de las propiedades de los fluidos del yacimiento, las características de la roca y los niveles de presión. El análisis se realizó en dos fases: 1) fase de evaluación en frío y 2) fase de evaluación en caliente.

En la fase de evaluación en frío, el análisis realizado indicó que era factible la aplicación de los sistemas de Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico, sin embargo, debido a la alta viscosidad del aceite, el uso de BM es menos recomendable porque las varillas se encontrarían sometidas al efecto de flotabilidad, aun cuando este efecto podría minimizarse trabajando el equipo a bajas velocidades y con carreras mínimas. En el bombeo de cavidades progresivas, no se presentaría el efecto de flotabilidad porque el levantamiento de fluidos sería por movimientos de rotación. La selección definitiva del método de levantamiento, quedaría sujeta a los resultados en campo y tomando en consideración el análisis económico.

Para la determinación del sistema artificial en caliente se tomaron en cuenta los análisis y predicciones realizadas por el modelo de simulación, así como las condiciones de presión y temperatura a ser manejadas por los sistemas artificiales de producción. Se descartó el uso de BCP ya que estas no pueden ser utilizadas a altas temperaturas de operación. Con base en esto se estableció como sistema de producción en caliente el bombeo mecánico.

Analizando los resultados de todos los pozos en el primer ciclo se estableció como estrategia de sistemas artificiales, para continuar la explotación del campo, lo siguiente:

1. Durante la etapa de producción en frío utilizar BCP o BM dependiendo de la duración de esta etapa y de la evaluación económica.
2. Después de estimularlo con vapor operarlo fluyente si las condiciones de presión y temperatura lo permiten

3. Al concluir la etapa fluyente operar con BN hasta que la temperatura en superficie sea de 60 °C
4. Operar con BCP o BM dependiendo del comportamiento del pozo y de la evaluación económica



Figura 6.6 Esquema de producción en frío con inyección de diluyente; BM tipo Rotaflex

Con base en el comportamiento de los pozos de la prueba piloto se observó que después de estimulados, se requiere producirlos directamente con el sistema artificial de BN, debido a que las condiciones de inyección del segundo ciclo son de menor presión y menor temperatura, por lo cual, el pozo no queda fluyente natural como en el primer ciclo. En la Figura 6.10 se puede observar el comportamiento de producción del pozo Sam 948 en su segundo ciclo el cual se ve más estable y con una mejor productividad al no estar limitado por la capacidad de la bomba.



Figura 6.6 Comportamiento de producción del pozo Samaria 948 (Arteaga M., 2011)

6.7 INSTALACIONES REQUERIDAS

Tomando en cuenta, los límites de presión y temperatura a los cuales estarán sometidos cada uno de los equipos y tuberías, se definieron los requerimientos mínimos para su diseño.

El esquema de proceso está conformado por los siguientes sistemas: sistema de generación e inyección de vapor, sistema de recolección y prueba de pozos, sistema de manejo e inyección de diluyente, sistemas de separación, deshidratación de aceite, tratamiento de aguas de proceso.

A través de un simulador de procesos se determinó la capacidad que debe tener la planta para generar las 10 ton/h de vapor. Los resultados de la simulación indicaron que se requiere una planta con una capacidad calórica de 22.89 MMBTU/h, para generar 10 ton/h de vapor saturado a 361 °C (682 °F) y 194 Kg/cm² (2,750 psi) con una calidad de 80%. Se utilizó el generador de vapor como suministro a boca de pozo, utilizando una caldera portátil, como la que se muestra en la Figura 6.11



Figura 6.7 Generador de Vapor

El agua de alimentación se suministró a través de pozos de agua existentes en la zona, para lo que se requirió construir 2,030 metros de tubería de 3" pulgadas de diámetro. El gas necesario para la operación del generador de vapor es de 0.6 MMPCD, el cual se suministró de la red de BN.

Para cuantificar las cantidades de aceite neto, gas y agua que producirán los pozos, se solicitó instalar un equipo para conectar una estación de medición portátil, la cual se puede hacer a través de Separadores Portátiles (medición con separación de fases) o a través de un Medidor Multifásico⁴¹.

6.8 PLAN DE CAPTURA DE INFORMACIÓN, MONITOREO Y CONTROL OPERACIONAL

El plan de monitoreo y control operacional durante las etapas de inyección de vapor y producción en caliente constituyen los elementos más importantes para garantizar la ejecución de la prueba bajo las premisas o parámetros establecidos y evaluar la eficiencia técnico económica del proceso, así como retroalimentar con resultados el modelo de simulación utilizado, el cual debe constituirse en la herramienta principal de monitoreo y predicción.

Durante la etapa de producción en frío se deben tomar muestras de los fluidos producidos para determinar, densidad y viscosidad del aceite, salinidad del agua y composición del gas, enfatizando en la presencia de H₂S. Antes del inicio de la inyección de vapor se debe tomar una muestra del agua de alimentación a fin de realizar análisis fisicoquímico y tener parámetro de comparación con el análisis del agua producida, asimismo se deben monitorear las condiciones del gas de alimentación para verificar que este dentro de las especificaciones requeridas⁴¹.

Una vez que el vapor comienza a inyectarse se deben monitorear continuamente; presión, temperatura y gasto de inyección y la calidad del vapor, para conocer el comportamiento de la inyección y determinar acciones correctivas de inmediato, estimar el tiempo de cierre del ciclo y la inyectividad de la zona. A la mitad del ciclo tomar un registro PLT para conocer la distribución vertical del vapor definir las zonas estimuladas a fin de programar inyecciones selectivas en los siguientes ciclos. Durante esta etapa también es necesario monitorear la elongación del revestidor y la temperatura del cabezal.

En la fase de remojo, el monitoreo es para definir cuanto tiempo debe durar esta etapa, partiendo del principio de que el tiempo de cierre debe ser el adecuado para permitir al vapor ceder su calor al yacimiento, por tanto, el pozo se puede abrir a producción y de acuerdo a su aporte de vapor se puede dejar abierto a producción o cerrarlo. Durante este periodo de inactividad se recomienda conectar el pozo a la línea de escurrimiento y colocar una caja porta estranguladores, para controlar la producción y evitar dañar los accesorios del pozo.

Durante la fase de flujo natural se debe monitorear en forma continua: gastos de aceite, agua y gas, presión y temperatura en la cabeza del pozo, presión y temperatura en el fondo, contenido de agua y sedimentos, contenido de H₂S en el gas, recolectar muestras para analizar la emulsión y determinar el tratamiento requerido. Evitar contaminar corrientes de crudo con las emulsiones que se producen en los pozos térmicos, medir el cambio de temperatura y presión a lo largo de la línea de escurrimiento para determinar la conveniencia de colocarle aislante.

Finalizada la fase de flujo natural es necesario continuar la producción colocando el sistema artificial seleccionado Bombeo Neumático. Durante esta etapa se deben monitorear las mismas variables de la fase de flujo natural. El monitoreo de estas variables nos permitirá mediante gráficas de comportamiento obtener la siguiente información:

1. Con presión y temperatura en el cabezal podemos determinar tiempo de

enfriamiento y en consecuencia tiempo de duración del ciclo.

2. Con los gastos de aceite y vapor y gastos acumulados podemos determinar comportamiento de producción, estimar comportamiento futuro de nuevos pozos, así como obtener la relación petróleo extra vapor para determinar rentabilidad de los ciclos.

3. Con los valores de presión en el fondo del pozo y el nivel de fluido podemos estimar las curvas de afluencia y realizar análisis nodal para optimizar los sistemas artificiales de producción.

Es importante, para realizar el monitoreo de esta variables, la colocación de sensores de presión y temperatura o la colocación de cabezales dobles que permitan el monitoreo de las condiciones de subsuelo.

6.9 PRONÓSTICOS Y PRODUCCIÓN

Para predecir el comportamiento de los pozos verticales se utilizó un modelo radial, obteniéndose un gasto inicial en frío de 120 a 270 BPD y en caliente, de 300 a 500 BPD. Para los pozos horizontales, se utilizó un modelo cartesiano prediciéndose el comportamiento en frío con producciones iniciales desde, 530 hasta 950 BPD para el pozo robusto.

Durante la prueba piloto, los gastos obtenidos en frío para los pozos verticales variaron de 78 a 278 BPD. El pozo desviado superó las expectativas de producción en frío con 360 BPD y los horizontales quedaron muy por debajo de lo pronosticado siendo más evidente en el pozo Sam 917H. (Tabla 6.3).

En lo que respecta a la producción en caliente, para los pozos verticales fue superior en más del 50% de lo estimado teóricamente. Para el pozo desviado fue inferior, debido a problemas en la cementación del pozo, lo cual provocó que el vapor se canalizara y que durante la producción se tuvieran flujos fraccionales promedio de agua de 60%.

En la Tabla 1 se presenta la comparación de los gastos de producción pronosticados en frío y en caliente y los obtenidos en la prueba piloto. En la Tabla 6.4 la producción acumulada estimada a 20 años contra la producción real obtenida en la prueba piloto a 2.5 años de su inicio. En general para los pozos verticales, se ha observado una excelente respuesta con recuperaciones hasta del 72% del aceite

estimado mientras que para los horizontales tan solo el 20%.

Es necesario investigar técnicas que nos permitan distribuir uniformemente el vapor en los pozos horizontales con el objeto de mejorar su productividad y justificar el beneficio de perforar este tipo de pozos.

POZO	Qo pronóstico frío (bbl)	Qo real PP frío (bbl)	Qo pronóstico caliente (bbl)	Qo real PP caliente 1/2" (bbl)
SAM 901	270	278	415	1,052
SAM 916	230	151	500	996
SAM 922	190	78	440	1657
SAM 948	260	88	470	1,233
SAM 915D	120	361	300	423
SAM 915H	560	399		1,100
SAM 913H	530	268		1,342
SAM 917H	950	150		615

Tabla 6.3 Comparación de gastos de producción iniciales pronosticados vs reales

POZO	N (bbl)	Np pronóstico 20 años (bbl)	Fr 20 años (%)	Np real 2.5 años (bbl)	Fr 2.5 años (%)
SAM 901	4559810	587109	13	431,192	9
SAM 916	3986791	512698	13	179871	5
SAM 922	4670451	199129	4	197260	4
SAM 948	4067114	642102	16	402,798	10
Subtotal		1941038		1211121	
SAM 915D	2143821	178133	8	49,816	2
SAM 915H	10865975	737207	7	291,167	3
SAM 913H	9559542	1192559	12	81,228	1
SAM 917H	5620933	785357	14	176478	3
Subtotal		2715123		548873	

Tabla 6.4. Factor de recuperación esperado vs real

6.10 ANÁLISIS ECONÓMICO

La evaluación económica, forma parte del análisis final realizado a la prueba piloto de inyección de vapor en el campo Sam Neógeno, la misma se realiza con la finalidad de determinar las inversiones asociadas a la prueba y su impacto económico. Independientemente de si la prueba resulta económica o no se debe realizar ya que por su conceptualización de prueba piloto no está obligada a cumplir las variables económicas de rentabilidad.

Las inversiones consideradas en el estudio se canalizan en tres conceptos: pozos, instalaciones y estudios. Los ingresos por ventas se calcularon con los precios y los volúmenes de ventas. Los precios de venta considerados fueron de 40 dólares por barril para el aceite y 7 dólares por millar de pies cúbicos para el gas.

El horizonte de tiempo y tasa de interés considerados en el estudio fueron de 36 meses y 12% anual, respectivamente. En la Tabla 6.5, se observan los resultados de los indicadores económicos para la prueba.

VALOR PRESENTE NETO (VPN) USD	44,019,180	VALOR PRESENTE NETO (VPN) USD	31,603,720
VALOR PRESENTE DE LA INVERSIÓN (VPI) USD	19,845,453	VALOR PRESENTE DE LA INVERSIÓN (VPI) USD	32,260,635
POZOS	18,362,839	POZOS	30,118,222
INSTALACIONES	1,182,614	INSTALACIONES	1,182,614
ESTUDIOS	300,000	ESTUDIOS	300,000
VPN ENTRE VPI	222	VPN ENTRE VPI	1
TASA INTERNA DE RETORNO %ANUAL	139	TASA INTERNA DE RETORNO %ANUAL	79
TASA PROMEDIO MENSUAL DE VALOR AGREGADO %	102 1er año	TASA PROMEDIO MENSUAL DE VALOR AGREGADO %	49 1er año
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN MESES	Entre 11 y 12	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN MESES	Entre 16 y 17

Tabla 6.5 Indicadores Económicos

Del análisis de inversiones realizado, se concluye que la inversión total del proyecto en términos de valor presente neto es de 19,845,453 USD para la primera sensibilidad de costos de perforación y de 32,000,000 USD para la segunda. El renglón pozos el que más influye con un 97% de la inversión total.

Los pozos son amortizados de acuerdo a su ritmo de producción y por el plazo que dura la prueba piloto que es de 3 años a partir del 31 de diciembre de 2008. El esquema de amortización utilizado es el siguiente:

- El primer pozo se amortiza en 36 meses
- El segundo se amortiza en 35 meses,
- Y así sucesivamente hasta el último que se amortiza en 29 meses.

De esta manera todos los pozos quedan completamente pagados el día 31 de diciembre de 2011. La amortización de las instalaciones se lleva a cabo por el método lineal, y todas ellas también quedan amortizadas el 31 de diciembre de 2011.

CONCLUSIONES

El aceite pesado es un gran recurso que necesita de nuevas tecnologías para ser explotado. México posee un gran volumen de petróleo pesado, el cual contribuye con 52.2 por ciento de las reservas totales.

Hasta ahora, la recuperación de aceites pesados por inyección cíclica de vapor es un proceso que ha mostrado excelentes resultados, ya que se reduce la viscosidad del aceite aumentando la movilidad y facilitando su producción.

El éxito del proceso de inyección cíclica depende fuertemente de la inyección de vapor a lo largo de la longitud total del pozo y de factores como la cantidad de vapor a inyectar, tiempo de producción y número de ciclos.

En un proceso de IAV la inversión es baja y se puede recuperar rápidamente, pero es indispensable reducir costos de perforación.

La prueba piloto de inyección de vapor al campo Sam Neógeno, fue exitosa; durante dos años y medio de iniciada se han recuperado 1.8 MMB con 8 pozos productores.

La producción promedio en frío es de 140 bpd y después de la inyección cíclica de vapor se obtienen en promedio 1120 bpd, esto es 8 veces más aproximadamente.

El balance económico indica que la prueba piloto de inyección de vapor no sólo es autofinanciable sino que es rentable por lo que se pretende masificar esta tecnología para recuperar las reservas del campo Sam Neógeno.

El tratamiento de agua para la inyección es una parte esencial del proyecto, pues con un correcto tratamiento se puede reducir la corrosión y evitar causar algún daño al pozo.

Aun cuando es una tecnología probada en el mundo, se tiene que adaptar a las características particulares del campo. En el caso de Samaria Neógeno se debe considerar que las presiones y temperaturas de inyección son superiores a las manejadas a nivel mundial, por lo que se dificulta la toma de información.

RECOMENDACIONES

Es necesario contar con una buena caracterización de los fluidos y del yacimiento al cual se le piensa aplicar un proyecto de inyección de vapor. Para poder realizar una buena predicción del comportamiento del método y por lo tanto, asegurar su rentabilidad.

Los criterios de selección deben tomarse como recomendaciones generales, pues es necesario realizar estudios de laboratorio a cualquier yacimiento al que se le pretenda aplicar la inyección cíclica de vapor, con ellos se puede predecir los mecanismos producción además de las reacciones que posiblemente ocurrirán en el yacimiento.

Se recomienda buscar nuevas tecnologías que permitan distribuir el vapor en toda la sección de los pozos horizontales, con el objeto de mejorar su productividad y obtener el beneficio esperado con la perforación de este tipo de pozos.

La ejecución de la prueba piloto de inyección alterna de vapor del campo Samaria Neógeno, permitió adquirir la suficiente información para determinar el mejor esquema de explotación del campo. También permitió evaluar el potencial de aplicación de esta tecnología para explotar el aceite pesado.

NOMENCLATURA

$^{\circ}\text{API}$	Unidad de densidad utilizada en la industria petrolera.
ρ	Densidad.
M	Masa.
V	Volumen.
γ	Densidad relativa.
ρ_f	Densidad de un fluido dado.
ρ_w	Densidad del agua.
γ_o	Densidad relativa del aceite.
k	Permeabilidad.
\emptyset	Porosidad.
CO_2	Dióxido de Carbono.
ΔP_s	Caída de presión en un pozo considerando el efecto del daño.
\underline{S}	
q	Gasto.
μ	Viscosidad.
μ_g	Viscosidad del gas.
T	Temperatura.
n	Exponente en la correlación de la viscosidad del gas.
μ_w	Viscosidad del agua.
ρ_g	Densidad del gas.
R_g	Constante universal de los gases.
P	Presión.
M	Peso molecular.
z	Factor de compresibilidad del gas.
θ	Ángulo de contacto entre un sólido y un fluido mojante.
σ_o	Tensión superficial del aceite.
σ_w	Tensión superficial del agua.
Q_s	Calor sensible.
ΔT	Diferencial de temperatura.
Q_v	Calor latente.
l_v	Calor latente específico.
x_v	Calidad de vapor.
m_v	Masa de vapor.
m_l	Masa de líquido.
ϑ	Volumen específico.
ϑ_l	Volumen específico del líquido.
ϑ_v	Volumen específico del vapor.
h_f	Entalpía de calor sensible.
T_{sat}	Temperatura de saturación.
h_{fg}	Entalpía de cambio de fase.
C	Capacidad calorífica.
C_R	Capacidad calorífica de una roca saturada con fluidos.
C_o	Capacidad calorífica del aceite.
C_w	Capacidad calorífica del agua.
C_r	Capacidad calorífica de la roca.

Cw	Capacidad calorífica del agua.
Cr	Capacidad calorífica de la roca.
So	Saturación de aceite.
Sor	Saturación de aceite residual.
Sw	Saturación de agua.
Q	Flujo de calor.
KT	Conductividad Térmica.
ÁT	Área transversal.
x,y,z	Distancia.
$\vec{\mu}$	Flujo de calor expresado en forma vectorial.
∇T	Gradiente vectorial de temperatura.
α	Difusividad térmica.
t	Tiempo.
L	Longitud.
R	Radio.
H0	Gasto total de calor inyectado.
λ	Calor latente.
AH	Área horizontal.
qo	Gasto de aceite.
H λ	Calor latente inyectado.
S	Factor de daño a la formación.
h	Espesor de la formación.
Rw	Radio del pozo.
Rh	Radio de la zona calentada.
Re	Radio de drene.
μ_c	Viscosidad del aceite en la zona fría.
μ_h	Viscosidad del aceite en la zona calentada.
TS	Temperatura del vapor.
Ty	Temperatura del yacimiento.
hw	Nivel de fluido en el pozo.
ko	Permeabilidad efectiva del aceite.
kh	Conductividad térmica de la roca y de los fluidos contenidos.
U	Energía interna específica.
ρ_{for}	Densidad de la roca (a una porosidad cero).
C_r	Capacidad calorífica de la roca.
q	Gasto de inyección o producción.
g	Constante de la gravedad.
Vc	Viscosidad cinemática del aceite.
Fe	Hierro.
H ₂ O	Agua.
H ₂	Hidrógeno.
O ₂	Oxígeno.
N ₂	Nitrógeno.
NaCl	Cloruro de sodio.
H ₂ S	Ácido sulfhídrico.
TR	Tubería de revestimiento.
ri	Radio interno de la tubería.
Z	Profundidad de la formación.
G	Gradiente geotérmico.

REFERENCIAS**CAPÍTULO I**

- 1) ALBOUDWAREJ, HUSSEIN. FELIX, JOHN AND TAYLOR, SHAWN; “La importancia del petróleo pesado”. Oilfield Review, 2006.
- 2) CONAWAY C: The petroleum Industry; “A Nontechnical Guide”. Tulsa, Oklahoma, EUA: Pennwell Publishing Co., 1999.
- 3) NEHRING R, HESS R Y KAMIONSKI M; “The Heavy Oil Resources of the United States”, R-2946-DOE, 1983.
- 4) TISSOT BP y WELTE DH; “Petroleum Formation and Occurrence”, Berlin, Alemania: Springer-Verlag, 1978.
- 5) C. CURTIS, R. KOPPER y E. DECOSTER; “Yacimientos de petróleo pesado”, Schlumberger, 2003.
- 6) GHETTO, GIAMBATTISTA. PAONE, FRANCESCO AND VILLA, MARCO; “Reliability Analysis on PVT Correlations”. SPE 28904-MS. European Petroleum Conference , 25-27 October , London, United Kingdom. Society of Petroleum Engineers, Inc. 1994.
- 7) <http://www.imp.mx/petroleo/>
- 8) <http://total.com/en/brochure-eho-en>
- 9) Apuntes Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera.
- 10) <http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%2023.pdf>
- 11) <http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%2033.pdf>
- 12) “Explotación de Aceites Pesados” Tesis de Licenciatura, UNAM, 2005.
- 13) <http://www.ref.pemex.com/octanaje/nstrprdb11.htm>
- 14) <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>

15) <http://www.iie.org.mx/publica/bolmj98/secmj98.htm>

16) FAROUQ ALI *"Practical Heavy Oil Recovery"*, 1997.

CAPITULO II

17) SATTER, A, y THAKUR, G. C; *"Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach"*; PennWell Books, 1994.

18) PARIS DE FERRER, MAGDALENA; *"Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos"*; Editorial Astro Data, 2001

19) BUTLER ROGER, M; *"Thermal Recovery of Oil and Bitumen"*, New Jersey, Prentice Hall 1991.

20) LATIL, MARCEL; *"Enhanced Oil Recovery"*, Francia, 1980.

21) ALBAHLANI, M.; *"A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are and What is Next?"*, SPE 113283, University of Alberta

22) HYUNDON SHIN; *"Optimal Grid System Design for SAGD Simulation"*, SPE-157900-MS, 2012.

23) CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 2 Núm. 5 Dic. 2004.

24) <http://www.petroleoamerica.com/2011/04/inyeccion-alterna-de-vapor-en-pozos.html>

CAPITULO III

25) ANDRADE, E. N. da C.; *"Nature"*, 125, 309 (1930).

26) WALTHER, C.; Proc, World Petroleum Congress, (London), 2, 419 (1933).

27) LEWIS, W.K., and SQUIERES, L.: Oil & Gas Journal, 92 (November 15, 1934).

28) DOUGLAS, ALVARADO; *"Recuperación Térmica de Petróleo"*, Caracas, 2002.

-
- 29) WILLIAM Y. SVRCEK y ANIL K. MEHROTHRA; *"Gas solubility, viscosity and density measurements for Athabasca bitumen"*, Journal of Canadian Petroleum Technology, 1982.
- 30) ANIL K, MEHROTRA y WILLIAM Y, SVRCEK; *"Correlations for properties of bitmen saturated with CO₂, CH₄ and N₂, and experiments with combustion gas mixtures"*, Journal of Canadian Petroleum Technology, 1982.
- 31)GOTTFRIED, B.S.; *"A Mathematical Model of Thermal Oil Recovery in Linear Systems"*, SPE J.,1965.
- 32)PALMER, G.; *"Thermal Conductivity of Liquids"*, Ind. and Eng. Chem.
- 33)CRAGOE, C.S.; *"Changes in the Viscosity of Liquids with Temperature, Pressure, and Composition"*, Proc. World Pet. Congress, 2 (1933).

CAPITULO IV

- 34)JONES, J.; *"Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oils, Pressure Depleted, Gravity Drainage Reservoirs"* SPE, 1977.
- 35) FAROUQ ALI; *"Oil Recovery by Steam Injection"* Producers Publishing Co., Inc. , Bradford, PA, 1970.
- 36)DOUGLAS, ALVARADO; *"Recuperación Térmica de Petróleo"*, Caracas, 2002
- 37)Pryor, J. A.; *"Orifice Meter Measures Steam Quality"*, Oil & Gas Journal, 1966.

CAPÍTULO V

- 38)LÓPEZ, JANET y PRIETO, REBECA *"Efectos de la transferencia de calor creada por la inyección cíclica de vapor"* Janet Lopez, Rebeca Prieto, 2011.
- 39) LATIL, MARCEL; *"Enhanced Oil Recovery"*, Francia, 1980.
- 40)DOMINGUEZ, GILBERTO.; *"Recuperación de aceite pesado por inyección de vapor"*, 2009.

CAPÍTULO VI

- 41) ARTEAGA CARDONA, MARCELA; *“Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México”*, 2012.
- 42) Schlumberger OilFiel GLOSSARY, Abril 2014.
- 43) NorthPoint: tubería con aislamiento térmico, ficha técnica tubería con aislamiento térmico.
- 44) DONALDSON, ERLE; *“Enhanced Oil Recovery, II; Process and Operations”*, 1989.