



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“MECANISMOS DE PRODUCCIÓN
EN YACIMIENTOS DE CRUDO
PESADO”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A
ISRAEL FLORES RANGEL



DIRECTOR:
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

MÉXICO, D.F.

JUNIO, 2015

Contenido

Resumen.....	7
Abstract.....	9
Introducción.....	11
1 Conceptos generales.....	13
1.1 Definición de los crudos pesados.....	13
1.2 Teorías principales sobre el origen del petróleo.....	14
1.2.1 Teorías inorgánicas.....	14
1.2.2 Teorías orgánicas.....	14
1.2.2.1 Teoría vegetal.....	15
1.2.2.2 Teoría del carbón.....	15
1.3 Breve historia de los hidrocarburos.....	15
1.4 Clasificación de los hidrocarburos.....	16
1.4.1 Por su contenido de azufre.....	17
1.4.2 Por su densidad °API.....	17
1.4.3 Por su viscosidad.....	17
1.4.3.1 Clase A: Aceites pesados.....	18
1.4.3.2 Clase B: Aceites extra pesados.....	19
1.4.3.3 Clase C: Arenas bituminosas y bitumen.....	19
1.4.3.4 Clase D: Oil Shale o aceite de lutitas.....	21
1.4.4 Calidad de los crudos en México.....	22
1.4.4.1 Crudo Maya.....	22
1.4.4.2 Crudo Istmo.....	23
1.4.4.3 Crudo Olmeca.....	23
1.4.4.4 Crudo Altamira.....	23
1.5 Principales características de los crudos pesados.....	24
1.5.1 Viscosidad.....	25
1.5.1.1 Cálculo de la viscosidad en crudos pesados.....	27
1.5.2 Densidad °API.....	28
1.5.3 Composición química típica.....	29
1.6 Yacimientos convencionales de aceite.....	29
1.6.1 Recuperación primaria.....	30
1.6.2 Recuperación secundaria.....	33
1.6.3 Recuperación terciaria o mejorada.....	33
1.7 Yacimientos no convencionales de aceite.....	34
1.7.1 Principales diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales...	35

Contenido

1.7.2	Principales retos en la producción de yacimientos no convencionales.....	36
1.8	Panorama mundial de los crudos pesados	37
1.8.1	Reservas mundiales de aceite y de crudos pesados	38
1.8.2	Producción mundial de crudos pesados	41
1.8.3	Importancia de los crudos pesados a nivel mundial y nacional.....	41
1.8.4	Perspectivas a futuro de los crudos pesados	43
2	Procesos térmicos de producción de crudos pesados.....	45
2.1	Antecedentes e historia de los procesos térmicos.....	45
2.2	Importancia de los procesos térmicos en la producción de crudos pesados.....	46
2.3	Definición y características principales de los procesos térmicos	47
2.4	Inyección de agua caliente.....	48
2.4.1	Descripción del proceso de inyección de agua caliente.....	49
2.4.2	Características de los yacimientos candidatos a inyección de agua caliente	50
2.4.3	Ventajas y desventajas de la inyección de agua caliente	51
2.5	Inyección continua de vapor.....	51
2.5.1	Descripción del proceso de inyección continua de vapor.....	52
2.5.2	Características de los yacimientos candidatos a inyección continua de vapor	54
2.5.3	Ventajas y desventajas de la inyección continua de vapor.....	55
2.6	Inyección cíclica de vapor	55
2.6.1	Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor.....	56
2.6.2	Características de los yacimientos candidatos a inyección cíclica de vapor	63
2.6.3	Ventajas y desventajas de la inyección cíclica de vapor.....	65
2.7	Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).....	65
2.7.1	Descripción del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)....	67
2.7.2	Características de los yacimientos candidatos a inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)	70
2.7.3	Ventajas y desventajas de la inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)..	70
2.7.4	Variación del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD): ES-SAGD	71
2.7.5	Variación del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD): SAS	72
2.7.6	Variación del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD): VAPEX	73
2.8	Combustión in-situ	75
2.8.1	Descripción del proceso de combustión progresiva seca	76
2.8.2	Descripción del proceso de combustión progresiva húmeda.....	78
2.8.3	Descripción del proceso de combustión THAI - CAPRI	80
2.8.4	Descripción del proceso de combustión inversa	81

Contenido

2.8.5	Características de los yacimientos candidatos a combustión in-situ	84
2.8.6	Ventajas y desventajas de la combustión in-situ	85
2.9	Calentamiento eléctrico	86
2.9.1	Descripción del proceso de calentamiento eléctrico	86
2.9.2	Características de los yacimientos candidatos a calentamiento eléctrico	87
2.9.3	Ventajas y desventajas del calentamiento eléctrico	88
3	Producción en frío de crudos pesados.....	89
3.1	Pozos horizontales y multilaterales.....	89
3.1.1	Fracturamiento hidráulico.....	90
3.2	Producción de crudo pesado con arena (CHOPS).....	91
3.2.1	Descripción del proceso de producción de crudo pesado con arena (CHOPS)	93
3.3	Extracción por medio de minería.....	95
3.3.1	Descripción del proceso de extracción por medio de minería.....	96
3.4	Producción de crudos pesados asistida por sistemas artificiales	98
3.4.1	Descripción del proceso de producción de crudos pesados asistida por sistemas artificiales	100
3.4.2	Bombeo mecánico	101
3.4.3	Bombeo de cavidades progresivas (BCP).....	102
3.4.4	Bombeo hidráulico	104
3.4.5	Bombeo electrosumergido (BEC)	106
3.4.6	Bombeo neumático (BN).....	107
3.5	Procesos no térmicos de recuperación secundaria y mejorada	109
3.5.1	Inyección de agua.....	110
3.5.2	Inyección de polímeros	112
3.5.3	Inyección de espuma.....	114
3.5.4	Inyección de diluyentes para reducir la viscosidad	115
3.5.5	Inyección de gases miscibles.....	115
3.5.6	Inyección de gases inmiscibles	117
4	Aplicación del proceso de inyección de vapor en un campo en México	119
4.1	Ubicación del campo S	120
4.2	Descripción geológica y estratigráfica del campo S.....	120
4.3	Historia de desarrollo y producción del campo S Terciario	122
4.4	Proyecto de inyección de vapor en el campo S	125
4.4.1	Criterios para la selección de un proceso de recuperación mejorada	125
4.4.2	Antecedente de éxito en la inyección de agua caliente en el campo S	127
4.4.3	Planeación y expectativas del proyecto	128
4.4.4	Planeación y ejecución de la prueba piloto	129

Contenido

4.4.4.1	Perforación de los pozos	130
4.4.4.2	Terminación de los pozos	131
4.4.4.3	Etapa de producción en frío.....	136
4.4.4.4	Equipo generador de vapor	136
4.4.4.5	Etapa de inyección	137
4.4.4.6	Etapa de producción en caliente	138
4.4.4.7	Implementación de sistemas artificiales de producción.....	138
4.4.4.8	Análisis económico	142
4.4.5	Resultados de la prueba piloto	142
4.4.5.1	Infraestructura necesaria para el manejo de la producción de aceite pesado.....	143
4.4.5.2	Factores de riesgo e incertidumbres	145
4.4.5.3	Estrategias de explotación para el desarrollo del campo con inyección de vapor y sistemas artificiales	145
4.4.6	Análisis después de dos años de la prueba piloto	146
4.4.7	Conclusiones del proyecto de inyección de vapor en el campo S	147
Conclusiones y recomendaciones		149
Índice de Figuras		151
Índice de Tablas		154
Bibliografía		155

Resumen

Los crudos pesados son considerados como recursos no convencionales, y representan un gran reto para la ingeniería petrolera debido a que tienen características que dificultan su proceso de extracción. Esto se debe a su baja densidad en los °API y a su alta viscosidad.

La industria petrolera pretende descubrir nuevas reservas que han sido ignoradas durante muchos años y que ayuden a aumentar la producción. Debido a la declinación de los aceites convencionales y a la necesidad de restituir las reservas, cada vez estamos más interesados en el petróleo pesado, debido a que existen reservas y se pueden extraer aunque los costos de producción sean más elevados; conforme se estudien más y se conozcan, se podrá desarrollar mayor tecnología y ocasionara la disminución de los precios de extracción.

En México, las reservas de hidrocarburos se encuentran entre los 33 mil millones de barriles y aproximadamente el 57% son aceites pesados que no se extraen fácilmente. Un método para elevar el factor de recuperación, es utilizar los métodos térmicos, los cuales requieren para ser producidos calor para así desplazarse hacia el pozo. Para aumentar las reservas en México se necesita mirar hacia los campos de aceite pesado. Donde existen algunos campos que pueden ser candidatos para implementar algún método térmico y así poder tener una producción adicional, teniendo en cuenta que se debe hacer la construcción y terminación de pozos y el monitoreo de la producción.

Al trabajar con aceites pesados y extrapesados, se tiene una manera diferente de trabajar en la industria petrolera, ya que en las etapas de explotación no siguen el orden que se pensaba un yacimiento debía de llevar; la aplicación de estas técnicas de recuperación, que si bien en yacimientos de aceites ligeros son aplicadas en la etapa final de producción, al tratarse de aceites pesados, se implementa al inicio de la etapa de producción, ya que de otra manera no se tendría recuperación de aceite.

Los métodos térmicos son utilizados debido a que con la reducción de la viscosidad por medio del calor, nos da un mayor aporte de fluidos. La recuperación térmica dispone de varios métodos, la inyección cíclica de vapor consiste en estimular los pozos productores con inyección de vapor y luego ponerlos otra vez a producción, o inyectar agua caliente a la formación, o con la utilización de pozos horizontales se puede inyectar vapor y en otro pozo poder producir aceite, existen diferentes variaciones para hacer producir los hidrocarburos pesados.

Los métodos en frío son una solución para producir aceite, debido a su facilidad de empleo se pueden obtener reservas de hidrocarburos que de otra manera no serían recuperables. El propósito es producir la mayor cantidad de petróleo posible utilizando métodos de recuperación primaria, o producción en frío con sistemas artificiales de producción.

La inyección de vapor es el proceso térmico de producción de crudos pesados que se tiene más desarrollado y ha sido altamente probado en Canadá y Estados Unidos, y en los campos en los que ha sido implementado ha permitido el incremento en la producción, así como una mayor incorporación de reservas. En México, en el año de 2008, se inició con una prueba piloto de inyección cíclica de vapor en un campo de la Región Sur, donde se ha tenido un gran éxito; debido a la ayuda del método térmico se elevó el factor de recuperación.

Finalmente cabe mencionar el otro gran reto desde el punto de vista de la ingeniera petrolera que representan los crudos pesados, y que por su naturaleza ya no pertenecen al objetivo del presente trabajo, es que una vez que son extraídos deben ser transportados a un centro de proceso o punto de venta. El desafío técnico radica en que es necesario mejorar la movilidad del aceite para lograr que fluya con mayor facilidad, por lo que es necesario comprender su composición a manera de diseñar sistemas especiales que permita transportarlo.

Abstract

Heavy crudes are considered an unconventional resource, and represent a major challenge for petroleum engineering because they have characteristics that difficult the extraction process. This is due to its low density ° API and its high viscosity that is the most important because it determines how easy produce hydrocarbons can flow.

The oil industry aims to discover new reserves that have been ignored for many years to help increase production due to the decline in conventional oil and the need to replace the reserves, increasingly we are more interested in heavy oil, due to existing reserves and can be removed if production costs are higher, but as more study and learn, you can develop more technology and would cause the decrease in the prices of extraction.

In Mexico, the hydrocarbon reserves are among the 33 billion barrels and approximately 57% are heavy oils that are not easily removed. A method to increase the recovery factor is to use thermal methods, which require heat to be produced or dilution to flow into a wellbore. To increase reserves in Mexico need to look heavy oil fields. Where there are some fields that may be candidates for implementing a thermal method so we can have an additional production, considering to do the construction and completion of wells and production monitoring.

Thermal methods are used because it gives the viscosity reduction by heat, a greater amount of fluid we easily. The thermal recovery has several methods, cyclic steam injection is to stimulate production wells with steam injection and then put back into production, or inject hot water formation, or the use of horizontal wells can be injected steam and another well to produce oil, there are different variations to produce heavy hydrocarbons.

Methods are cold oil to produce a solution, due to its ease of use can be obtained hydrocarbon reserves that otherwise would not be recoverable. The purpose is to produce as much oil as possible using primary recovery methods or cold production with artificial lift.

Steam injection is the thermal production process heavy crude that is more developed and has been highly tested in Canada and the United States, and the fields in which it has been implemented has allowed for increased production and greater incorporation of reserves. In Mexico, in 2008, it starts a pilot cyclic steam injection test in a field in the southern region where it has had great success because the help of thermal method increased the recovery factor of the field.

Finally, we should mention the other major challenge from the point of view of the petroleum engineer representing the heavy crudes, and which by their nature do not belong to the objective of this work is that once they are extracted must be transported to a central process or point of sale. The technical challenge is the need to improve the mobility of the oil to make it flow more easily, which is necessary to understand its composition in order to design special systems that allow transport you.

Introducción

El objetivo del presente trabajo es dar a conocer los mecanismos que existen para la producción de crudos pesados en la actualidad, los cuales pueden agruparse en dos grupos: procesos térmicos y de producción en frío. Para cumplir este objetivo, se darán a conocer las características principales, descripción de los procesos o mecanismos de producción, características de los yacimientos en los que puede ser empleado y las ventajas y desventajas de cada uno de ellos. De igual forma se le presentará al lector un caso de éxito en México sobre la inyección de vapor, a manera de demostrar el gran potencial que tienen el producir este tipo de hidrocarburos empleando la tecnología adecuada.

En el Capítulo I, se exponen los conceptos básicos sobre los crudos pesados, como su definición, historia, teorías sobre su origen y sus principales características físicas y químicas; se presenta además la forma en la que es clasificado y los tipos de crudos que tenemos en nuestro país, además de las características de los yacimientos en los que se encuentra este hidrocarburo. Finalmente se da un panorama mundial de los crudos pesados, presentando datos de reservas, producción, y tratando de explicar su importancia estratégica y las perspectivas que tendrá en un futuro este tipo de hidrocarburos.

En el Capítulo II, se dan a conocer los procesos de recuperación térmica de producción, los cuales son los más utilizados para la explotación de los crudos pesados, debido a que se necesita un calentamiento del aceite para poder bajar la viscosidad, lo cual ayuda a tener una mayor movilidad; también se dan las principales características de operación y sus ventajas y desventajas de cada método para su aplicación dentro de un yacimiento. Se presenta el proceso térmico como una solución a la recuperación de los aceites pesados. Se da a conocer la importancia que ha tenido la recuperación por métodos térmicos, como una solución a los problemas en la recuperación de aceite pesado.

En el Capítulo III, se hace una revisión a los procesos de producción en frío para crudos pesados que existen actualmente para su recuperación, e igualmente a los sistemas artificiales de producción que pueden ser útiles para la extracción de aceite menores a 22 °API pesado. Dando así un panorama general en los métodos y funcionamiento. Actualmente. La Producción de Crudo Pesado con Arena en Frío (CHOPS), es utilizado en Canadá para extraer aceite pesado. Minería que son métodos utilizado hoy en día para la recuperación de aceite pesado.

En el Capítulo IV, se hace una revisión de un proyecto térmico utilizado en México que ha sido tanto técnica como económicamente rentable, es el método térmico por inyección cíclica de vapor, donde se explica la evolución de la prueba piloto que se tuvo en un campo, donde primero se inicia la producción en frío con sistemas artificiales. Después de un tiempo se inicia la etapa en caliente, con la inyección de vapor a los pozos y para hacerlos producir se utilizó el bombeo mecánico.

Finalmente, se dan las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

Capítulo I

Conceptos generales

Los crudos pesados son fluidos que se caracteriza por sus viscosidades extremadamente altas en comparación con el aceite convencional, dentro de sus características, está conformado por moléculas que son llamadas hidrocarburos, los cuales son compuestos orgánicos de carbono e hidrogeno. Son cientos de compuestos químicos que constituyen al petróleo.

La mayoría de los crudos pesados requieren calor o dilución para fluir hacia un pozo o a través de un oleoducto. Además, el petróleo pesado contiene una alta proporción de azufre, metales pesados, parafinas, residuos de carbono y otras impurezas, por lo que es necesario conocer las principales propiedades de los aceites pesados para entenderlos.

1.1 Definición de los crudos pesados

La palabra petróleo tiene sus orígenes en el vocablo latín “petroleum”, donde está compuesta por petro, donde hace referencia a la aceite y óleum a la roca, dando el así el significado de aceite de roca. El petróleo es un compuesto químico de origen fósil cuya estructura molecular contiene átomos de carbono (C) e hidrogeno (H) y se le denomina con el nombre de hidrocarburos. La cual la podemos encontrar de manera solida liquida o gaseosa?

Aceite: las mezclas de hidrocarburos, las cuales existen en el estado líquido a condiciones de yacimientos son comúnmente clasificados como aceites crudos y subdivididos con base al líquido producido en la superficie en aceites de bajo y alto encogimiento. El aceite o crudo es un líquido con olor desagradable, cuyo color va desde amarillo, pasando por verde hasta el negro; puede ser tan fluido como el agua o tan espeso como la brea.

Los crudos pesados son aquellos que tienen una densidad °API menor a 22 [°API].¹ Es un petróleo asfáltico, que es químicamente caracterizado por su contenido de los asfaltenos (moléculas con gran cantidad de azufre y tiene hasta un 90% de metales en el petróleo).

Bitumen también conocido como arenas de alquitrán (Tar Sands) u “Oil sands”. Mantiene los atributos del petróleo pesado pero tiene una mayor densidad y viscosidad. El bitumen tiene una viscosidad mayor a 100,000 [cp].

Los crudos pesados y el bitumen son recursos petroleros no convencionales que se caracterizan por sus altas viscosidades y altas densidades comparadas con los crudos convencionales. La mayoría de los yacimientos de aceite pesado y bitumen son muy someros y se generaron como petróleo convencional en formaciones profundas, pero posteriormente migraron a partes superficiales donde fueron degradadas por bacterias e intemperismo, y los hidrocarburos más ligeros se escaparon.

Los hidrocarburos pesados y bitumen son deficientes en hidrógeno y tienen alto contenido de carbón, azufre y metales pesados.

1.2 Teorías principales sobre el origen del petróleo

Desde el inicio de la explotación de petróleo por el año de 1859 como negocio internacional, los geólogos, químicos e ingenieros han dedicado tiempo a investigar los elementos y procesos responsables del origen, formación, características, efectos de desplazamiento, acumulación y entrapamiento de los hidrocarburos en las cuencas sedimentarias. Durante casi quince décadas de estudios científicos han acumulado una gran cantidad de información sobre las teorías sobre el origen del petróleo. Entre las que se encuentran las teorías inorgánicas y orgánicas.²

1.2.1 Teorías inorgánicas

El petróleo se forma por reacciones netamente químicas, es decir, sin la intervención de agentes vegetales y/o animales.

Tiene como base, experimentos de laboratorio mediante los cuales los carbonatos de calcio, hierro y varios otros elementos en la presencia de agua producen hidrocarburos al entrar en contacto con el agua caliente a grandes profundidades, y que a través de las grietas de la tierra los compuestos de hidrocarburos así formados llegaban a la superficie en forma de gas y/o líquido.

1.2.2 Teorías orgánicas

Las teorías orgánicas se basan en que residuos vegetales o de animales a través de un proceso químico bacteriano o de descomposición, generan finalmente hidrocarburos. Hay científicos que proponen que la formación del petróleo es de origen animal y otros que su origen es vegetal. Sin embargo, se ha llegado a la conclusión que puede ser uno u otro o puede ser la combinación de ambos.² Estas teorías tienen los siguientes fundamentos:

1.2.2.1 Teoría vegetal

Existe una gran variedad de fuentes que pueden ayudar a la formación del petróleo. La gran abundancia de algas y otras plantas marinas en las costas, mares y océanos fueron suficiente para formar petróleo si se someten a un proceso adecuado. Sobre la base de la teoría de formación del carbón, se puede decir que las plantas terrestres son abundantes en las bahías cerradas, lagunas y pantanos, en condiciones adecuadas de depositación y enterramiento de sus restos, a presión y temperatura durante el tiempo geológico necesario.²

1.2.2.2 Teoría del carbón

El petróleo se genera en las cuencas sedimentarias, especialmente en ambientes que son favorables para la acumulación y preservación de la materia orgánica. Es en los ambientes acuáticos donde se produce y preserva la mayor cantidad de materia orgánica, la cual se compone de los organismos propios del ambiente y de microorganismos degradadores.², la acumulación de grandes volúmenes de carbono son sometidos a presiones y temperaturas adecuadas

1.3 Breve historia de los hidrocarburos

Las emanaciones de hidrocarburo se designaron con nombres del idioma original donde aparecían. La biblia contiene referencias al petróleo y se le menciona como brea, asfalto, o aceite de piedra.²

En las riberas del Mar Muerto existían abundantes emanaciones de aceite que los romanos lo llamaban como Lacus Asphalticus.. Las emanaciones de petróleo fueron denominadas por los egipcios con la palabra mumiya (árabe), lo que quería decir, betún para embalsamar. Los persas le decían mum, con lo cual se relacionaba la palabra momia con el betún.²

Los indígenas precolombinos mexicanos lo nombraban chapopote. Los colonos de Estados Unidos lo denominaron seepages. Los incas copey y en Venezuela, mene. Donde lo utilizaban para la impermeabilización de las embarcaciones.²

Durante varios siglos los chinos utilizaron el gas del petróleo para la cocción de alimentos, sin embargo, antes de la segunda mitad del siglo XVIII las aplicaciones que se les daba al petróleo eran muy escasas.¹²

Fue el coronel Edwin L. drake quien perforo el primer pozo petrolero del mundo en 1859, en Estados Unidos, logrando extraer petróleo de una profundidad de 21 metros.¹²

Con la aparición de los primeros automóviles, que se necesitó la gasolina, ese nuevo combustible que en los años posteriores se consumiría en grandes volúmenes. En vísperas de la primera Guerra Mundial, antes de 1914, ya existían en el mundo más de un millón de vehículos que requieren gasolina .¹²

Más tarde se extendió el uso del energético en los barcos, aviones, generadores de vapor, en los hornos industriales y en calefacciones caseras.¹²

El consumo de petróleo en la actualidad, es indispensable para cualquier actividad cotidiana, donde iremos consumiendo y utilizando con mayor abundancia el petroleo.¹²

1.4 Clasificación de los hidrocarburos

En la Figura 1.1 se muestra la clasificación de los yacimientos en la manera que se encuentran en el subsuelo, donde los crudos pesados se encuentran en los yacimientos no convencionales de petróleo.

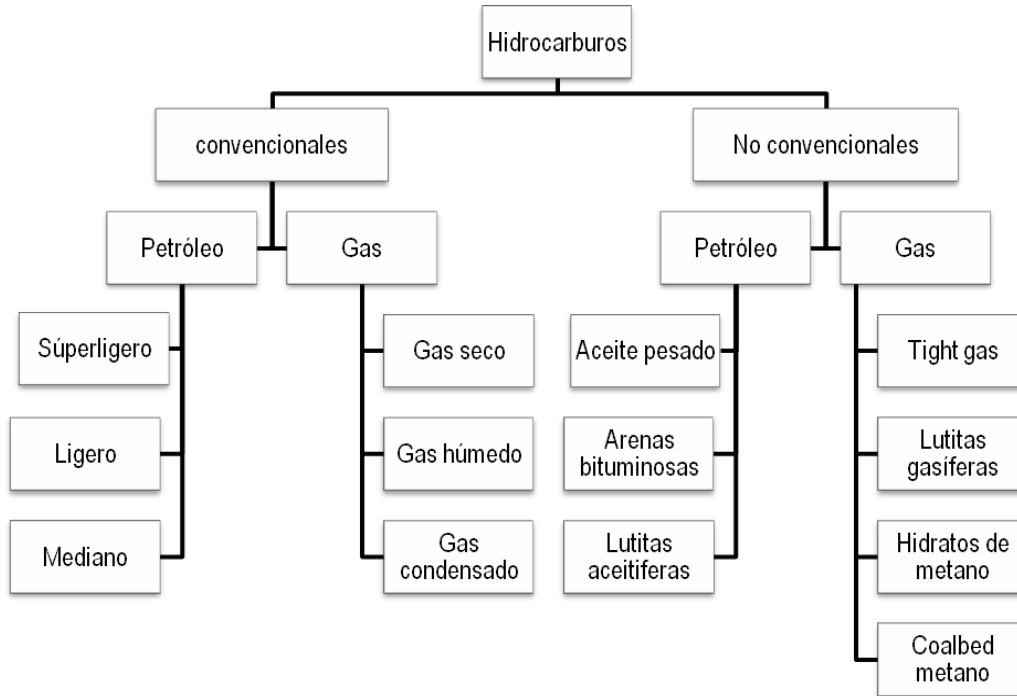


Figura 1.1 - Clasificación de los hidrocarburos por tipo de yacimiento (Thomas, 2008)

1.4.1 Por su contenido de azufre

El petróleo se puede clasificar de acuerdo a su contenido de azufre, como “amargo”, “semi-amargo” o “dulce”. Los crudos amargos tiene una cantidad mayor al 1.5 por ciento de azufre dentro de su composición, el semi- amargo se encuentra entre 0.5 a 1.5 por ciento. Mientras que los crudos dulces debe de tener menos del 0.5 por ciento de azufre dentro de su composición química.

1.4.2 Por su densidad °API

El petróleo se puede clasificar como se indica en la Tabla 1.1:

Tabla 1.1 - Clasificación de los crudos por su densidad °API ³

Crudo	Densidad [gr/cm³]	Densidad [°API]
Extrapesado	> 1	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 - 39.0
Súperligero	< 0.83	39

1.4.3 Por su viscosidad

La viscosidad de un aceite pesado puede estar en el rango 100 [cp] – 6000 [cp]. Los aceites extrapesados pueden presentar viscosidades mayores de 1,000,000 [cp]. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se funde fácilmente cuando se calienta.

No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos pesado y viscoso tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesado ya que los petróleos pesados tienden a ser mas viscosos que los petróleos convencionales.

Algunas veces los hidrocarburos semisólidos como los de arenas bituminosas y los asfáltenos son incluidos en esta definición.

Con base en la viscosidad a condiciones de yacimiento, las reservas de aceites pesados se han clasificado en cuatro categorías

Si se considera la viscosidad de aceite a condiciones de yacimiento, las reservas de aceite pesado pueden ser clasificadas en las siguientes categorías:

1.4.3.1 Clase A: Aceites pesados

Es todo tipo de aceite que no fluye con facilidad. Se le denomina “pesado” debido a su densidad entre 10 y 22 [°API], con una viscosidad de 10 [cp] a 100 [cp].

En esta clasificación los aceites pesados son adecuados para operaciones de recuperación térmica. Tales parámetros son:

- Yacimientos de areniscas a profundidades menores a 3000 [m]
- Arenas saturadas de aceite con espesores netos mayor a 3 [m]
- Saturaciones de aceite dentro del yacimiento mayores de 0.09 [m³/m²-m]
- La viscosidad del aceite en el yacimiento debe ser suficiente para moverse a condiciones de yacimiento

En la Figura 1.2 se muestra un ejemplo de crudo pesado.

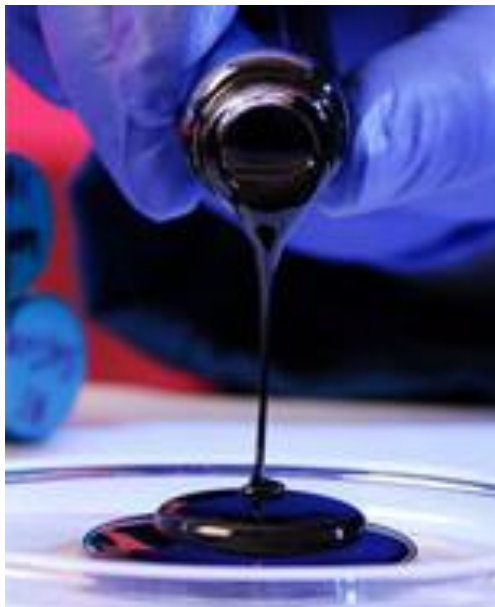


Figura 1.2 - Aceite pesado¹¹

1.4.3.2 Clase B: Aceites extra pesados

Estos aceites presentan una densidad menor a 10 [°API], y viscosidad entre 100 [cp] a 10,000 [cp], son móviles a condiciones de yacimiento, es posible implementar métodos térmicos de recuperación mejorada para la extracción, sin embargo es necesario implementar tecnología de punta para su recuperación.

Este tipo de aceite se cotiza a un menor precio en comparación con el aceite ligero, debido a que presenta un alto contenido de azufre y metales pesados. Así mismo, la productividad de los pozos es menor y puede dificultar el transporte para su comercialización (Edward, 2008), para resolver este problema de transporte se utilizan los mejoradores de flujo para mover el aceite.

En la Figura 1.3 se muestra un ejemplo de crudo extra pesado.



Figura 1.3 - Aceite extra pesado

1.4.3.3 Clase C: Arenas bituminosas y bitumen

No presentan movilidad a condiciones de yacimiento. El término bitumen se emplea para describir al aceite más pesado, dentro de los aceites pesados, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

Un bitumen es una mezcla altamente viscosa natural conformada principalmente por los hidrocarburos más pesados con posible contenido de compuestos de azufre, y que en su estado viscoso natural no es recuperable a través de un pozo. Debido a que no fluye a condiciones naturales (Edward, 2008).

El término de arenas bituminosas es aplicado a menudo a las arenas del área de Athabasca en Canadá, las cuales son recuperables mediante procesos muy similares a los usados en la minería. Las arenas bituminosas como los aceites pesados, comparados con los aceites convencionales, poseen un alto contenido de asfaltenos, azufre y metales (Carillo, 2011). Los valores de °API son bajos, y están asociados a un alto contenido de componentes no hidrocarburos, lo que reduce su valor comercial. Normalmente presentan las siguientes características:

- Presentan una viscosidad mayor a 10,000 [cp]
- Presentan una densidad de entre 7 y 18 [°API]

En la Figura 1.4 se presenta las arenas bituminosas.



Figura 1.4 - Arenas bituminosas (Ring, 2014)

1.4.3.4 Clase D: Oil Shale o aceite de lutitas

El termino oil shale se refiere a las lutitas de aceite que es una roca sedimentaria que contiene materiales bituminosos sólidos llamado kerógeno que se liberan en forma de líquidos derivados del petróleo cuando la roca se calienta a través de un proceso químico (Carillo , 2011)

Las formaciones de lutitas contienen una materia orgánica llamada kerógeno, la cual produce hidrocarburos derivados del petróleo mediante un proceso de destilación. Dicho proceso consiste en calentar las lutitas a una temperatura de aproximadamente 700 [°F], temperatura a la cual se descompone el aceite y los gases. Al encontrarse en estado sólido las lutitas, estas no fluyen por lo cual es necesario implementar procesos de minería para su extracción.

En afloramientos naturales las capas de lutitas van de los 7.6 metros hasta 15.2 metros de espesor, es posible encontrar depósitos de aceite, pero se requiere emplear tecnología avanzada para su extracción, lo que implica un mayor costo.

Los métodos empleados actualmente para la recuperación de aceite en lutitas son los siguientes:

- Métodos de minería para la explotación de lutitas
- Fracturamiento de la formación de lutitas, similar al fracturamiento convencional en pozos petroleros

En el fracturamiento, el agua y la arena endurecida se bombean a la formación a altas presiones creando fracturas. Estas fracturas proporcionan una trayectoria para otros líquidos. con el fin de empujar al aceite fuera de la formación, donde el aceite es recuperado en los pozos que se encuentran en la periferia para sacar el crudo.

En la Figura 1.5 se presenta una roca aceite de lutita.



Figura 1.5 - Oil Shale⁵

1.4.4 Calidad de los crudos en México

En México, los tres tipos de crudo presentan diferentes calidades, denotándolo en: crudo pesado (Maya) de 22 [°API]; crudo ligero (Itsmo) de 33.6 [°API]; y crudo súper-ligero (Olmecca) de 39.3 [°API].⁶

En México la mayor cantidad de crudo que se produce es de tipo pesado. En 2013, la participación del crudo pesado es de 53.8% (1,367 mbd), donde su participación se reducirá para el año 2017 a un 35% (1,118 mbd) debido a la declinación natural de los Activos en la Región Marina Noreste que son Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

Es importante destacar que en la producción de crudo pesado, Pemex incorpora la producción de crudo extra pesado en la Región Marina con calidades de crudo que van de 6 a 12 [°API] y con altas concentraciones de ácido sulfhídrico (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂). En este contexto, Pemex tiene la estrategia de desarrollar un plan para la explotación y comercialización de crudo extrapesado de las Regiones Marinas con proyectos de mezclado de crudo ligero con el crudo extrapesado.

1.4.4.1 Crudo Maya

Es un crudo pesado de entre 21 y 22 [°API] y amargo (con un 3.4 a 3.8% de azufre en peso) por lo que brinda menores rendimientos de gasolina y diesel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros. Las terminales marítimas de carga del Maya son: Cayo Arcas - en mar abierto, aproximadamente a 162 [km] de Ciudad del Carmen, en el estado de Campeche-; Dos Bocas, en Tabasco, y Salina Cruz, en Oaxaca.

Con objeto de maximizar el valor económico de este crudo, su procesamiento requiere de refinerías con unidades de alta conversión, las cuales transforman la fracción pesada (residuo) del crudo en productos con mayor valor para el refinador. Para este efecto el Comercio Internacional ha celebrado contratos de suministro de largo plazo con refinadores que cuentan con unidades de alta conversión o que aceptaron expandir la complejidad de sus refinerías para obtener el mayor valor del crudo Maya.¹⁵

1.4.4.2 Crudo Istmo

Es un crudo medio de entre 32 y 33 [°API] y amargo (aproximadamente un 1.8% de azufre en peso) con buenos rendimientos de gasolina y destilados intermedios (diesel y jet fuel/keroseno). Las terminales marítimas de carga del Istmo son: Dos Bocas, en el estado de Tabasco; Salina Cruz, en Oaxaca, y Pajaritos, en Veracruz. El mayor valor económico de este crudo se obtiene en refinerías con unidades FCC (Fluid Catalitic Cracker). Su calidad es similar a la del crudo Árabe Ligero y a la del crudo ruso Urales.¹⁵

1.4.4.3 Crudo Olmeca

Es el más ligero de los crudos mexicanos, con una densidad de entre 38 y 39 [°API] y un contenido de azufre de 0.73% a 0.95% en peso, por lo que es un crudo ligero y amargo. Sus características lo hacen un buen productor de lubricantes y petroquímicos. Los cargamentos de crudo Olmeca se exportan desde la Terminal Marítima Pajaritos, en el estado de Veracruz.¹⁵

1.4.4.4 Crudo Altamira

Es un crudo pesado, con una densidad de entre 15.5° a 16.5° API y un contenido de azufre en el rango de 5.5% a 6.0% en peso. Al igual que el tipo Maya, brinda menores rendimientos de gasolina y diesel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros. Sus características físico-químicas lo hacen adecuado para la producción de asfalto. Los cargamentos de crudo Altamira se exportan desde la Terminal Marítima Cd. Madero, en el estado de Tamaulipas.¹⁵

La Tabla 1.2 muestra un resumen de las principales características de los crudos mencionados anteriormente.

	Maya	Istmo	Olmeca	Altamira
Densidad [°API]	21.0 - 22.0	32.0 - 33.0	38.0 - 39.0	15.0 - 16.5
Viscosidad @ 100°F [cSt]	320	60	38	1280 - 1750
Agua y sedimentos [ppm]	0.5	0.5	0.5	1
Cantidad de Azufre [% peso]	3.4 - 3.8	1.8	0.73 - 0.95	5.5 - 6.0

Tabla 1.2 - Calidad de los crudos mexicanos¹⁵

1.5 Principales características de los crudos pesados

Además de la densidad y viscosidad, la composición química y propiedades de los aceites pesados que contribuyen de manera importante para las caracterizaciones del comportamiento del aceite dentro del yacimiento. Para así hacer diferentes planes y programas de explotación de los hidrocarburos, como por ejemplo para un crudo extra pesado, que se encuentre en un yacimiento somero o muy profundo, y contenga una viscosidad alta; por lo que en la siguiente Tabla 1.3 se muestra la composición elemental del petróleo pesado para su entendimiento.

Propiedades y composición	Crudos intermedios	Tipos de crudos pesados		
		A	B	C
Profundidad promedio [m]	580 - 2,140	770 - 1,600	450 - 1,200	120 - 910
Valores extremos de profundidad [m]	20 - 3,900	90 - 3,400	160 - 3,517	0 - 1,000
Densidad @ 60 [°F] [g/cm ³]	0.904 - 0.934	0.935 - 0.965	0.966 - 0.993	0.994 - 1.040
Densidad @ 60 [°F] [°API]	25 - 20	20.1 - 14.9	15.0 - 11.0	11.1 - 4.5
Viscosidad promedio @ 100 [°F] [cSt]	40 - 425	410 - 1200	800 - 1320	1320 - 10,000
Valores extremos de viscosidad @ 100 [°F] [cSt]	1250	21 - 1600	190 - 18000	150 000 +
Porcentaje promedio de Azufre [%]	0.1 - 4.6	1.6 - 5	1.6 - 5	3.4 - 6.5
Valores extremos del porcentaje de Azufre [%]	5	5.5	7.5	0.1 - 7
Porcentaje promedio de Nitrógeno [%]	0.1 - 0.74	0.22 - 0.9	0.2 - 0.8	0.1 - 0.9
Valores extremos del porcentaje de	1.67	1.23	-	-

Nitrógeno [%]				
Porcentaje promedio de Asfaltenos [%]	1 - 5.7	0.1 - 4	5.8 - 14.3	3.4 - 6.5
Valores extremos del porcentaje de Asfaltenos [%]	1.0 - 10.0	0.7 - 4.5	0.4 - 17	0.7 - 4.2
Porcentaje promedio de Carbón Conradson [%]	2.8 - 12	4 - 11.2	1.4 - 13.8	8.0 - 21
Fracción de Carbón Conradson por debajo de 200 [°C]	2.8 - 19 (27)	0 - 10 (13.6)	0 - 6 (20)	0 - 4 (7)
Contenido de Vanadio [ppm]	40 - 156	100 - 228	156 - 413	100 - 1200
Valores extremos del contenido de Vanadio [ppm]	1.4 - 32	-	90	45 - 2070
Contenido de Níquel [ppm]	29 - 40	18 - 30	24 - 130	40 - 150
Valores extremos del contenido de Níquel [ppm]	2.0 - 60	-	-	5.0 - 18

Tabla 1.3 - Caracterización general de los crudos pesados (Satter & Thakur, 1994).

1.5.1 Viscosidad

Se define como viscosidad de fluido a la fricción interna o resistencia ofrecida por el fluido al movimiento relativo de sus partes. La viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez.

La viscosidad del petróleo en el yacimiento es un factor importante que determina la planeación del proyecto. La viscosidad es un parámetro científico que indica con cuanta facilidad fluye un líquido y se expresa en centipoise [cp]. A modo de información se muestra la viscosidad de fluidos conocidos para ilustrar su naturaleza.

En la siguiente Figura 1.6 se muestran diferentes ejemplos comparativos de la viscosidad y la densidad °API de distintos hidrocarburos y productos de uso cotidiano.

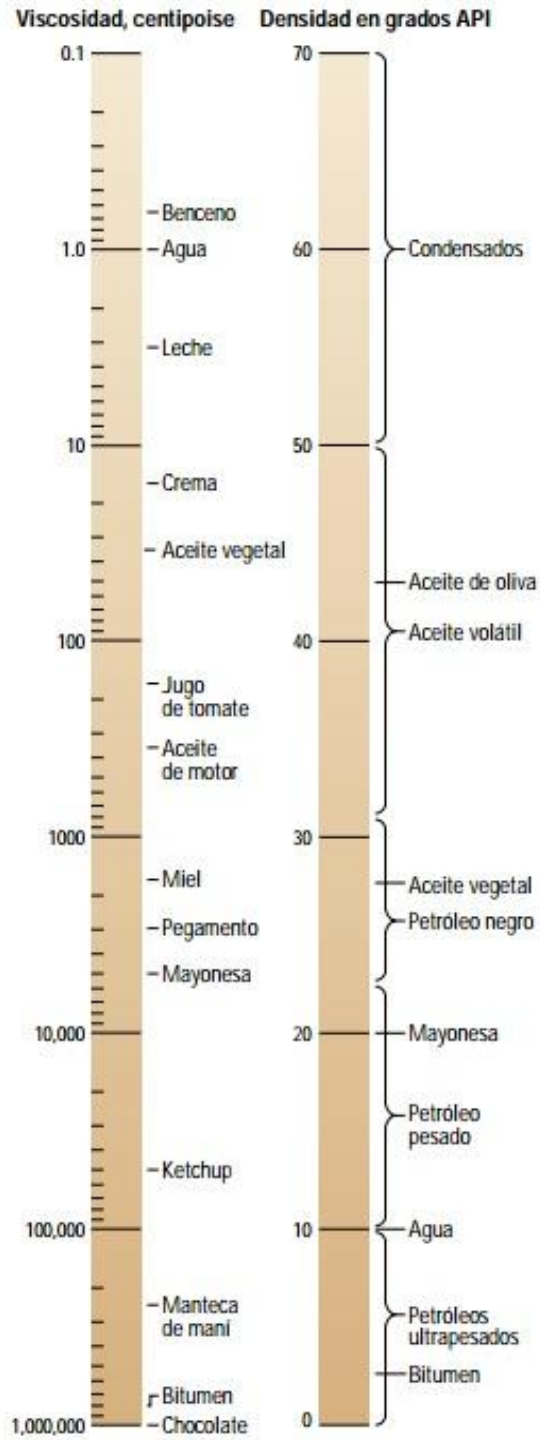


Figura 1.6 - Comparación de la viscosidad y la densidad °API entre hidrocarburos y productos cotidianos (Oilfield review, 2006)

1.5.1.1 Cálculo de la viscosidad en crudos pesados

Los crudos pesados presentan serios problemas en el flujo multifásico vertical, en general, si la viscosidad del líquido es mayor a 10 [cp] (aproximadamente equivalente a 30 [°API] a 100 [°F]), las caídas de presión por unidad de longitud de tubería, para el flujo multifásico, aumentan conforme aumenta la viscosidad del líquido.¹

La viscosidad de un líquido varía de acuerdo a la temperatura, presión, densidad, gas en solución, entre otras variables, incluyendo la composición, aunque la temperatura juega un papel importante en dicha variación, como se ve en la Figura 1.7.

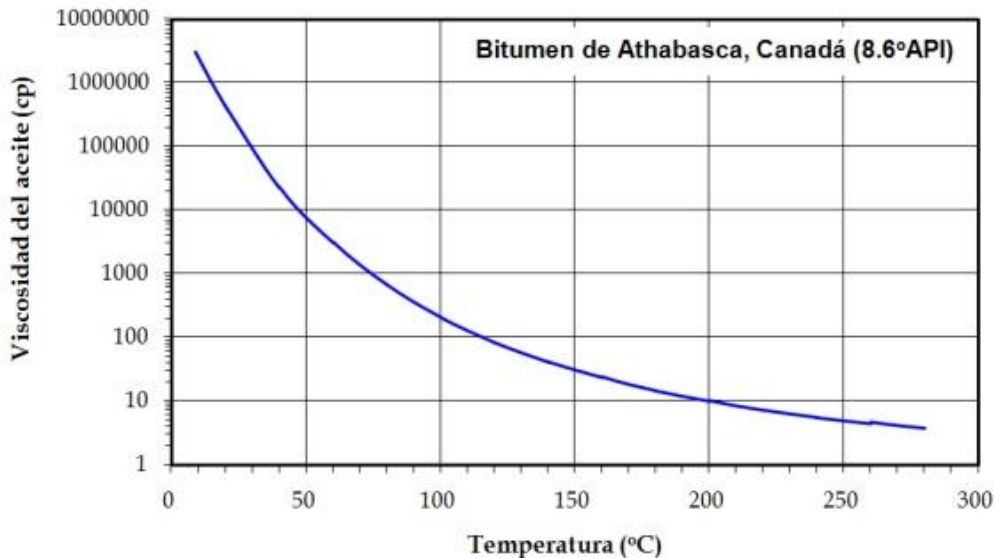


Figura 1.7 - Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura (Oilfield review, 2006)

Las correlaciones para determinar la viscosidad de aceites pesados se puede dividir en tres categorías: viscosidad del aceite muerto (μ_{OD}), viscosidad en el punto burbuja (μ_{OB}) y viscosidad del aceite bajosaturado (μ_o).

a. Correlaciones de viscosidad para aceite muerto

Esta viscosidad del aceite, es la que presenta el fluido cuando se encuentra a condiciones estándar y ya no liberara gas en solución.

Correlación para aceites pesados de Egbogah-Jacks:

$$\mu_{OB} = 10^{(1.90296 - 0.01261 \text{°API} - 0.61748 \log T)}$$

b. Correlaciones de viscosidad para aceite bajo saturado

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

Correlación de aceites pesados de Kartoatmodjo:

$$\mu_o = 0.9886 * \mu_{OB} + 0.002763 * (P - p_b) * (-0.1153 * \mu_{OB}^{1.7933} + 0.0316 * \mu_{OB}^{1.793159393})$$

Dónde:

μ_{oi} : Viscosidad del fluido saturado.

P : Presión a la que se encuentra el fluido.

P_b : Presión de burbuja.

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

1.5.2 Densidad °API

La densidad se define usualmente en término de grados API (Instituto Americano del Petróleo), comparándola con el agua mediante la densidad relativa; mientras más denso es el petróleo más baja es la densidad API. Si los grados API son mayores a 10, el aceite es más ligero que el agua.

La densidad API también se utiliza para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Por ejemplo, si una fracción de petróleo flota en otra, significa que es más ligera, y, por lo tanto, su densidad API es mayor. La densidad API se obtiene experimentalmente mediante un instrumento denominado hidrómetro. La fórmula usada para obtener la densidad API es la siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o @ 60[{}^{\circ}F]} - 131.5$$

1.5.3 Composición química típica

La mezcla de hidrocarburos es compuesta de átomos de carbono e hidrogeno que se encuentran en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales en menor proporción.

En la Tabla 1.4 se muestra la composición del petróleo pesado, los cuales están constituidos casi exclusivamente por hidrocarburos, es decir, compuestos orgánicos, más o menos complejos, de Carbono e Hidrogeno, mezclados en proporciones diversas entre sí, y con otros compuestos químicos.

Elemento	Rango [%]	Valor típico en crudos pesado [%]	Valor típico en crudos intermedios [%]
Carbono (C)	85 - 95	80	84 - 87
Hidrogeno (H)	11 - 14	11	5
Azufre (S)	< 5	2.0	0.05 – 1.0
Oxigeno (O)	< 2	2	10
Nitrógeno (N)	< 0.9	0	0.1 – 2.0
Metales Pesados (Ni y V)	< 0.1 [ppm]	360 [ppm]	100 [ppm]

Tabla 1.4 - Composición promedio de los crudos pesados^s

1.6 Yacimientos convencionales de aceite

Para entender lo que son los yacimientos de crudo pesado es necesario entender primero lo que son los yacimientos convencionales debe de formar un sistema petrolero donde contenga sus elementos de roca generadora, roca almacén y roca sello. Donde está compuesto por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos periodos de tiempo, donde se generaron condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y

descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Donde estos posteriormente, migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso

Los yacimientos convencionales son acumulaciones discretas de petróleo o gas relacionadas con una característica geológica estructural y/o una condición estratigráfica, típicamente con cada acumulación limitada por un contacto de un acuífero, y que es significativamente afectada por influencias hidrodinámicas. El petróleo es recuperado a través de los pozos y típicamente requiere de un procesamiento mínimo antes de su venta.¹

Se caracterizan por ser producidos a gastos económicos de flujo rentables, los hidrocarburos producidos no tendrán la necesidad de recibir tratamientos mayores de estimulación, procesos especiales de recuperación ni tampoco será necesario utilizar tecnologías para su producción.

1.6.1 Recuperación primaria

Es cuando el yacimiento cuenta con la propia energía suficiente para elevar los fluidos a superficie. En este flujo se generan diferentes empujes conocidos como mecanismos de desplazamiento. Dentro de los cuales son el empuje por expansión del sistema roca-fluido, el empuje por expansión del gas disuelto, el empuje por expansión del casquete de gas, empuje por segregación gravitacional y el empuje por entrada de agua.

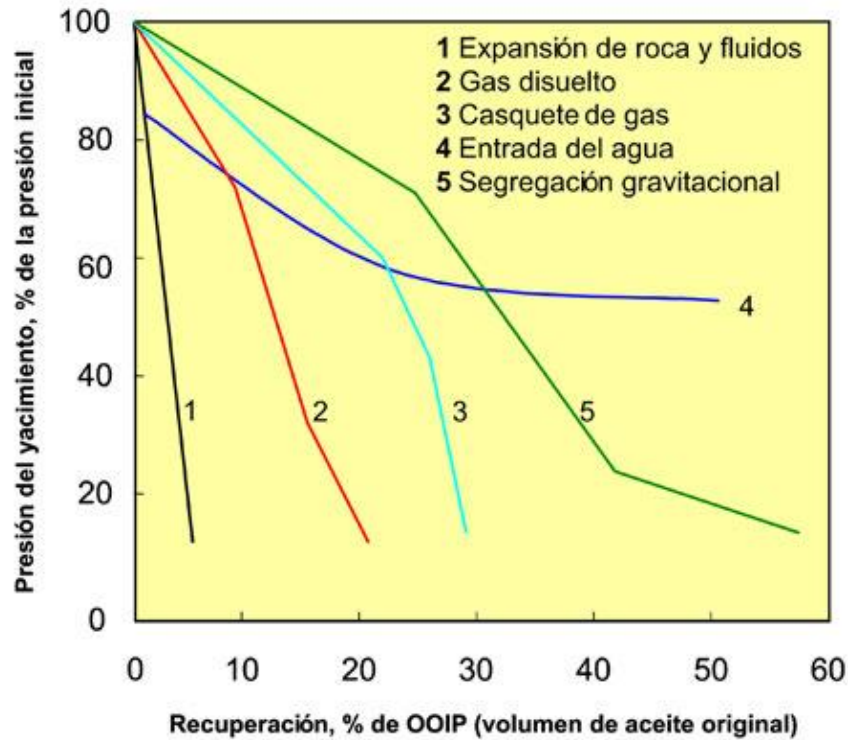


Figura 1.8 - Curvas características de los mecanismos de empuje durante la recuperación primaria (Satter & Thakur, 1994)

Como podemos observar, los mecanismos que generan las recuperaciones más altas son las de entrada de agua y el de segregación gravitacional, no así la expansión del sistema roca-fluidos, que representan la menor recuperación del yacimiento.¹³

a. Expansión del sistema roca - fluido

Un aceite bajosaturado, a la presión y temperatura del yacimiento, cuando contiene menos gas que el requerido para saturarlo. Cuando el aceite es bajosaturado implica que todo el gas presente en el sistema se encuentra disuelto en el aceite, por lo que la energía del yacimiento está asociada a la compresibilidad de la roca y los fluidos que se encuentran en la fase líquida. Su recuperación se encuentra en el orden de 5 a 10 %.¹³

b. Expansión del gas disuelto

Un aceite sujeto a condiciones de altas presión y temperatura, puede contener grandes cantidades de gas en solución. Si la presión del yacimiento es igual o menor a la expresión de saturación de los

fluidos, el gas disuelto se expande, se libera y se representa como fase continua y por consiguiente se puede desplazarse. La recuperación que se logra son bajas, del orden del 10 al 20% del volumen original in-situ.¹³

A medida que la presión declina, el gas fluye a un ritmo mayor que el aceite, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se nota en el incremento de las relaciones gas-aceite (RGA) del campo.¹³

c. Segregación gravitacional

Es un mecanismo que depende de las densidades de los fluidos y de la mojabilidad de la roca, ya que es producto de la migración del gas hacia la parte más alta de la estructura, o a la cima de la formación, y así, drena el espacio inicialmente ocupado por el aceite. Este proceso da origen al casquete o capa de gas. La migración del gas es relativamente rápida comparada con el drene del aceite.¹³

Este mecanismo de producción es muy bueno, en caso de aceite pesado, el mecanismo tendría efecto a tiempos muy largos, por la baja movilidad del aceite debido a la viscosidad, lo cual incide en un bajo impacto de este mecanismo sobre el factor de recuperación del aceite.¹³

d. Expansión del casquete de gas

Cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, los hidrocarburos se encuentran en dos fases, se tiene una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, haciendo que el aceite se desplace por el empuje del gas aunado al drene por segregación gravitacional.¹³

e. Entrada de agua

Un yacimiento con empuje o entrada de agua, significa que se tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y el acuífero. Este acuífero puede estar por debajo de todo el yacimiento.¹³

A medida que la presión del yacimiento disminuye, el agua del acuífero, que está confinada, crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero, conocido como el contacto inicial agua-aceite. La energía natural del yacimiento es afectada por la compresibilidad efectiva del

acuífero. Cuando este es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido por agua.¹³

Para la recuperación primaria igual se pueden utilizar sistemas artificiales de producción donde son aquellos pozos a los que se les necesita adicionar energía, ya que la energía del yacimiento no es suficiente para aportar fluidos del fondo del pozo a la superficie. Esto es, cuando los pozos llegan al fin de su vida de flujo natural, la presión de fondo puede ser tan baja, que el pozo dejará de producir el gasto deseado o inclusive que no produzca nada, entonces será necesario implementar un sistema artificial de producción.

Por otra parte debe tenerse en cuenta que el que un pozo sea fluyente no significa que no deba ser considerado para algún tipo de sistema artificial en un tiempo dado. Ya que se le puede suministrar energía indirectamente al yacimiento mediante inyección de agua o gas para su mantenimiento de presión..

1.6.2 Recuperación secundaria

Recuperación secundaria. Se inyecta un fluido al yacimiento para proporcionarles la energía necesaria para producir, en esta etapa no se alteran las propiedades del sistema roca–fluido. 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 en forma inmisible (gas, agua y combinación agua–gas).⁷

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. 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 fluidos.¹⁴

La inyección de agua es el método que ha sido más utilizado para la recuperación secundaria. En cuanto a yacimientos convencionales que tiene una buena administración, se pueden alcanzar factores de recuperación en el rango de 50 a 65 por ciento del volumen original.¹⁴

1.6.3 Recuperación terciaria o mejorada

Recuperación terciaria y mejorada. En esta etapa se aplica algún método para cambiar las propiedades del sistema roca – fluido y obtener una recuperación adicional. La recuperación

mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no se encuentran presentes en el yacimiento, lo que se hace es con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico – químico de los fluidos dentro del yacimiento.⁸

Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). Existen casos de éxito en el mundo con factores de recuperación ha superado el 70 por ciento del volumen original in situ.⁸

Los hidrocarburos en los que se pueden aplicar técnicas de recuperación mejorada tienen un amplio rango de características físico-químicas: desde crudos volátiles con altas densidades API y baja viscosidad hasta crudos con baja densidad API y de viscosidad alta. Así mismo, pueden estar almacenados en depósitos con características geológicas diversas: desde yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades considerables, hasta en formaciones de arenas someras.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grupos: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y los no térmicos, como son, inyección de químicos como surfactantes, polímeros e inyección de gases miscibles.⁵

Los métodos térmicos se han utilizado 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. Los métodos térmicos tienen la menor incertidumbre y proporcionan cerca del 70% de la producción mundial proveniente de la recuperación terciaria.¹⁴

1.7 Yacimientos no convencionales de aceite

Si bien aún no hay un acuerdo universal en la definición de aceite no convencional, en términos generales podemos decir que cualquier hidrocarburo que requiera tecnologías de producción considerablemente diferentes a las prácticas comunes de la explotación se le considera no-convencional. Evidentemente el concepto varía rápidamente con el tiempo, derivado de la velocidad con la que se presentan los avances tecnológicos en la industria.⁶

Los hidrocarburos no convencionales se formaron en la roca madre y todavía siguen almacenados ahí. Por lo que es una roca no muy permeable. Son yacimientos de petróleo a través de un área grande y que no son significativamente afectadas por las influencias hidrodinámicas.

Algunos ejemplos de yacimientos no convencionales son: metano de carbono, gas de lutitas, hidratos de gas, bitumen natural, y depósitos de oilshale. Típicamente, tales acumulaciones requieren de tecnología especializada para su extracción (vapor y/o solventes para movilizar el bitumen por recuperación “in-situ”, y, en algunos casos, actividades de minería).

Cuando los precios del crudo convencional son altos, las tecnologías de extracción de crudo no convencional se vuelven rentables, por efecto de sus costos de producción. Actualmente, los precios permiten la activación de proyectos en esta categoría.

La Figura 1.9 muestra las principales fuentes no convencionales del petróleo.



Figura 1.9 - Fuentes de aceite en yacimientos convencionales y no convencionales (Villalobos, 2010)

1.7.1 Principales diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales

➤ Yacimientos convencionales

- Se forman como acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales como en trampas estratigráficas

- Presentan un buen porcentaje de porosidad en sus litologías y poseen buenas permeabilidades
- Están relacionados con las reservas limitadas las cuales pueden ser explotadas en pocos años
- Su desarrollo no requiere del uso de tecnologías

➤ **Yacimientos no convencionales**

- Presentan acumulaciones predominantes regionales, extensas, la mayoría de las veces independiente de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas
- Sus características petrofísicas son bajas (porosidad, permeabilidad, densidad, viscosidad)
- Su desarrollo requiere el uso de altas tecnologías para su explotación
- Se les asocia una gran cantidad de reservas de hidrocarburos
- Son capaces de ser producidas por varias décadas
- En los yacimientos no convencionales resulta más caro extraer aceite y gas

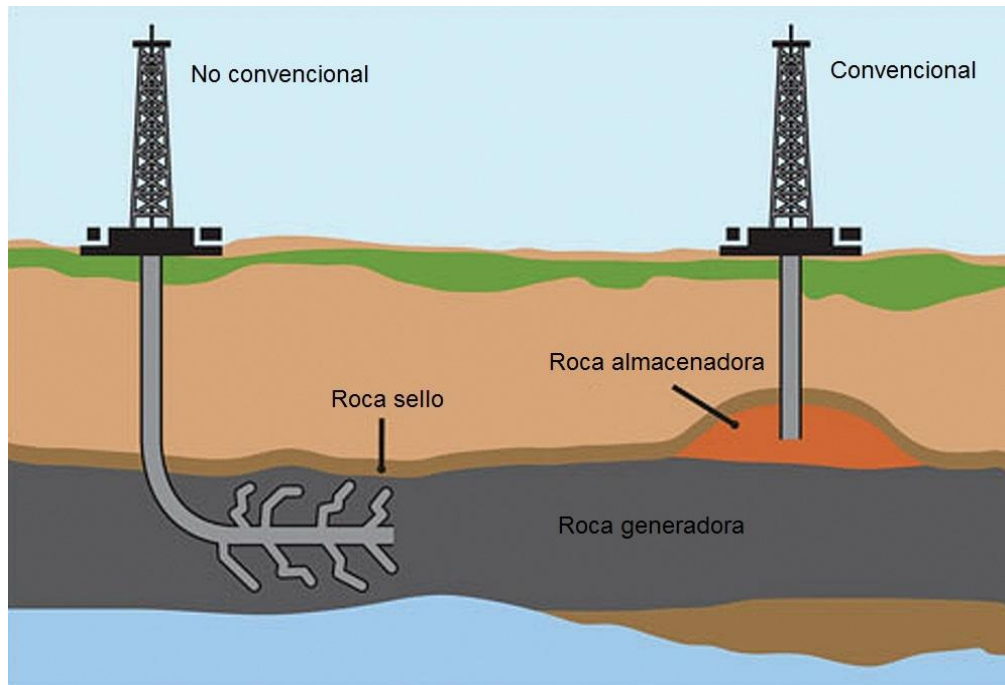


Figura 1.10 - Diferencia esquematizada y simplificada entre yacimiento convencional y no convencional ³

1.7.2 Principales retos en la producción de yacimientos no convencionales

Existen diferentes problemas en la producción de yacimientos no convencionales, los cuales están asociados a producción; como son, baja productividad, taponamiento en las tuberías los cuales son debido a: ²

- Depósito de parafinas y asfaltenos en la vecindad del pozo
- Disminución del diámetro de la TP debido a la depositación de parafinas y asfaltenos
- Alta viscosidad del crudo
- La baja movilidad del aceite dentro del yacimiento
- La necesidad de sistemas artificiales de producción debido a baja presión del yacimiento
- Dificultades en la separación, almacenamiento y transporte del crudo y gas
- La producción de sólidos, que provocan daños en los equipos subsuperficiales y superficiales
- Precisión en la caracterización del fluido
- El diseño de los separadores, así como también sus componentes internos

Estos problemas pueden llegar a ser de tal magnitud, que impidan que la presión del yacimiento sea capaz de vencer las caídas de presión en el sistema integral de producción, y debido a esto el pozo no sea productor, o también, en el caso de las parafinas, asfaltenos e hidratos, lleguen a obturar por completo las tuberías o equipos, impidiendo así el flujo de fluidos.²

Cuando las parafinas y asfaltenos se depositan en la vecindad del pozo, provocan una obturación de los poros en la formación, disminuyendo la permeabilidad, lo que provoca una disminución en el aporte de fluidos. Una solución del problema de deposición de parafinas y asfaltenos es el calentamiento en la formación, dentro los cuales existen diferentes métodos que se pueden emplear como se mostrara en el capítulo 3.

1.8 Panorama mundial de los crudos pesados

El consumo mundial de energía primaria continúa en aumento debido a las necesidades energéticas en el mundo, por ello se han ido buscando nuevas alternativas de explotación en el petróleo (Fabian, 2013). Este hidrocarburo, una vez explotado y transformado, no solo permite satisfacer gran parte de las necesidades energéticas, sino también ha demostrado ser un elemento fundamental para el crecimiento y desarrollo económico.

En referencia al año 2012, las reservas probadas mundiales de petróleo crudo se ubicaron en 1,669.2 miles de millones de barriles de petróleo [mmbbl], donde el 72.4% correspondió a los países

de la Organización de Países Exportadores de petróleo (OPEP). Por otro lado, la región de Medio Oriente tuvo el 48.1% de las reservas mundiales.⁹

Respecto a las reservas probadas por país, Venezuela se ubicó en el primer lugar, teniendo en cuenta que este país tiene volúmenes considerables de aceite pesado.

En 2012, la producción mundial de petróleo crudo fue de 86,152 miles de barriles diarios [mbd], 2.3% mayor respecto a 2011. Las regiones de mayor producción fueron Medio Oriente con 32.5% de producción total, 20.3% de Europa y Eurasia y 17.5% de Norteamérica. Entre 2011 y 2012 la producción de Arabia Saudita correspondió a 13.3% del total mundial, 13.9% a Estados Unidos, y por el contrario, México presentó un descenso en la producción de -0.8%.⁸

1.8.1 Reservas mundiales de aceite y de crudos pesados

Las reservas mundiales probadas de petróleo al final de 2012 contabilizaron, 1,669 miles de barriles de petróleo, el crecimiento de las reservas probadas implica que, además de reponer los barriles extraídos durante el año en el mundo se agregaron otros. La magnitud de las reservas probadas de petróleo alcanzaría para 53 años de producción a nivel de 2012.⁸

Dentro de los países productores de petróleo, Venezuela es el país que cuenta con mayores reservas, contabilizando 297.6 mmmmbp; le sigue Arabia Saudita con 265 mmmmbp, Canadá con 173.9 mmmmbp por mencionar los países con mayores reservas, véase la Tabla 1.5.⁸

Lugar	País	Reserva [mmmb]	Participación mundial [%]
1	Venezuela	297.6	17.80
2	Arabia Saudita	265.9	15.90
3	Canadá	173.9	10.40
4	Irán	157.0	9.40
5	Iraq	150.0	9.00
6	Kuwait	101.5	6.10
7	Emiratos Árabes Unidos	97.8	5.90
8	Federación Rusa	87.2	5.20
9	Libia	48.0	2.90

10	Nigeria	37.2	2.20
11	EUA	35.0	2.10
12	Kazajistán	30.0	1.80
13	Qatar	23.9	1.40
14	China	17.3	1.00
15	Brasil	15.3	0.90
16	Angola	12.7	0.80
17	Argelia	12.2	0.70
18	México	11.4	0.70
19	Ecuador	8.2	0.50
20	Noruega	7.5	0.40%

Tabla 1.5 - Países con mayores reservas probadas de aceite, 2012⁸

La región que domina el mercado de reservas a nivel mundial es Medio Oriente con un volumen de 807.7 mmmbp hasta el 2012, la región de África tuvo un total de 130.3 mmmbp, en cuanto a Centro y Sudamérica llegaron alcanzar los 328.4 mmmbp, mientras tanto Europa y Eurasia contabilizaron alrededor de 140.8 mmmbp y en referencia a la región de Norteamérica se vio afectada por la disminución de reservas probadas en México y Canadá.⁸

El volumen mundial de reservas probadas de petróleo crudo al cierre de 2009, se ubicó en 1,333.1 miles de millones de barriles (mmmbp). Del total mundial de reservas de crudo, el 77.2 % se encuentra ubicado en los países pertenecientes a la Organización de países Exportadores de Petróleo (OPEP). Los tres países con mayor cantidad de reservas son Arabia Saudita, Venezuela e Irán, que cuentan con una participación mundial de 19.8%, 12.9% y 10.3%, respectivamente. Tan solo en la región de Medio Oriente se localizan el 56.6% de las reservas probadas del mundo.¹⁵

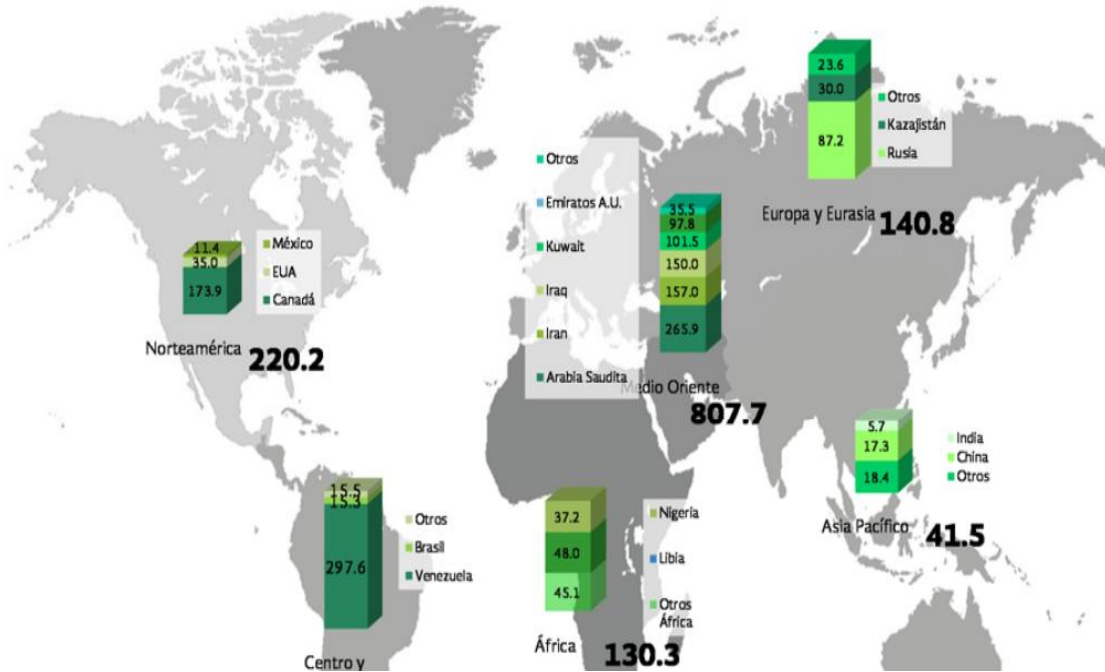


Figura 1.11 - Distribución de las reservas probadas mundiales, 2009. (SENER, 2009)

El petróleo convencional representa aproximadamente un 30% del total de las reservas, y lo restante, el 70% al petróleo no convencional; donde este se divide en tres que corresponde a petróleo pesado el 15%, extra pesado el 25% y bitumen con 30%.¹⁶

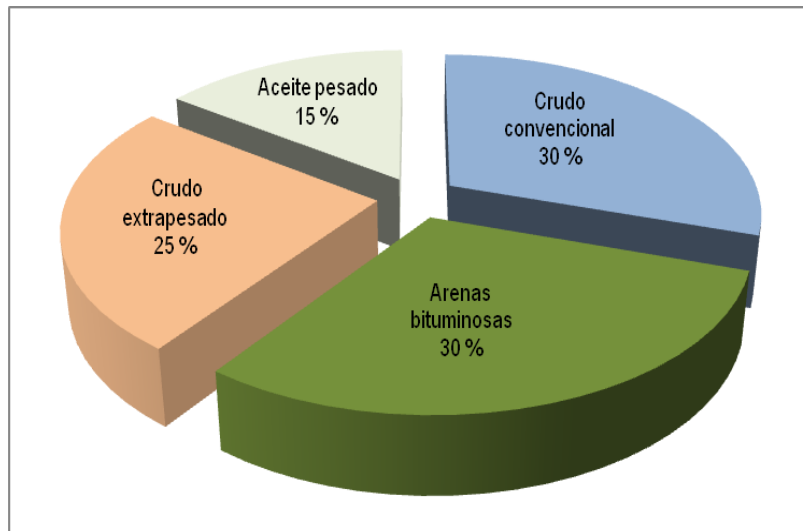


Figura 1.12 - Distribución de las reservas probadas mundiales por tipo de crudo, 2006 (Oilfield review, 2006).

1.8.2 Producción mundial de crudos pesados

En 2008, la producción mundial de crudo pesado fue de 9.1 [mmbpd]. La Tabla 1.6 muestra los países que tuvieron la mayor producción de aceite pesado durante dicho año:

Lugar	País	Producción [bpd]
1	Canadá	178,600
2	Irán	138,400
3	Venezuela	87,040
4	Rusia	79,000
5	Estados Unidos	20,970
6	China	16,000
7	Brasil	12,180
8	México	11,650
9	India	5,625
10	Omán	5,500
11	Indonesia	3,990
12	Egipto	3,700
13	Turquía	300
14	Cuba	124

Tabla 1.6 - Producción mundial de aceite pesado, 2008⁹

1.8.3 Importancia de los crudos pesados a nivel mundial y nacional

Con la creciente demanda de energía, declinación de la producción de los yacimientos de petróleo convencionales, así como los recursos de crudo y gas convencional se está volviendo cada vez más difícil su producción, la industria inicio a fijarse en los crudos pesados, teniéndolos actualmente como una de las soluciones a dicha problemática. En cuanto a volumen se trata, los crudos pesados son muy importantes, ya que se estima que existe más de este tipo de crudo en la tierra que cualquier otro crudo.

Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y gastos para la extracción de productos utilizables, y la disposición final de los residuos. Aun así, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado, lo cual se debe a que actualmente muchos yacimientos de

crudo pesado pueden ser explotados de manera rentable, aunado a que estos recursos son abundantes.

Existen grandes cantidades de crudos pesados, extra pesados y bitumen en Canadá, Venezuela, Rusia y en EUA, además de muchos otros países, entre ellos incluido México. Los recursos en Canadá, Venezuela, y los EUA son los líderes en la producción de estos crudos no convencionales. En Canadá, la producción a cielo abierto de los yacimientos someros provee aproximadamente el 50 % de la producción a través de los crudos pesados.

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

En cuanto a México se tiene en el año 2013, le correspondió 52.2% de petróleo pesado con 16,060 mmb, 35.1% de petróleo ligero con 10,812.6 mmb y 12.7% de petróleo súper ligero con 3,895 mmb.⁸

En cuanto a México, en el año 2012, la producción nacional de crudo alcanzo 2,550 mbd. La componente de crudo pesado represento 55.6% del total nacional, la de crudo ligero alcanzo 31.3%, mientras que la de crudo súper ligero se ubicó en 13.2%. Cabe de destacar que 93.3% del total de crudo pesado se produjo en la región Marina Noreste. Esta región se ha caracterizado por la producción de crudo pesado de los Activos Integrales Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, solo esta región aporto cerca del 63% del petróleo crudo producido por el país .⁸

Campo	Reserva [mmb]
Akal	3800
Maloob	2250
Zaap	1180
Kayab	900
Ku	850
Ayatsil	640
Sihil	350
Balam	280

Tekel	190
Tson	100

Tabla 1.7 - Distribución de crudo pesado por campos de la Región Marina Noreste, 2012 (CNH,2012)

Campo	Reserva [mmb]
Remolino	790
Furbero	495
Presidente Alemán	490
Amatitlan	450
Coralillo	400
Tajin	390
Coapechaca	236
Ahuantepec	220
Agua fría	205
Coyotes	190

Tabla 1.8 - Distribución de crudo pesado por campos de la Región Norte, 2012 (CNH,2012)

Campo	Reserva [mmb]
Samaria	530
Íride	375
Carrizo	50

Tabla 1.9 - Distribución de crudo pesado por campos de la Región Sur, 2012 (CNH,2012)

1.8.4 Perspectivas a futuro de los crudos pesados

La tendencia global hacia la reducción de emisiones y la eficiencia energética, ha impulsado cambios en la operación y perspectiva de negocio de las principales compañías petroleras, también ha promovido nuevas políticas energéticas de los gobiernos, con especial énfasis en aquellos con altos regímenes de consumo de energía. Entre las acciones más importantes emprendidas por las empresas petroleras para alcanzar esta meta, se encuentran: la reducción en el consumo de energía en actividades de exploración, explotación y, de mayor importancia por su consumo energético.¹⁵

Desde el punto de vista de la oferta, se considera que el mundo cuenta con suficientes reservas de petróleo para satisfacer la demanda global por muchas décadas. El reporte geológico de los estados unidos se estima que existen aproximadamente cuatro trillones de reservas recuperables de crudo. Una parte del incremento en las estimaciones se basa en los avances tecnológicos que se ha registrado para la recuperación de petróleo en campos productores, lo que permite a la industria a explorar y producir en regiones.¹⁵

La oferta mundial de petróleo a futuro se verá promovida por la aplicación de nuevas tecnologías de exploración y producción que se esperan que incrementen los factores de recuperación de yacimientos nuevos y otros actualmente en producción.

Capítulo II

Procesos térmicos de producción de crudos pesados

En la actualidad las reservas de hidrocarburos livianos están agotándose cada vez más debido que son más valiosas y a su vez más fáciles de extraer y los descubrimientos de nuevos yacimientos de este tipo son cada vez más escasos; es por ello que la industria petrolera ha vuelto su mirada a los crudos pesados y extra pesados, sin embargo con este nuevo auge también han surgido nuevos problemas y quizás el más significativo de ellos se dé en los procesos de extracción de estos crudos; es por ello que la tecnología se ha tenido a desarrollar nuevos métodos y técnicas así como a perfeccionar los ya conocidos que permitan la explotación de manera eficiente y rentable para este tipo de crudo.

Los avances en exploración y desarrollo de reservas mediante proyectos de inversión se ven agravados por la contracción de la economía mundial y de los bajos precios en este momento de petróleo. Generalmente estos proyectos requieren altos precios del hidrocarburo para ser rentables, debido a que los costos para su implementación son altos y a que los materiales a inyectar en los yacimientos deben ser apropiados para ciertas condiciones de presión y temperatura, estar disponibles para su aplicación, y ser procesados al igual que transportados con la infraestructura y tecnologías adecuadas.³

Se utilizan los procesos de recuperación térmica en los aceites pesados debido a que facilita la eficiencia del desplazamiento y aumenta la producción de estos, con otros métodos de recuperación la producción es baja y en ocasiones poco rentable.

La reducción de viscosidad del petróleo se puede lograr con la ayuda de un incremento en la temperatura, por lo que permite que el petróleo se desplace más fácilmente, lo que conlleva a una razón de movilidad mayor.

2.1 Antecedentes e historia de los procesos térmicos

El método más antiguo conocido para introducir calor en los yacimientos es el de usar calentadores de fondo. Una de las primeras referencias de esta práctica está en una patente otorgada a Perry y Warner en 1865. El propósito primario de los calentadores de fondo es reducir la viscosidad y con esto incrementar la tasa de producción de crudos, aunque ocasionalmente los calentadores se utilizan para mantener el crudo a una temperatura por encima del punto de fluidez durante su movimiento hasta la superficie, y para remover o inhibir la formación y acumulación de sólidos

orgánicos, con el uso de los calentadores de fondo y sistemas equivalentes que se utilizan para circulación de fluidos calientes desde la superficie solamente afectan la parte productora del pozo y la vecindad del mismo.¹

El uso de la inyección continua de vapor comienza en los años 1931-1932 cuando se inyectó vapor por 235 días en una arena de 18 [ft] de espesor, a una profundidad de 380 [ft]. Los primeros proyectos de inyección continua de vapor en gran escala se realizaron en Schoonebeek, Holanda y Tía Juana, estado Zulia, en Venezuela.¹

La inyección alternada de vapor se descubrió accidentalmente en 1959, durante la prueba piloto de inyección continua de vapor que se estaba llevando a cabo en Mene Grande, estado de Zulia, en Venezuela. Hoy en día, la inyección alternada de vapor (también conocida como inyección cíclica de vapor, remojo con vapor, estimulación con vapor) es un método de recuperación térmica muy utilizado.²

La combustión in situ en yacimientos petroleros, probablemente ocurrió durante la ejecución de proyectos de inyección de aire usados a principios del siglo para mejorar la extracción del petróleo. En 1920 Wolcott y Howard consideraron algunos elementos claves para los procesos de combustión subterránea para los yacimientos petroleros, incluyendo la inyección de aire para quemar parte del crudo, a fin de generar calor y reducir la viscosidad y proporcionarle al mismo tiempo una fuerza de desplazamiento al crudo. La primera aplicación de combustión in situ a gran escala fue llevada en Rusia en 1933.²

2.2 Importancia de los procesos térmicos en la producción de crudos pesados

Históricamente, los procesos térmicos de extracción se han aplicado a los crudos viscosos. Esta ha sido una dirección natural, debido a que no hay ningún otro método práctico in situ para extraer los crudos viscosos. Sin embargo, los métodos térmicos de extracción, usualmente se pueden aplicar a cualquier tipo de crudo, donde debe ser factible en el yacimiento y ser competitivamente económico con respecto a otros métodos alternos.³

Además de los crudos viscosos, el carbón y las lutitas petrolíferas son los prospectos más indicados para la aplicación de los procesos térmicos de producción. Existen en Canadá Venezuela varios yacimientos de aceite pesado de gran tamaño, que pueden ser susceptibles a la aplicación de métodos térmicos. En la parte occidental de Estado Unidos hay extensas áreas de lutitas petrolíferas y de carbón, muchas de las cuales, probablemente, tendrán que ser sometidos a procesos térmicos.³

Los crudos pesados no se pueden producir por flujo natural debido a que el aceite carece de movilidad dentro del yacimiento, aunque en algunos si fluye, su recuperación por producción primaria es baja, por lo que no es rentable mantener una producción así. Por lo que se llegó a la utilización de los métodos térmicos, para poder agilizar la movilidad de los fluidos en el yacimiento, a través de la reducción de la viscosidad. Los crudos pesados tienen una complejidad en la extracción por lo cual se necesita saber bien sus características químicas y físicas, para poder proponer algún método, ya sea por recuperación primaria o algún método de recuperación térmico. Los aceites pesados en algunas ocasiones necesitan algún sistema artificial para poder ser llevados del fondo del pozo a la superficie.²

2.3 Definición y características principales de los procesos térmicos

Los procesos térmicos de extracción utilizados hasta la actualidad se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como proceso de Combustión In Situ. También se pueden clasificar como Desplazamientos Térmicos o Tratamientos de Estimulación Térmica. En los Desplazamientos Térmicos, el fluido se inyecta continuamente en un número de pozos inyectores, para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos. En consecuencia, el desplazamiento térmico no solamente reduce la resistencia al flujo, sino que además, añade una fuerza que aumenta las tasas de flujo.¹

En los Tratamientos de Estimulación Térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores, En este tipo de tratamientos, la reducción de la resistencia al flujo, también puede resultar en la remoción de sólidos orgánicos o de otro tipo.³

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 la movilidad). De forma general, estos métodos consisten en la inyección de vapor o agua caliente y la inyección de aire, ambos bajo diferentes esquemas. Comúnmente se aplican a yacimientos de aceites pesados y viscosos, los cuales tienen densidades menores a 20 [°API] y viscosidades entre 200 – 2,000 [cp].¹

Los beneficios que se obtienen con los procesos térmicos son:

- Se alcanza un mayor producción de aceite
- Reducción de la viscosidad

- Mejoran la eficiencia de desplazamiento o eficiencia areal, por efecto de la mejora en la razón de movilidad
- En las zonas que han sido calentadas, y se tienen altas temperaturas, se producen procesos de destilación y craqueo del crudo, reduciendo la tensión superficial y las fuerzas capilares

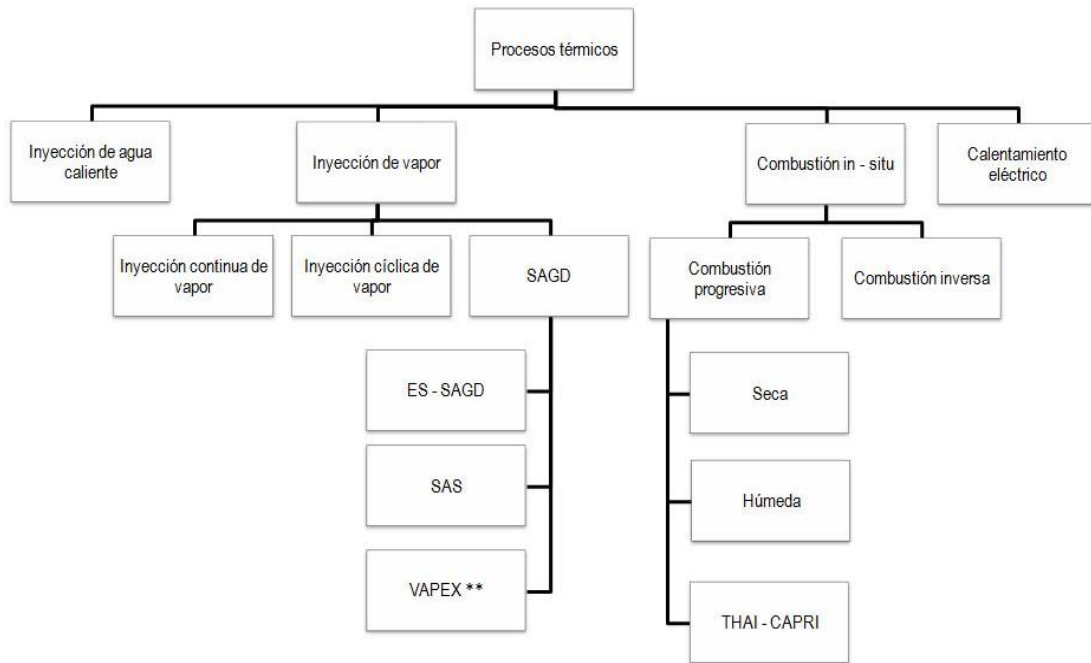


Figura 2.1 - Clasificación de los procesos térmicos de producción de crudos pesados (Thomas, 2008).

Los procesos térmicos son los más importantes en la industria petrolera, para la recuperación de los aceites pesados, debido a la necesidad de ellos necesitamos que el aceite fluya para los pozos y así poder tener una producción de aceite rentable.

2.4 Inyección de agua caliente

La inyección de agua caliente es probablemente el proceso térmico de recuperación más simple y seguro. En algunos casos, dependiendo de las características del yacimiento, puede ser el más económico y ventajoso. La decisión entre inyección de vapor o de agua caliente depende de la consideración de varios factores para su implementación.¹⁰

Los beneficios económicos dependen primordialmente del calor requerido para producir más aceite. El costo depende de la cantidad de calor perdido en los alrededores de la formación. El calor perdido

depende del espesor del yacimiento, temperatura y gasto de agua, la profundidad de la formación y las características de las rocas del yacimiento. En general el porcentaje de calor perdido disminuye mientras el gasto de inyección y de espesor del yacimiento aumenta.

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 de aceite deficiente resultando una alta recuperación de agua y una baja recuperación de aceite. Debido a la presencia de agua en todos los yacimientos petrolíferos, el desplazamiento por agua caliente debe de ocurrir, en cierto grado, en todos los procesos de extracción térmica.¹⁷

2.4.1 Descripción del proceso de inyección de agua caliente

En este proceso el aceite es desplazado inmisciblemente por la inyección de agua caliente a una temperatura mayor del yacimiento, pero menor a la temperatura de vaporización del agua a condiciones de yacimiento. La recuperación de aceite se incrementa debido al aumento de la movilidad del aceite (resultando así en la reducción de su viscosidad), y a la reducción de la saturación de aceite residual a altas temperaturas (existe una alteración de la tensión interfacial y de la mojabilidad), estos procesos de recuperación son aplicados a crudos relativamente viscosos.¹

En el yacimiento el agua fluye dentro de la formación perdiendo calor hasta tomar la temperatura del yacimiento, inmediatamente después de la inyección del agua, comienza a formarse una zona caliente y un banco de agua fría. El banco de agua fría continua aumentando delante de la zona caliente la cual también aumenta pero en menor cantidad. Esto ocurre debido a que la transferencia de calor es casi instantánea. Los beneficios de la inyección de agua caliente ocurren 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. El calor disminuye, la viscosidad y la densidad del aceite y del agua también sufren este efecto.⁴

En la siguiente Figura 2.2 se muestra un proceso de inyección de agua caliente dentro del yacimiento.

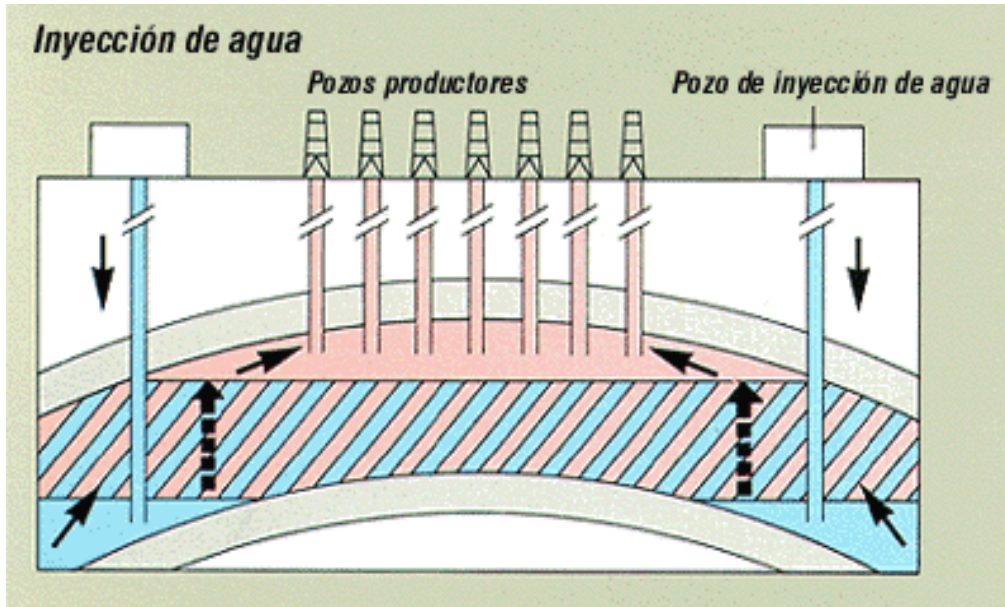


Figura 2.2 - Proceso de inyección de agua caliente²

En la Figura 2.2 se muestra el proceso de inyección de agua caliente en un anticlinal, donde se hace un arreglo de pozos para realizar la inyección. Es un arreglo de 2 pozos inyectoros en las zonas más bajas del anticlinal donde se encuentra el contacto de aceite, y en la cima de la formación se colocan los pozos productores donde se tendrá producción de agua-aceite. El proyecto deja de ser rentable cuando en los pozos productores se produzca más agua que aceite.

2.4.2 Características de los yacimientos candidatos a inyección de agua caliente

Las características para la inyección de agua caliente es que para una mejor recuperación sea en arcillas, la disposición de los pozos para poder hacerlos inyectoros de agua, la calidad del agua, tener pozos para la inyección de agua, un espesor considerable de la formación.⁷

El agua caliente se puede utilizar a profundidades mayores a 5,000 [m], presiones cercanas a 200 [kg/cm²] y temperaturas entre 320 y 340 [°C].

Parámetro	Valores
Espesor de la arena [pies]	>20
Profundidad [pies]	3,000 - 3,300
Porosidad [%]	>30
Permeabilidad [mD]	> 200

Saturación de petróleo [barril/(acre-pie)]	500
Densidad [°API]	< 25
Viscosidad a condición de yacimiento [cp]	<1,000

Tabla 2.1 - Características de los yacimientos candidatos a inyección de agua caliente²

2.4.3 Ventajas y desventajas de la inyección de agua caliente

➤ **Ventajas**

- La inyección de agua caliente puede ser deseable en formaciones sensitivas al agua, con el objeto de minimizar las pérdidas de calor.
- La inyección de agua caliente es mejor en las formaciones que tienen una alta permeabilidad, suficiente para mantener un gasto de inyección alto
- La inyección de agua caliente resulta más efectiva en yacimientos que contienen aceites viscosos

➤ **Desventajas**

- El agua caliente exhibe una razón de movilidad más favorable que el vapor, pero es susceptible a formar canales y a digitarse, esto se debe a los efectos de gravedad.
- Las pérdidas de calor de calor en las líneas de superficie y en pozo, causan una disminución en la temperatura del agua.

2.5 Inyección continua de vapor

Este proceso consiste en la inyección continua de vapor al yacimiento, formando una zona de vapor que avanza lentamente hacia las zonas productoras. Se trata de un desplazamiento de aceite por agua condensada, bajo condiciones inmiscibles. El aceite es movilizado principalmente por la reducción de su viscosidad, que resulta de la elevación de la temperatura del yacimiento. La saturación de aceite en las zonas barridas por el vapor puede reducirse aproximadamente hasta en un 10 por ciento, resultando en factores de recuperación que alcanzan un rango entre 50 a 60 por ciento del volumen original. De manera general, se puede decir que la inyección de vapor se aplica para aceites pesados y viscosos, contenidos en yacimientos someros con altas saturaciones de aceite y buena permeabilidad.²

2.5.1 Descripción del proceso de inyección continua de vapor

Este método consiste en inyectar vapor dentro de una formación de crudo viscoso por un periodo específico de tiempo, permitiendo que el calor remoje los fluidos contenidos en el yacimiento por varios días. Su principal objetivo es brindar energía a la formación.⁷

La inyección continua de vapor cambia apreciablemente en su comportamiento de la inyección de agua caliente, siendo esta diferencia producto únicamente de la presencia y efecto de la condensación del vapor de agua. La presencia de la fase gaseosa provoca que las fracciones livianas del crudo se destilen y sean transportados como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa.¹³

Donde el vapor se condensa, los hidrocarburos condensables también lo hacen, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación. Además, la condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia del barrido. Así, el efecto neto es que la extracción por inyección continua de vapor es apreciablemente mayor que la obtenida por inyección de agua caliente.⁷

Los mecanismos de recuperación por inyección continua de vapor pueden visualizarse considerando inyección de vapor en un medio poroso suficientemente largo, inicialmente saturado con petróleo y agua connata. El petróleo en la vecindad del extremo de inyección es vaporizado y desplazado hacia adelante. Una cierta fracción de petróleo no vaporizado es dejado atrás. El vapor que avanza se va condensando gradualmente, debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando así una zona o banco de agua caliente, el cual va desplazando petróleo y enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento ver en la Figura 2.3. Desde el punto en adelante el proceso de desplazamiento prosigue tal como en la inyección de agua fría. Así, se puede observar que se distinguen tres zonas diferentes: la zona de vapor, la zona de agua caliente y la zona de agua fría. Por lo tanto, el petróleo recuperado en el proceso es el resultado de los mecanismos operando en cada una de estas zonas.¹⁷

La recuperación de petróleo obtenida en la zona de agua fría será aproximadamente igual a la calculada para la inyección de agua convencional, excepto que la fase efectiva en inyección será mayor que lo que se inyecta como vapor, debido a la capacidad expansiva del vapor.¹⁷

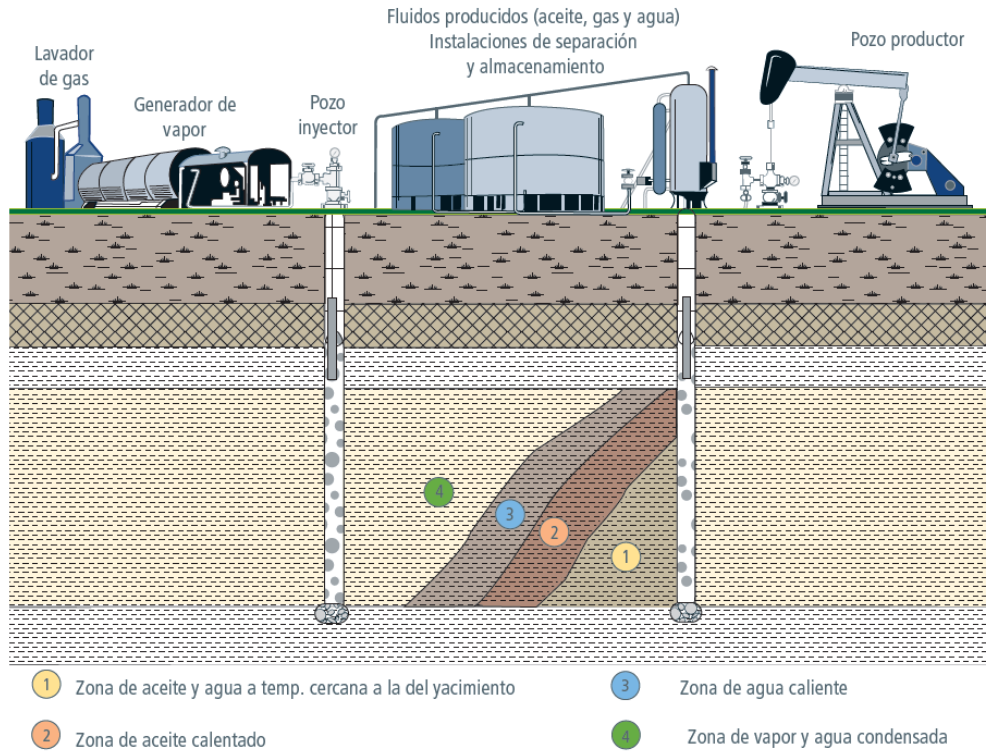


Figura 2.3 - Proceso de inyección continua de vapor. (CNH, 2012)

En la zona de agua caliente, la recuperación de petróleo está gobernada básicamente por las características térmicas del petróleo envuelto. Si la viscosidad del petróleo exhibe una drástica disminución con aumento de la temperatura, la zona de agua caliente contribuirá considerablemente a la recuperación de petróleo. Si por el contrario, el cambio en la viscosidad del petróleo con temperatura es moderado, los beneficios obtenidos con el agua caliente serán solo ligeramente mayores que los obtenidos con inyección de agua fría convencional. Sin embargo, la expansión térmica del petróleo aun será responsable de una recuperación del orden del 3% a 5% del petróleo in situ.¹⁹

En la zona de vapor, el efecto predominante es la destilación con vapor. Este fenómeno básicamente consiste en la destilación por el vapor de los componentes relativamente livianos del petróleo no desplazado por las zonas de agua fría y caliente, los cuales se caracterizan por una alta presión de vapor. La presencia de la fase gaseosa y la alta temperatura originan la vaporización de los componentes livianos, los cuales son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en la porción más fría del yacimiento. La recuperación por la destilación con vapor depende de la composición del petróleo envuelto, y puede alcanzar hasta el 20% el petróleo in situ.¹⁹

El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, lo cual causa efectos de extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo original del yacimiento, aumentando así la recuperación. La magnitud de estos efectos aún no ha si posible de evaluar cuantitativamente.¹³

2.5.2 Características de los yacimientos candidatos a inyección continua de vapor

En base a experiencias de campo y a estudios teóricos experimentales, se pueden decir algunos criterios generales para el diseño de proyectos de inyección continua de vapor. Algunos de ellos son los siguientes.

Densidad del petróleo. Debe de estar en el rango de 12 – 25 [°API], aunque se han desarrollado proyectos en yacimientos con crudos de hasta 45 [°API].

Viscosidad del petróleo. La temperatura del yacimiento debe ser menor a 1,000 [cp].

Espesor de la formación. Debe ser mayor de 30 pies con el fin de reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

Profundidad de la formación. Debe ser inferior a 3,000 pies Con el objeto de mantener moderadamente alta calidad del vapor que llega a la formación. El uso de aislantes permite inyectar vapor con calidades moderadamente altas a profundidades mayores de 3,000 pies.

Otras consideraciones adicionales importantes son: el tamaño del arreglo, así, este podría determinar las pérdidas de calor. La presión del yacimiento es un factor importante y significativo, ya que a altas presiones del yacimiento requerirán altas presiones de inyección de vapor, lo cual se traduce en mayores temperaturas de inyección. La Tabla 2.2 resume los criterios generales de diseño para la selección del yacimiento para un proceso de inyección continua de vapor.

Parámetro	Valores
Espesor de la arena [pies]	>30
Profundidad [pies]	< 3,000
Porosidad [%]	>30
Permeabilidad [mD]	1,000
Saturación de petróleo [barril/(acre-pie)]	1.2 - 1.7

Calidad de vapor [%]	80 - 85
Densidad [°API]	12 - 25
Viscosidad a condición de yacimiento [cp]	<1,000
Presión de inyección [lb/pg ²]	<2,500
Espaciamiento [acres]	2 - 8

Tabla 2.2 - Características de los yacimientos candidatos a inyección continua de vapor⁶

2.5.3 Ventajas y desventajas de la inyección continua de vapor

➤ **Ventajas**

- Método fácil de emplear en campos de aceite pesado y de baja de inversión
- Se tienen producciones al poco tiempo de iniciar la prueba
- Se tiene alta eficiencia térmica

➤ **Desventajas**

- Que se presenten en el yacimiento zonas de alta saturación de agua
- Expansión de las arcillas
- Su recuperación final de aceite se tiene grandes cantidades de agua
-

2.6 Inyección cíclica de vapor

Se conocen también por cyclic steam stimulation, CCS, por sus siglas en inglés. Es un método de recuperación que se realiza en un pozo que opera alternadamente como inyector y productor. Este proceso considera ciclos que básicamente consisten en tres etapas (figura 3). En la etapa inicial, el vapor se inyecta continuamente por un tiempo. Posteriormente el pozo es cerrado para que el calor inyectado se transfiera y distribuya en la vecindad del pozo (soaking). Finalmente el pozo es abierto a producción, donde inicialmente se observa un incremento de producción, por un periodo corto y posteriormente declinando lentamente durante un periodo que puede ir desde varios meses hasta un año aproximadamente. Este ciclo de tres etapas es repetido hasta que los ritmos de producción alcancen un límite económico. Puede proporcionar factores de recuperación del orden de 10 a 40 por ciento del volumen original in – situ. Este tipo de inyección preferentemente se aplica en aceites altamente viscosos.³

La inyección cíclica de vapor (también conocido como, remojo con vapor, inyección alternada de vapor y estimulación de vapor), es uno de los métodos de inyección de vapor más ampliamente usados en la actualidad. Esta popularidad deriva de la fácil aplicación del método, de la baja inversión inicial y del rápido retorno de la misma. Los resultados del tratamiento son evidentes en pocas semanas, no siendo así, en los métodos del tipo desplazamiento para la recuperación de petróleo, los cuales tardan meses antes de notarse un incremento en la producción.¹³

Se puede decir que la inyección cíclica de vapor es económicamente atractiva, es importante estudiar cuidadosamente los diferentes aspectos del proceso, desde el punto de vista de recuperación final. Mientras que en muchos yacimientos la inyección cíclica de vapor puede ser un método de recuperación efectivo, en algunos casos puede ser más ventajoso usar un proceso de recuperación del tipo de desplazamiento.¹³

2.6.1 Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor, básicamente consiste en inyectar vapor a un pozo de petróleo durante un determinado tiempo, generalmente de una a tres semanas; cerrar el pozo por un corto periodo de tiempo (3 a 5 días), y luego ponerlo en producción. La Figura 2.4, es una representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor.¹³

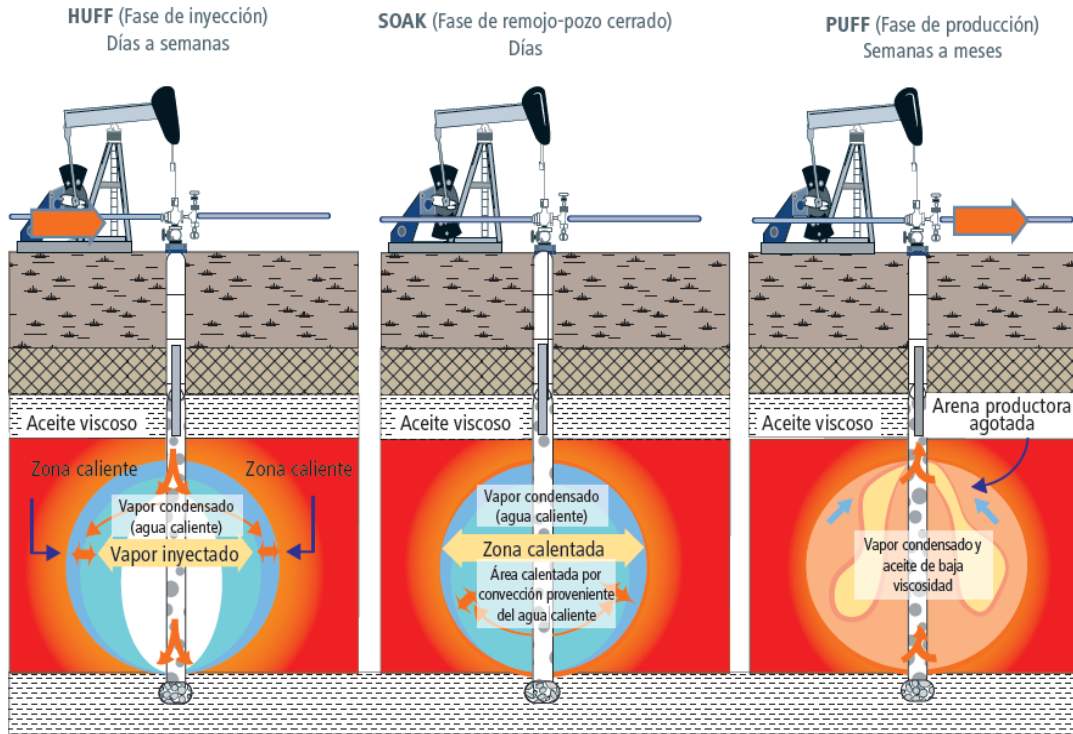


Figura 2.4 - Proceso de inyección cíclica de vapor (CNH, 2012)

Una vez que el pozo es puesto en producción, éste producirá a una tasa aumentada durante un cierto periodo de tiempo; en general, puede ser del orden de 4 a 6 meses, y luego iniciará una declinación en la tasa de producción original. Un segundo ciclo de inyección puede emplearse, y de nuevo la tasa de producción aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante los ciclos será cada vez menor.¹³

Aunque existen variaciones del proceso de inyección cíclica descrito, es evidente que se trata básicamente de un proceso de estimulación, usualmente utilizado para petróleos pesados (de 8 a 15 °API), puede utilizarse para yacimientos de cualquier tipo de crudo.¹³

El método consiste en generar vapor a alta presión, distribuirlo a través de una red de tuberías e inyectarlo al yacimiento por dos o tres semanas, después de este tiempo el pozo es cerrado por varios días. Posterior al periodo de cierre, el pozo será producido por unos cuantos meses, hasta que su producción decline y sea necesario un nuevo ciclo de inyección.⁸

Debido a la alta temperatura generada por el vapor durante la inyección, los pozos que se van a someter a este proceso deben de cumplir ciertas condiciones mecánicas, es decir, la sarta de tubería debe de garantizar tolerancia a temperaturas y presiones elevadas.⁸

Otra condición importante a la hora de seleccionar un pozo al cual se le inyectara vapor en su ubicación geográfica. Es necesario tener presente las facilidades de inyección cercanas al pozo, es decir, definir si este se encuentra cercano a una planta de generación de vapor y si es razonable la cantidad de línea de distribución a tender para llevar a cabo la inyección. Pozos que no se encuentren en ubicaciones cercanas a alguna planta, pueden ser inyectados con plantas móviles.⁸

Es importante destacar que no se recomienda inyectar pozos en cuyo historial exista presencia de arena, a menos que este se halla sometido a una limpieza y en los trabajos posteriores no se reporte presencia de finos, así como tampoco es recomendable inyectar pozos que tengan evidencias de obstrucción causada por alguna herramienta u objeto que se haya quedado atascada en algún trabajo anterior (pescado).⁸

Los mecanismos involucrados en la producción de petróleo durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos. Sin duda. La reducción de la viscosidad del crudo en la zona calentada cercana al pozo, afecta ampliamente el comportamiento de la producción.¹³

En orden a entender los mecanismos de producción de petróleo por inyección cíclica de vapor, consideremos un pozo inicialmente produciendo a una tasa muy baja (típicamente de 5 a 10 bpd) para un crudo pesado. La tasa de producción inicial incluso puede ser cero en el caso de petróleos muy viscosos (de 8 a 15 °API).¹³

En la literatura técnica se reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos. La Figura 2.5 presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.¹³

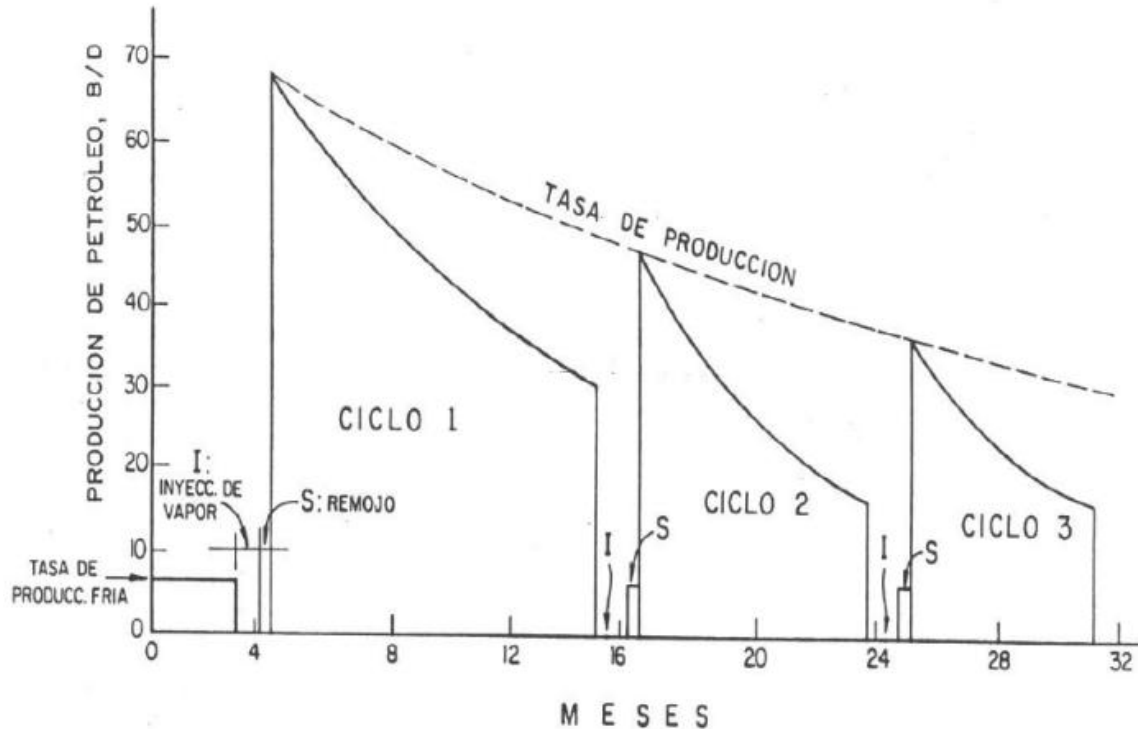


Figura 2.5 - Respuestas típicas de la producción a un proceso de inyección cíclica de vapor⁷

El vapor es inyectado en el pozo a una tasa bastante alta (para minimizar las pérdidas de calor) por varias semanas. Después de inyectar el volumen deseado de vapor (expresado como barriles equivalentes de agua), el pozo se cierra aproximadamente por dos semanas. Esto es llamado el periodo de remojo (“soak period”), y el propósito es promover una condensación parcial de todo el vapor inyectado para calentar la roca y los fluidos, así como también, permitir la distribución uniforme del calor.¹³

En la actualidad, hay opiniones diversas con respecto a la eficacia del periodo de remojo, especialmente cuando grandes volúmenes de vapor están envueltos, ya que la relativa cantidad de vapor condensado en corto periodo de tiempo es pequeña por un lado, y el periodo de remojo representa una pérdida en la producción de petróleo por otro lado. Sin embargo, el periodo de remojo es una parte integral en un proceso de inyección cíclica.¹³

Durante la inyección de vapor y los periodos de remojo, la viscosidad del petróleo es disminuida dentro de la zona de vapor, ocurriendo expansión térmica del petróleo y agua.¹³

Antes de poner el pozo en producción, la arena calentada por el vapor contiene petróleo con alta movilidad, vapor agua y agua. Cuando la presión en la cara de la arena es disminuida como resultado de la producción de fluidos, uno o varios mecanismos ayudan a expulsar y los otros fluidos al pozo. Si la presión es bastante alta, el petróleo será producido a una tasa mucho mayor que la tasa original como resultado del aumento en la movilidad del petróleo.¹³

Debido a la presurización de la arena, cualquier gas libre es forzado en solución, así, el gas disuelto en el petróleo durante el periodo de producción juega un papel importante en la expulsión de petróleo. Esta fuerza expansiva debida al gas en solución, será relativamente efectiva solo en el primer ciclo, ya que para el segundo ciclo, mucho de este gas puede haberse producido.¹³

Otros factores que contribuyen a la recuperación de petróleo en inyección cíclica son: el efecto de la permeabilidades relativas de los fluidos que fluyen, el efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor, la inhibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y finalmente al pozo, y la compactación de la roca – yacimiento en caso de existir.¹³

El vapor es inyectado en el pozo a una tasa bastante alta para minimizar las pérdidas de calor, por varias semanas. Después de inyectar el volumen deseado de vapor, el pozo se cierra. Esto es llamado el periodo de remojo (“soak period”), y el propósito es promover una condensación parcial de todo el vapor inyectado para calentar la roca y los fluidos, así como también, permitir la distribución uniforme del calor.

Existen diferentes opiniones con respecto a la eficacia del periodo de remojo, especialmente cuando grandes volúmenes de vapor están envueltos, ya que la relativa cantidad de vapor condensado en un corto periodo de tiempo es pequeña sin embargo el periodo de remojo representa una pérdida en la producción de petróleo. El periodo de remojo es una parte integral en un proceso de inyección cíclica.

Durante la inyección de vapor y los periodos de remojo, la viscosidad del petróleo es disminuida dentro de la zona de vapor, ocurriendo expansión térmica del petróleo y del agua. Antes de poner el pozo en producción, la arena calentada por el vapor contiene petróleo con alta movilidad, vapor y agua. Cuando la presión en la cara de la arena es disminuida como resultado de la producción de fluidos, uno o varios mecanismos ayudan a expeler el petróleo y los otros fluidos al pozo. Si la presión es bastante alta, el petróleo será producido a una tasa mucho mayor que la tasa original como resultado del aumento en la movilidad del petróleo.²³

Debido a la presurización de la arena, cualquier gas libre es forzado en solución, así, el gas disuelto en el petróleo durante el periodo de producción juega un papel importante en la expulsión del petróleo. Esta fuerza expulsiva debida al gas en solución, será relativamente efectiva solo en el primer ciclo, ya que para el segundo ciclo, mucho de este gas puede haber sido producido. Otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo en inyección cíclica son: el efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos que fluyen, el efecto del calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor, la imbibición del agua caliente en estratos de baja permeabilidad, resultando flujo de petróleo a los estratos permeables y finalmente al pozo, y la compactación de la roca -yacimiento en caso de existir.

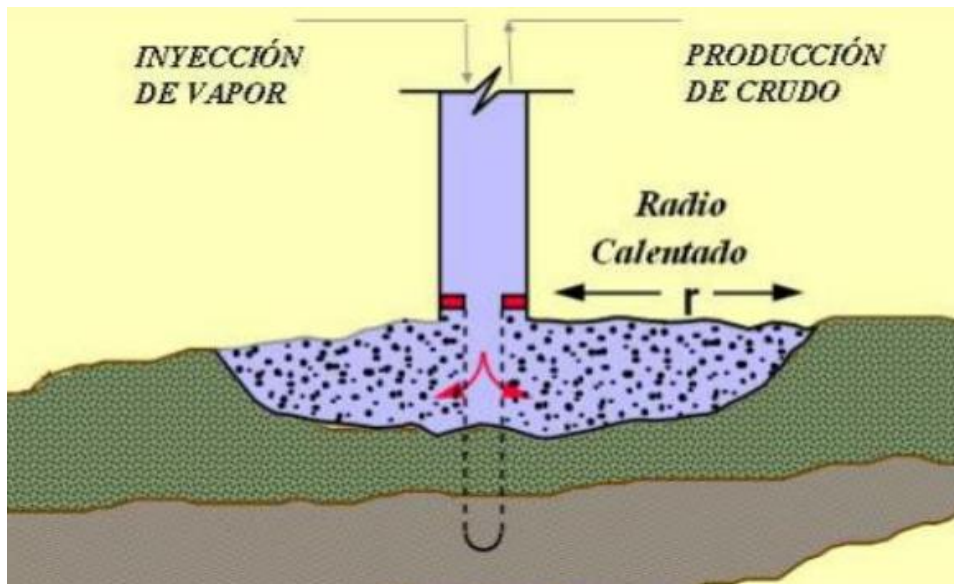


Figura 2.6 - Radio del yacimiento calentado en un proceso de inyección cíclica de vapor ⁷

La inyección de fluidos calientes involucra un cierto número de consideraciones tecnológicas. El primero de todos ellos es tener el equipo adecuado (generadores) para poder producir el calor requerido para que los fluidos adquieran las propiedades deseadas (presión, temperatura, flujo, calidad de vapor). Estos generadores deben ser alimentados con agua previamente tratada. El pozo debe ser diseñado para resistir el esfuerzo térmico y finalmente puede haber problemas particulares relacionado al tratamiento de los fluidos producidos.²³

La estimulación con vapor puede ser indeseable en áreas donde ocurra un hundimiento activo de la tierra (subsistencia). En algunos yacimientos, alrededor del 35,5% del petróleo producido ha sido atribuido a la compactación de la roca yacimiento y al hundimiento de la superficie que la acompaña. La compactación de la roca-yacimiento se puede prevenir mediante la aplicación de procesos de

recuperación del tipo desplazamiento, donde el yacimiento se mantiene a una alta presión. Esto ha sido posible en el caso del campo Wilmington en California.¹⁷ Además, la compactación podría causar cambios en la estructura y propiedades de la roca, los cuales serán desfavorables desde el punto de vista de recuperación.

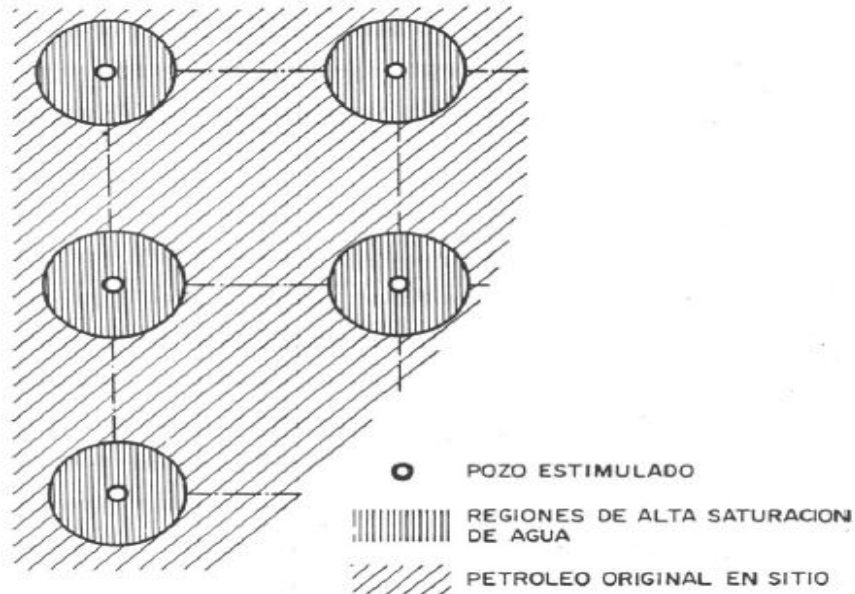


Figura 2.7 - Regiones de alta saturación de agua en la vecindad de los pozos donde fue aplicado un proceso de inyección de vapor ⁷

Otra consideración es la estimulación con vapor es la expansión de las arcillas sensibles al agua fresca, puesto que al ponerse en contacto con el vapor pueden dañar la permeabilidad del yacimiento.¹³

Tratamiento de agua de inyección. La máxima calidad de vapor húmedo obtenido por generadores en campo es generalmente de 80 a 85%. Esta propiedad indica el tipo de tratamiento que el agua de alimentación debe de sufrir. El tratamiento de agua de alimentación del generador depende de la naturaleza de las fuentes de agua.

Generadores de vapor. Para llevar el agua de alimentación al generador a la presión requerida, en la inyección de fluidos calientes en el pozo se usa una bomba múltiplex a la tasa de flujo constante. Si el generador no trabaja a su capacidad completa, el agua es recirculada dentro del sistema y controlada con un regulador de paso, este regulador envía una señal al sistema del quemador para controla la tasa de inyección del combustible.²³

El agua es enviada al generador de vapor en donde se precalienta en contracorriente por los gases de combustión y luego pasa a la sección de radiación a la cual se transfiere calor al fluido mediante el mecanismo de radiación desde la llama de generador. La Figura 2.8 muestra el funcionamiento de un generador de vapor para inyección de vapor.²³

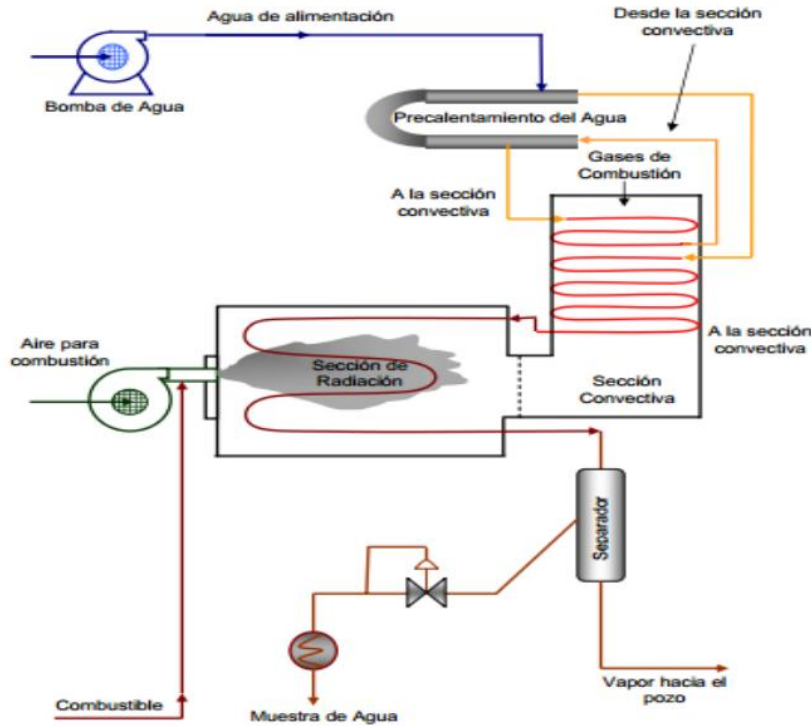


Figura 2.8 - Representación esquemática de un generador de vapor ⁸

2.6.2 Características de los yacimientos candidatos a inyección cíclica 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 corrientemente conocidos para proyectos de estimulación con vapor, están basados en experiencias ganadas en el campo. Existen pocos casos donde se utilizó la teoría para diseñar el proyecto.¹³

Permeabilidad. Debe ser lo suficientemente alta como para permitir una inyección rápida del vapor y un gasto alto de flujo de petróleo hacia el pozo.

Viscosidad del petróleo. Debe de ser del orden de 4,000 [cp] a condiciones de yacimiento, aunque existen proyectos exitosos donde la viscosidad es baja, alrededor de 200 [cp]. La densidad del aceite es conveniente en el rango de 8 a 15 °API

Profundidad. La máxima profundidad practicada es de 3,000 [ft], aun cuando es preferible a menores profundidades, ya que las pérdidas de calor en el pozo sean menores

Presión del yacimiento. Es conveniente que sea alta la presión, aunque existen proyectos exitosos donde la presión en el yacimiento es baja, del orden de 40 [lb/pg²]

Espesor de la arena. Debe ser mayor de 20 [ft].

La Tabla 2.3 resume los criterios generales de diseño para la selección del yacimiento en un proyecto de estimulación con vapor.

Parámetro	Valores
Espesor de la arena [pies]	>30
Profundidad [pies]	< 3,000
Porosidad [%]	>30
Permeabilidad [mD]	1.00 - 2.00
Tiempo de remojo [días]	1 - 4
Tiempo de inyección [días]	14 - 21
Ciclos [número]	3 - 5
Saturación de petróleo [barril/(acre-pie)]	>1.2
Calidad de vapor [%]	80 - 85
Densidad [°API]	<15
Viscosidad a condición de yacimiento [cp]	<4,000
Presión de inyección [lb/pg ²]	<1,400
Longitud de los ciclos [meses]	6
Inyección de vapor / ciclos [barriles]	7,000

Tabla 2.3 - Características de los yacimientos candidatos a inyección cíclica de vapor ⁶

2.6.3 Ventajas y desventajas de la inyección cíclica de vapor

➤ **Ventajas**

- Bajo costo de probar y desarrollar el proceso en el campo, comparado con los otros procesos térmicos⁹
- Reduce el riesgo de que la expansión térmica cause daños a la T.R mientras el vapor está siendo inyectado⁹
- Se tiene producción rápida después de que el pozo es abierto
- Se tiene una alta eficiencia térmica, lo que ayuda para el segundo ciclo, debido a que sigue reduciendo la viscosidad

➤ **Desventajas**

- La estimulación con vapor, es que solo una parte (30 -35%) del agua inyectada como vapor es producida cuando el pozo se abre a producción
- Esto implica que una gran cantidad de agua inyectada se queda en el yacimiento formando zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos productores
- Debido a la alta temperatura generada por el vapor durante la inyección, los pozos que se van a someter al proceso deben cumplir ciertas condiciones mecánicas en el pozo para garantizar la tolerancia a temperaturas y presiones elevadas
- Se recomienda utilizar TR de Grado N80, y ser cementadas hasta la superficie usando cementos más resistentes a la temperatura, debido a que si ocurre una falla, puede ocasionar una salida de vapor
- Conocer la ubicación geográfica del pozo, para tener las facilidades de inyección, es decir, que si se encuentra cercano a una planta de generación de vapor y si es razonable la cantidad para poder llevar a cabo la inyección

2.7 Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)

Conocido también como steam – assisted gravity drainage, SAGD, por sus siglas en ingles. Este método emplea dos pozos horizontales, uno ubicado por encima del otro dentro del yacimiento (separados por 5 metros debido a la movilidad del aceite a condiciones de yacimiento), La Figura 2.9 muestra una representación esquemática del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).

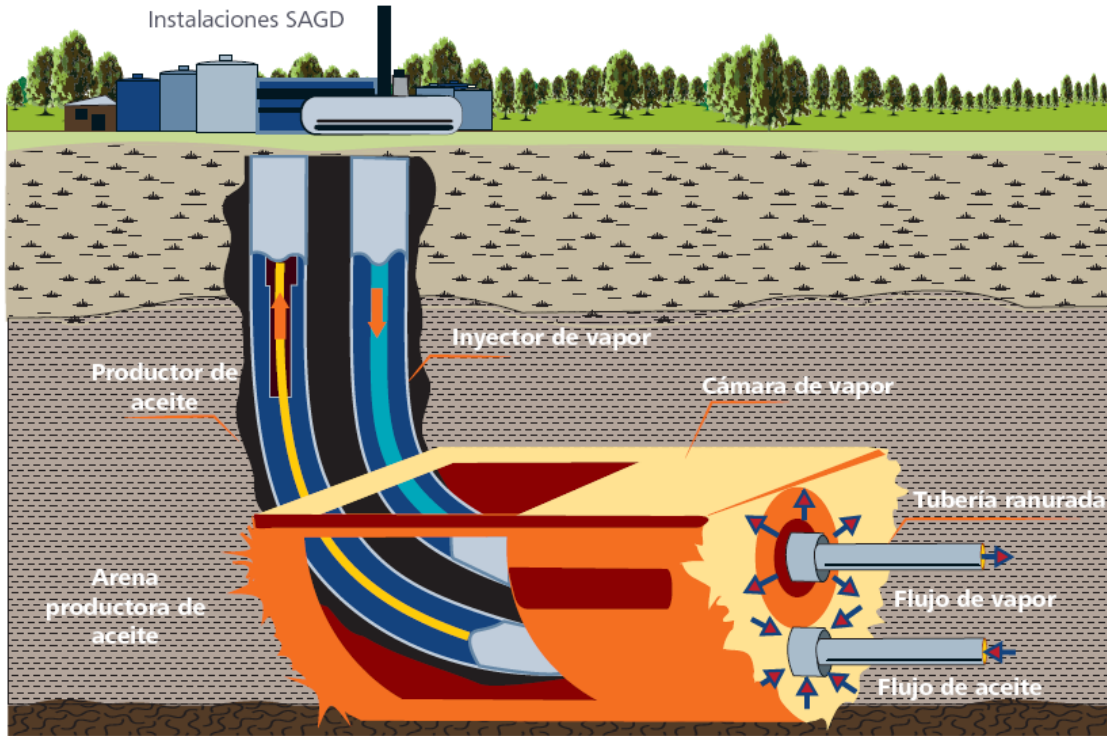


Figura 2.9 - Proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) (CNH, 2012)

El pozo superior se utiliza para inyectar vapor, mientras que en el pozo de abajo se produce aceite. Se forma una cámara de vapor (condensación) hacia la cima por segregación gravitacional, lo que proporciona excelentes ritmos de producción. La alta reducción de la viscosidad moviliza el aceite, el cual drena 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 de este método pueden llegar a ser del 60 por ciento. La lentitud del procesos de drene gravitacional propicia ritmos bajos de producción pero al perforar pozos horizontales muy largos, se puede llegar a drenar volúmenes significativos de aceite. Generalmente la implementación de este método se hace para pozos someros.²

El proceso SAGD surgió como una alternativa para la producción de arenas bituminosas, en las cuales no se pueden realizar proyectos de inyección continua de vapor, debido a que la inexistente movilidad del bitumen impide que se pueda establecer un frente de vapor que realice un barrido de los hidrocarburos.⁶

Iniciando en Canadá y difundido en Venezuela, estados Unidos y China, el SAGD constituye una opción muy llamativa para incrementar la recuperación de crudos pesados a nivel mundial, debido a

que presenta grandes ventajas desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental. Sin embargo, la limitación que presenta el SAGD es la misma que poseen los procesos de inyección de vapor convencionales: no pueden ser aplicados a grandes profundidades debido a las pérdidas de calor que ocurren durante el flujo del vapor desde la superficie hasta la formación de interés, siendo este el gran obstáculo que impide aplicar el SAGD en yacimientos profundos.⁶

2.7.1 Descripción del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)

Un sistema SAGD se compone de dos pozos horizontales y paralelos, ubicados uno encima del otro. Debido a la poca movilidad que usualmente poseen estos crudos se utiliza una distancia de unos pocos metros entre los pozos para que el petróleo pueda fluir hacia el pozo inferior.⁶

En la Figura 2.9 se muestra el Proceso SAGD, donde se muestran los elementos que influyen en el proceso como son la cámara de vapor, los pozos que son de manera horizontal, las instalaciones superficiales que se necesitan para la inyección de vapor.

Para el funcionamiento del sistema, una cierta cantidad de vapor es inyectada de manera continua a través del pozo superior con el objetivo de formar una cámara de vapor alrededor de este pozo. Este vapor servirá para calentar el crudo y reducir su viscosidad haciendo que, por gravedad, fluya hacia abajo y sea producido a través del pozo inferior. Esta configuración puede ser apreciada en la Figura 2.9.⁶

En la Figura 2.10 se muestra las dos tuberías del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD), donde sus terminaciones para estos pozos se hace con una tubería ranurada para permitir el paso de la inyección de vapor, y en la tubería de producción, le ayuda para no permitir la entrada de arenas del yacimiento.

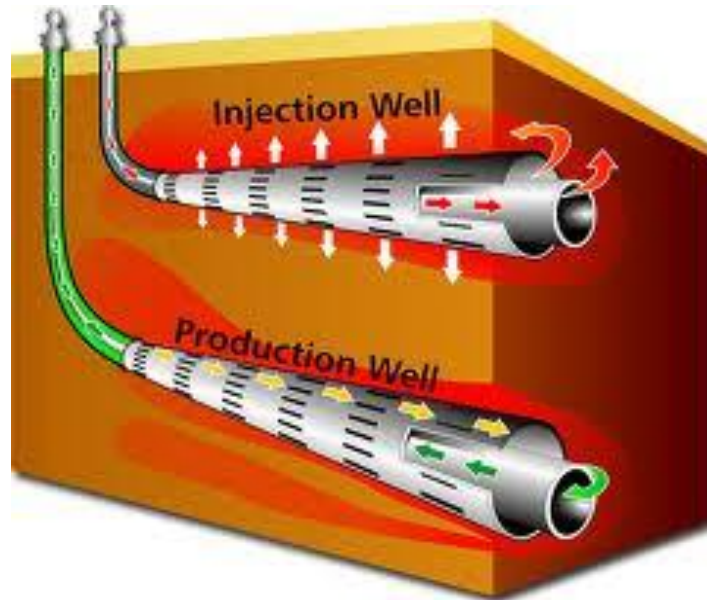


Figura 2.10 - Representación esquemática de la terminación de los pozos donde se aplicará un proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) ¹⁰

El SAGD es una técnica que emplea como único mecanismo de producción de petróleo el drenaje gravitacional, mientras aprovecha de manera combinada los mecanismos de conducción y convección del calor proporcionado por una cantidad de vapor que es inyectada a la formación que contiene crudo pesado. Debido a que la diferencia de densidades, el vapor por inercia irá ascendiendo hasta a la frontera de la formación productora, mientras que el crudo y el condensado se movilizarán en sentido contrario.⁶

El flujo de vapor ocurre, como se ilustra en la Figura 2.11, hacia arriba y lateralmente, lo cual hace que la cámara de vapor tenga una forma de pirámide invertida, limitada por una zona, denominada interfase, en donde ocurre la condensación del vapor. De esta manera, el agua condensada y el petróleo calentado fluyen por gravedad hacia el pozo inferior.⁶

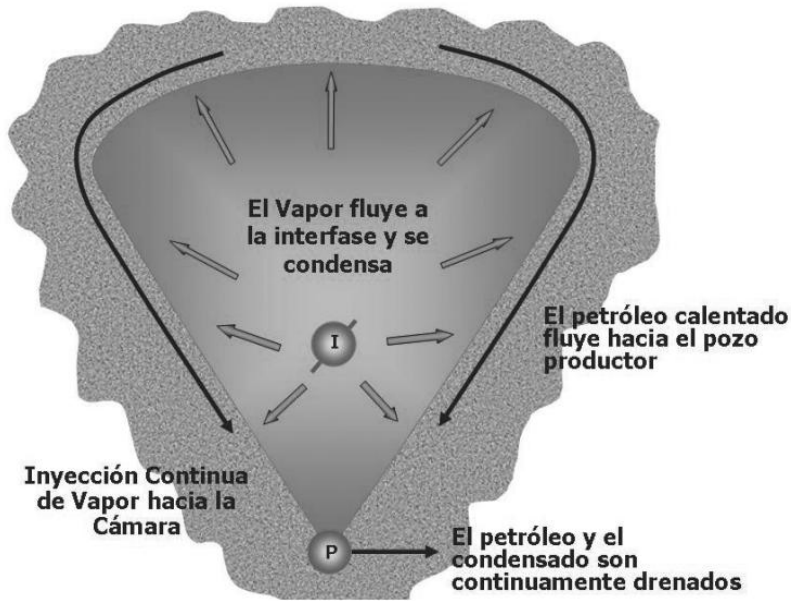


Figura 2.11 - Representación esquemática de la “cámara de vapor” generada en el proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) ¹⁰

En el proceso de segregación gravitacional asistida por vapor ocurren de manera combinada los procesos de conducción y convección de calor, para cuyo análisis se toman en cuenta algunas consideraciones con el fin de simplificar el estudio del proceso físico que ocurre en una formación sometida a la técnica SAGD .⁶

En primer lugar, se considera que la temperatura al interior de la cámara es la misma temperatura de saturación del hidrocarburo en estas zonas. Sin embargo, para el caso de la implementación del SAGD en yacimientos profundos no se requerirá esta primera etapa, puesto que la viscosidad del crudo, debido a la temperatura del yacimiento, será lo suficiente baja como para que el petróleo posea una cierta movilidad que le permita fluir hacia el pozo productor.⁶

Debido a las pérdidas de calor que ocurren a lo largo de la sección horizontal de los pozos, es normal que la temperatura sea mayor en la vecindad del pozo inyector que en el pozo productor. La duración de la etapa de circulación dependerá de que se alcance una temperatura uniforme a lo largo del pozo. Una vez se haya alcanzado este estado puede pasarse a la siguiente etapa del proceso .⁶

2.7.2 Características de los yacimientos candidatos a inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)

El yacimiento debe ser homogéneo verticalmente, debe tener menos del 10 % de arcilla, debido a que estas se hinchan al absorber el agua que se condensa del vapor. Se debe tomar en cuenta si existe la presencia de un acuífero, debido a que si la cámara de vapor entra en contacto con un acuífero, parte del vapor inyectado es perdido debido a la permeabilidad al agua.⁸

Según las simulaciones realizadas por (Karsrarie, 1996) sugiero los criterios para un proyecto exitoso económicamente. El cual la arena debe tener un espesor mayor a 10 [m], el contenido de petróleo debe ser mayor de 500 [bbl/acreft], este proceso puede ser efectivo con una viscosidad baja lo que representaría una mayor producción.⁸

Alberta Research Council, propuso criterios de selección , los cuales se mencionan en la Tabla 2.4

Parámetro	Valor
Espesor de arena [m]	15
Porosidad [%]	>0.26
Profundidad [m]	<1,400
Presión actual [lb/pg ²]	<1,530
viscosidad del petróleo [cp]	>2,000
Permeabilidad horizontal [mD]	>1,000
Permeabilidad vertical [mD]	>100
Capa de gas	Baja
Contenido de arcilla	Bajo
Fracturamiento	Ninguno

Tabla 2.4 - Características de los yacimientos candidatos a inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) ¹³

2.7.3 Ventajas y desventajas de la inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)

➤ Ventajas

- El método SAGD permite una recuperación del 70 al 80%
- Se tiene una mayor producción de aceite, para el número de pozos utilizados
- Se tiene una minimización del deterioro del pozo

- Reducción de arena
- Mayor volumen de aceite producido para los volúmenes de vapor inyectado en el proceso

➤ **Desventajas**

- No se puede utilizar en yacimientos con permeabilidades verticales bajas
- Al tener altas producciones de aceite, se necesitan un consumo mayor de energía
- Se requiere una gran demanda de agua para la utilización del método
- La longitud de la sección del pozo horizontal está limitada por las consideraciones de la reducción de vapor
- Las altas producciones de aceite pesado para el método del SAGD están asociadas con un alto consumo de energía, lo que genera una alta producción de CO₂
- Uno de los problemas que se trata de arreglar o modificar es el uso excesivo de agua, que tras su uso y producción se debe de tratar de manera costosa
- Por cada 10 barriles de petróleo producido se requieren 4 barriles de agua

2.7.4 Variación del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD): ES-SAGD

Conocido como Expanding Solvent - Steam Assisted Gravity Drainage por sus siglas en inglés, el uso de solventes es necesario para la disolución de los aceites pesados y para el transporte de los fluidos producidos. En lugar de añadir los solventes en la planta, el solvente se añade en el yacimiento para lograr una mayor recuperación de los fluidos.⁸

En este proceso un hidrocarburo en baja concentración es adicionado en el vapor en proceso en el que se denomina la segregación gravitacional, similar al SAGD.

El aditivo hidrocarburo es seleccionado de tal manera que se evapora y se condensa bajo las mismas condiciones que la fase líquida.⁸

De esta manera, los hidrocarburos se condensan con el vapor en la frontera de la cámara de vapor. En el proceso ES-SAGD el solvente se inyecta con el vapor en fase de vapor. En la cámara de vapor el solvente condensado diluye el aceite y en conjunto con el calor disminuyen considerablemente su viscosidad.⁸

Cuanto mayor es el número de la cadena de carbonos del solvente, la temperatura de vapor incrementa. El C₆ tiene la temperatura de vaporización más cercana a la temperatura de inyección

de vapor lo que provoca un mayor gasto de producción de aceite. Por otro lado el C_8 ha presentado temperaturas de vaporización que exceden las temperaturas de inyección de vapor y disminuye el ritmo del aceite producido.⁸

Uno de los principales retos es recuperar la mayor cantidad posible de los solventes inyectados con el fin de reciclarlos, hasta la más mínima pérdida de solvente es crítica en especial cuando el costo de los solventes es mayor al costo del aceite recuperado

Se ha sugerido que la inyección de solventes mejora los gastos de producción o al menos mantiene los mismos niveles de gasto pero con menores cantidades de vapor. El ES-SAGD requiere de menor cantidad de agua y menor energía que el SAGD.⁸

2.7.5 Variación del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD): SAS

Conocido como vapor alternado con solventes, en inglés es Steam Alternating Solvent. La configuración básica del SAS es exactamente la misma que en el proceso original del SAGD. La distinción del proceso SAS y los otros procesos es que involucra un modelo diferente de inyección o una diferente estrategia de operación. El proceso SAS involucra los siguientes pasos:⁸

- a. Inyección de vapor puro, como en el procesos SAGD original, para comenzar la operación
- b. Detener la inyección de gas y comenzar la inyección de solvente, esto mientras la cámara de vapor está estabilizada y cuando la pérdida de calor a través de los bordes sea significativa
- c. Detener la inyección de solvente y empezar la inyección de vapor cuando la temperatura de la cámara haya sido reducida
- d. Repetir la inyección de vapor y de solvente cíclicamente mientras sea rentable este proceso
- e. Recuperar el solvente que aún este en el lugar por medio de la fase líquida al final de la operación

La idea básica en el proceso del SAS es reemplazar gran cantidad de vapor inyectado en el proceso básico del SAGD por una inyección de solvente; entonces, el solvente es reciclado. La temperatura de la cámara en el proceso del SAS es mucho más baja que en el proceso del SAGD debido a que se reduce la inyección de vapor. Por debajo de las condiciones de temperatura baja, la viscosidad del aceite es generalmente mayor. Sin embargo, el efecto de menor temperatura en la viscosidad del aceite es parcialmente compensado por la disolución del solvente en el aceite. El criterio para seleccionar el solvente debe ser que la temperatura de rocío del solvente inyectado esté entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura del vapor durante la presión de operación.⁸

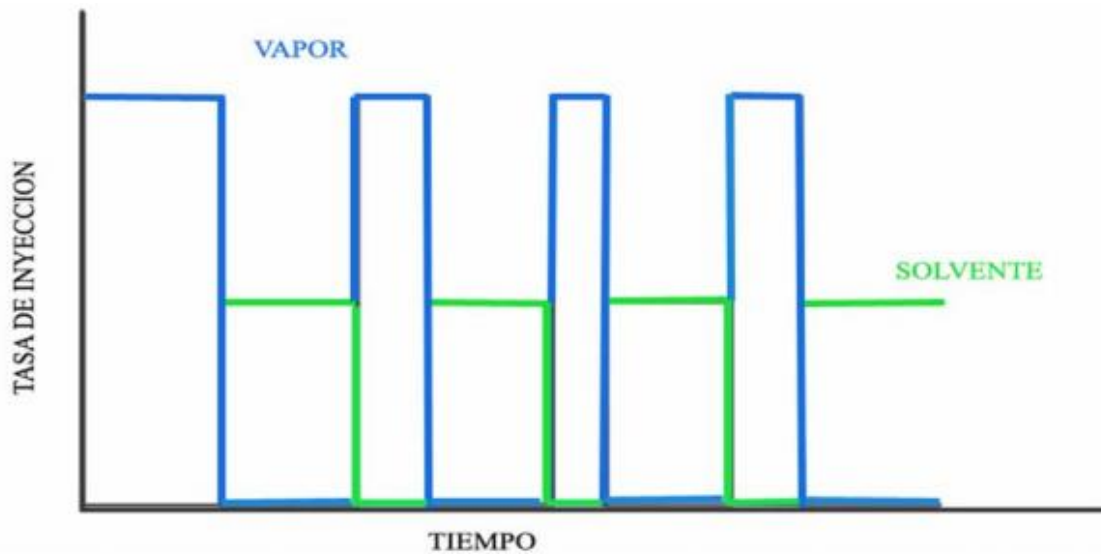


Figura 2.12 - Etapas del proceso de inyección alternada de vapor y solvente (SAS)¹⁹

2.7.6 Variación del proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD): VAPEX

A pesar de que este proceso es un proceso no térmico, por su similitud con el SAGD ha decidido incluirse en este capítulo del presente trabajo.

Se emplea una mezcla de solventes como fluido de inyección (como etano, propano y butano), seguido de un gas transportador puede ser N_2 o CO_2 . El gas solvente se inyecta a condiciones de punto de rocío, tratando que el solvente siempre permanezca en su fase gaseosa y con ello se propicie la generación de una cámara de gas solvente en la cima del área de drenaje. El mecanismo de producción de este proceso es la reducción de la viscosidad del aceite, que resulta del proceso de difusión molecular y dispersión mecánica, los cuales son procesos lentos, entre el solvente y el aceite pesado.²

Es un proceso similar o parecido al proceso SAGD pero con la diferencia de lo que se inyectan son solventes hidrocarburos en su fase gaseosa menores al CH_4 (etano, propano, butano o una combinación de estos) en lugar de vapor de agua. Los solventes inyectados se mezclan con el crudo y reducen su viscosidad. Una vez inyectado los solventes estos suben lentamente hasta formar una cámara de vapor en la matriz de la roca disolviendo el aceite, el cual es producido por el pozo inferior. Cuando la cámara de vapor alcanza la cima de la formación se dispersa lateralmente hasta

alcanzar las fronteras. Después de un tiempo la interface aceite-vapor comienza a caer; el proceso continúa de esta manera hasta que el límite económico se alcanza.

Al igual que en los procesos SAGD existen variaciones en cuanto a la colocación y separación de los pozos productores a pata los inyectores como se muestra en la Figura 2.13.

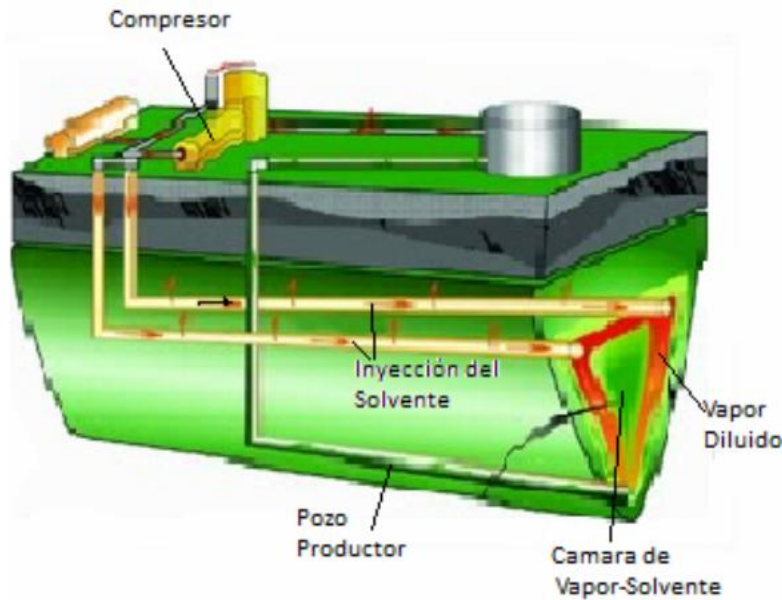


Figura 2.13 - Proceso de extracción con vapor (VAPEX) ¹⁹

El proceso VAPEX se puede dividir en cuatro etapas:

- Trayecto de comunicación. El cual se logra mediante el calentamiento de los alrededores de los pozos o mediante la inyección de un solvente dentro de los pozos
- Aumento de cámara. Después de que se establece la comunicación entre los pozos, el solvente se inyecta y comienza a fluir hacia la parte superior del yacimiento lo cual provoca que el aceite diluido se producido por gravedad
- Espaciamiento de la cámara. Una vez que el solvente alcanza la cima de la formación, la interface aceite-solvente comienza a espaciarse hacia los costados a una velocidad constante. El gasto de producción del aceite es constante además de que se alcanza un estado pseudo-estacionario. Esta fase termina hasta que se alcanza la frontera del yacimiento
- Disminución de la cámara. En esta fase el gasto comienza a declinar lentamente hasta que alcanza el límite económico y se deja de producir

2.8 Combustión in-situ

El proceso de combustión in situ se basa en el principio de calentar el aceite dentro del yacimiento, usando una parte de ellos como combustible. El proceso de combustión in situ se da a altas temperaturas en un yacimiento de aceite pesado. Esto se logra mediante la inyección de aire por algún periodo calculado.

La combustión in situ consiste en quemar una parte de aceite del yacimiento para crear energía y mejorar las condiciones del aceite remanente, para que pueda ser producido más fácilmente. Este proceso es más efectivo cuando se consumen pequeñas cantidades de aceite in situ mientras el resto es desplazado hacia el pozo productor.

Algunos motivos por los que se recomienda usar combustión in situ son:

- La abundante disponibilidad de aire
- La relativa facilidad con la que se inyecta, debido a que no hay que hacer ningún proceso de desplazamiento de hidrocarburos por vapor de agua y nos permite aprovechar la facilidad con la que el agua se mueve a través de la zona almacenadora de hidrocarburos
- El proceso de oxidación produce hasta un 14% de CO₂ con respecto al volumen de oxígeno inyectado
- Esta técnica puede ser utilizada tanto para aceites pesados como ligeros.

En la Figura 2.14 se muestra esquemáticamente la representación de algunas características del proceso de combustión in situ mediante la inyección de aire, esto es solo una representación aproximada del proceso, en un caso real puede ser muy distinta debido a las características de cada yacimiento.¹¹

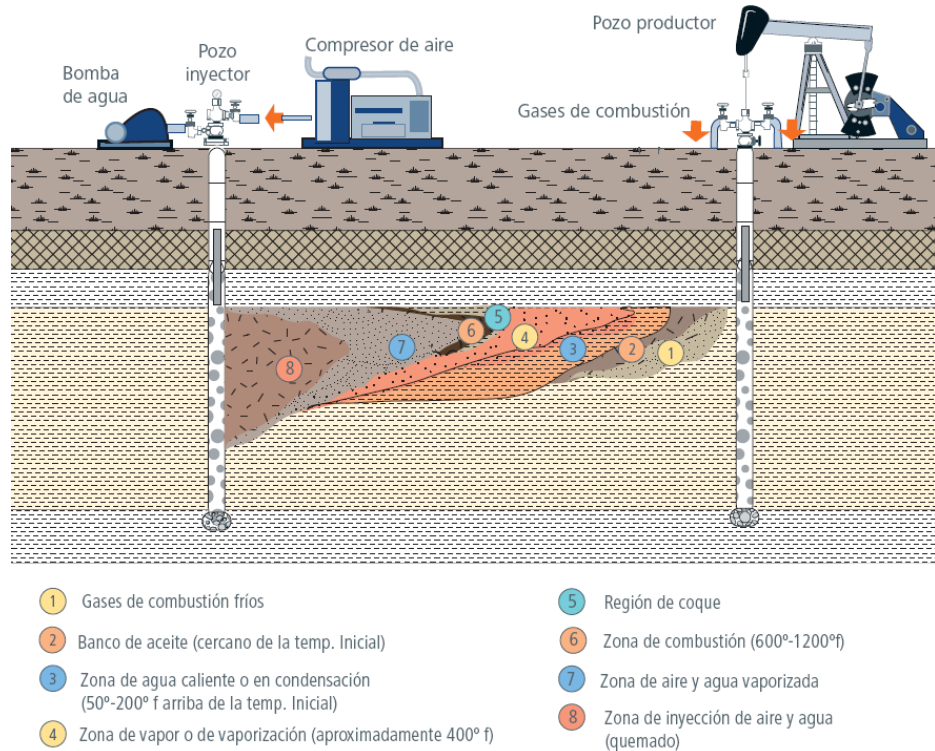


Figura 2.14 - Representación esquemática del proceso general de combustión in situ (CNH,2012)

2.8.1 Descripción del proceso de combustión progresiva seca

En este proceso, el frente de combustión actúa como un pistón que empuja una fracción de crudo hacia adelante, barriendo la zona quemada. Las fracciones pesadas convertidas en coque, son quemadas por el oxígeno presente en el aire inyectado, manteniendo de esta forma la combustión.

Los niveles de temperatura en la combustión progresiva seca son afectadas por la cantidad de combustible consumido por unidad de volumen total del yacimiento; a la vez, los niveles de temperatura afectan el desplazamiento, destilación, extracción, craqueo ebullición del crudo y formación de combustible corriente abajo del frente de combustión. Frecuentemente, tanto en laboratorio como en campo se han observado temperaturas entre 350 y 900° C. a altas temperaturas la zona de combustión es muy estrecha. A temperaturas moderadas, la reacción de la combustión progresa lo suficientemente lenta para permitir una fuga significativa de oxígeno libre en la dirección del flujo, aumentando así el grosor de las zonas de reacción.¹¹

Una de las características del proceso de combustión progresiva seca es que la temperatura de la zona quemada permanece alta, debido a que la capacidad calorífica del aire inyectado es

demasiado baja para transferir una cantidad significativa de calor. Por esta razón, algunas veces se utiliza agua durante o después del proceso de combustión para ayudar a que el calor sea transferido de la zona quemada y utilizar el calor más eficientemente corriente abajo, donde se localiza el petróleo. En condiciones fijas, el yacimiento puede dividirse en cuatro principales zonas, numeradas en dirección corriente arriba, como se muestra en la Figura 2.15.¹¹

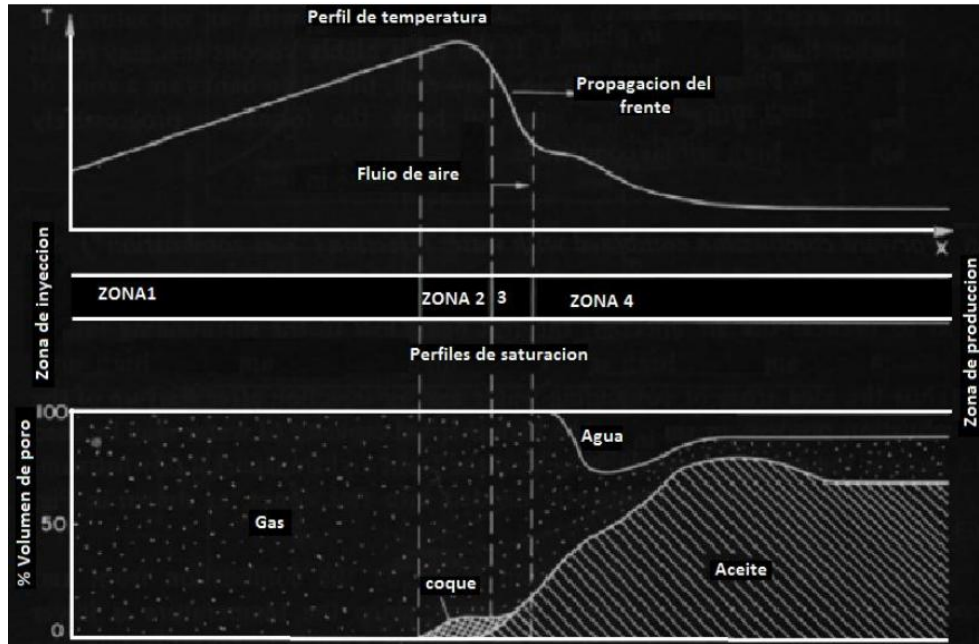


Figura 2.15 - Proceso de combustión progresiva seca ¹¹

Zona 1 .En esta parte ya inicio la combustión y la formación productora en esta zona está completamente limpia. El aire inyectado es calentado por la matriz de la roca y el calor es recuperado por la energía de combustión.¹¹

Zona 2: la zona de combustión. El oxígeno es consumido por reacciones de combustión desplazando los hidrocarburos; el coque permanece en la roca. La temperatura alcanzada en esta zona depende de la naturaleza de los sólidos, líquidos y gases presentes por unidad de volumen en el yacimiento.¹¹

Zona 3: la zona de formación de coque. Las fracciones pesadas de aceite que no fueron desplazadas ni evaporadas sufren pirolisis. Este craqueo puede realizarse en presencia de oxígeno, si este no ha sido consumido completamente en la zona de combustión.

Zona 4: en esta la temperatura cae considerablemente; no hay cambios significativos en la composición química. Esta zona es barrida por los gases de combustión y fluidos desplazados, y ocurre lo siguiente.¹¹

- En la región corriente abajo, cerca de la zona vaporización, se comienza a condensar el agua y después el aceite ligero; con la condensación de agua de combustión, la transferencia de calor corriente abajo tiende a acelerarse
- Se inicia la formación de un banco de agua seguido de un banco de aceite, el banco de agua tiene temperaturas bajas a diferencia del banco de aceite que presenta temperaturas mayores. Si el aceite es altamente viscoso, puede causar un taponamiento a la formación. En cada caso, ambos presentan en esta zona una drástica caída de presión. Después del banco de aceite, la formación cada vez se acerca más a sus condiciones originales

2.8.2 Descripción del proceso de combustión progresiva húmeda

Utiliza la inyección de agua durante el proceso de combustión, para aprovechar el calor de la zona quemada y de estratos adyacentes.

En este proceso, se utiliza la relación entre el agua y el aire inyectados para controlar la velocidad del frente de combustión, el tamaño de la zona de vapor y la distribución de la temperatura.

Durante la combustión progresiva, parte del aire inyectado es empleado para precalentar la matriz de la roca, el resto se pierde en las formaciones que lo rodean. De esta manera surgió la idea de combinar agua y la inyección de aire, después de iniciada la combustión. Así, se utiliza la capacidad térmica del agua durante y después del proceso de combustión para ayudar a que el calor sea transferido de la zona quemada y utilizar el calor más eficientemente corriente abajo, donde se localiza el petróleo.

El proceso puede dividirse en cinco zonas, como se muestra en la Figura 2.16

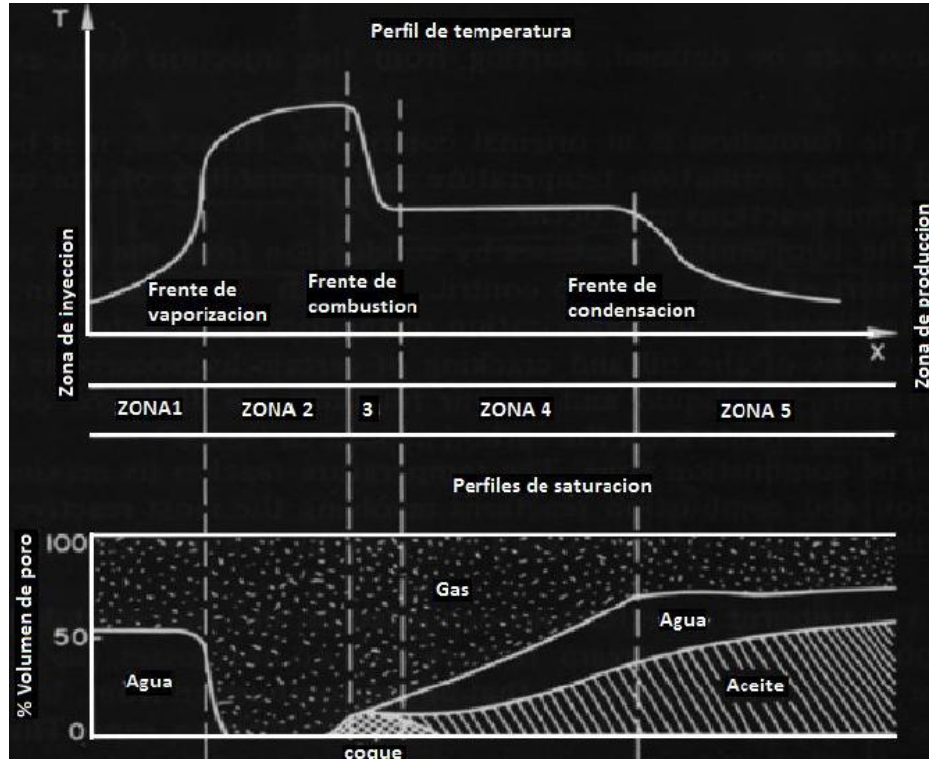


Figura 2.16 - Proceso de combustión progresiva húmeda ¹¹

Zona 1: Esta zona ya ha sido barrida por el frente de combustión y contiene poco o nada de hidrocarburos. Sin embargo, puesto que la temperatura es más baja que el punto de ebullición del agua, los poros contienen una saturación de agua en estado líquido; el resto del espacio está ocupado por el aire inyectado.

Zona 2: El agua está en fase vapor en esta zona, y los poros están saturados de una mezcla de aire y vapor de agua inyectada. Debido a la inyección de agua, se genera un frente de vapor en el límite entre las zonas 1 y 2.

Zona 3: Zona de combustión. El oxígeno se consume en la combustión de los hidrocarburos y el coque es depositado corriente debajo de la zona.

Zona 4: Zona vaporización – condensación. La temperatura en esta zona es próxima a la vaporización de agua. La condensación de vapor tiene lugar en esta zona. Además, algunas fracciones de aceite ligero se vaporizan y son llevadas corriente abajo. Si la temperatura es lo bastante alta, pueden continuar las reacciones químicas en esta zona.

Zona 5: Corriente debajo de la zona de evaporización – condensación esta la zona de alta contrapresión, debido a la formación de un banco de agua delante de un banco de aceite. Nuevamente corriente abajo la formación se acerca gradualmente a sus condiciones iniciales.

2.8.3 Descripción del proceso de combustión THAI - 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, asfáltenos y metales pesados.²¹

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.²¹

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 2.17 se puede observar esquemáticamente el proceso CAPRI.²¹

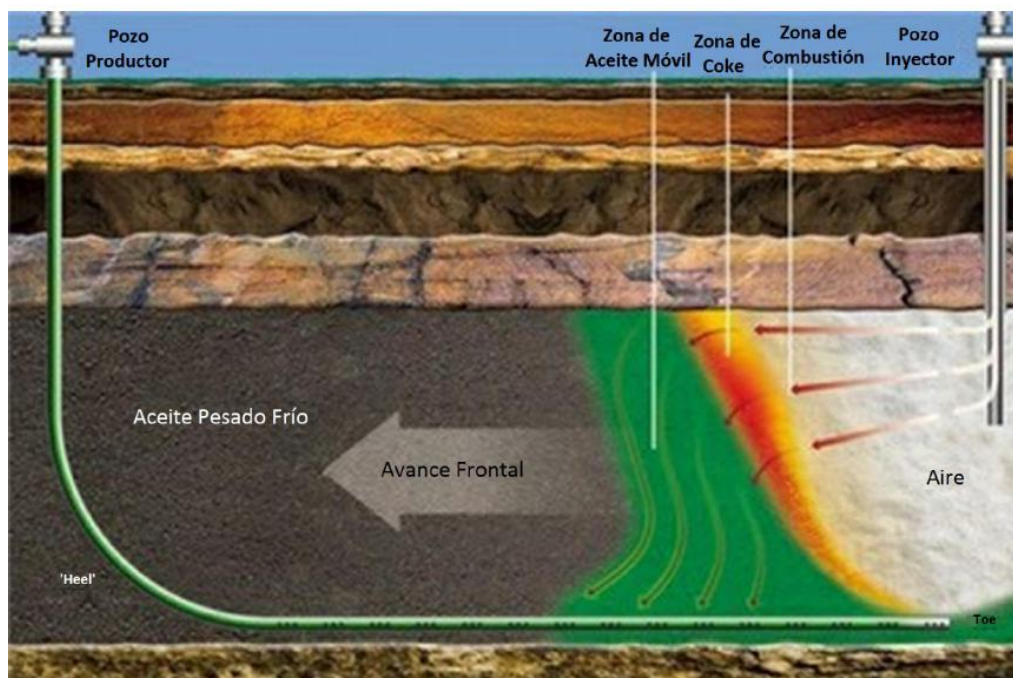


Figura 2.17 - Proceso de combustión THAI-CAPRI ²¹

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.²¹

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 del crudo dentro del yacimiento.²¹

2.8.4 Descripción del proceso de combustión inversa

En la combustión inversa, el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire. La combustión se inicia en el pozo productor y el frente de combustión se mueve contra el flujo del aire.

El movimiento de frente de combustión es hacia las zonas de mayor concentración de oxígeno, y los fluidos atraviesan dicho frente de combustión como parte de la corriente de gas, siendo transportados a través de las zonas calientes hacia los pozos de producción por segregación gravitacional y empuje de gas.¹² El comportamiento de este proceso es muy diferente al convencional, pues la zona de combustión no consume todo el combustible depositado delante de ella; no obstante, parte de los componentes livianos y medianos del petróleo in situ son utilizados como tal. Casi no existe producción de monóxido o bióxido de carbono y las principales reacciones ocurridas durante la oxidación del crudo originan compuestos oxigenados tales como aldehídos, ácidos, peróxidos, y otros.¹³

El petróleo producido tiene características diferentes al crudo in situ, pues es más liviano y de menor viscosidad. Por esta razón, este proceso ha sido propuesto para aplicarlo en áreas bituminosas y en crudo extrapesados (gravedad menor de 8 °API), los cuales son prácticamente inmóviles a condiciones de yacimiento.¹⁴ En estos yacimientos la combustión convencional fracasaría, pues los bancos de aceite formados delante del frente de combustión originarían un bloqueo de la permeabilidad específica al gas, impidiendo su circulación.

En comparación con la combustión convencional, la combustión en reversa es menos atractiva debido a recuperaciones más bajas, mayor consumo de combustible, mayores pérdidas de calor, problemas de equipo más severos y problemas asociados a la ignición espontánea en la vecindad del pozo inyector.¹³

En cuanto a la aplicación del métodos se tiene que en Athabasca, la combustión en reversa se utilizó para disminuir la resistencia al flujo entre pozos a una distancia de 100 [ft]. Otra aplicación interesante de la combustión en reversa fue realizada en el yacimiento Sublacu, Rumania, la cual fue utilizada para mejorar la permeabilidad relativa al aire en aquellas zonas donde el frente de combustión convencional no había logrado mayor penetración.¹⁵

La Figura 2.18 presenta un esquema simplificado de este proceso, indicando las zonas de combustión dentro del yacimiento.

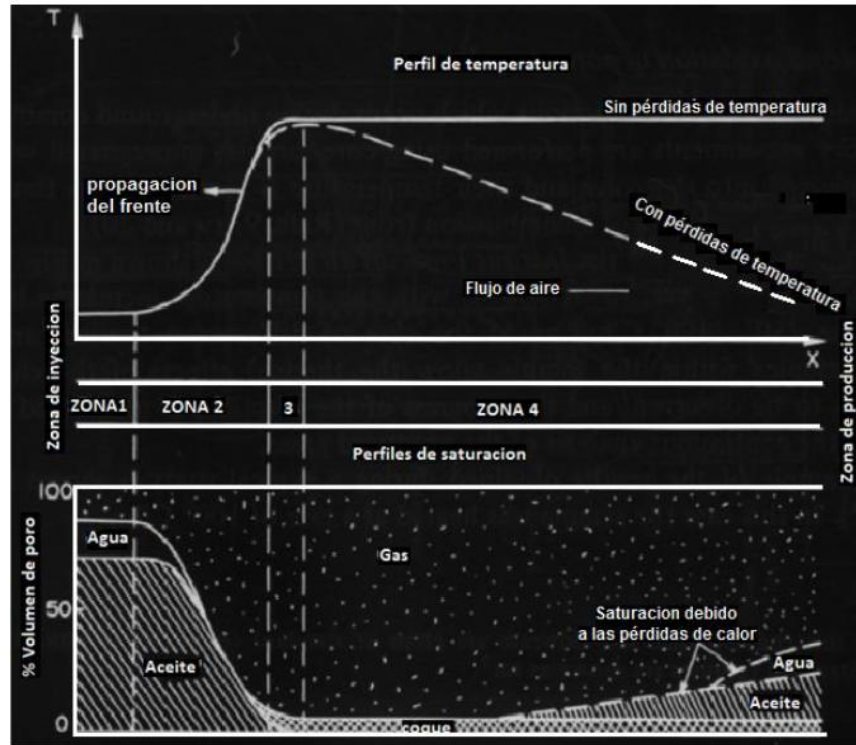


Figura 2.18 - Proceso de combustión inversa ¹¹

Zona 1: La formación está en condiciones originales, sin embargo, está siendo barrida por aire. Las reacciones de oxidación pueden ocurrir aquí debido a la alta temperatura de la formación, por ello, se presenta una alta oxidabilidad del petróleo.

Zona 2: La temperatura aumenta por la zona de vapor corriente abajo; el inicio de la oxidación también contribuye a un aumento de la temperatura. Ocurren los siguientes fenómenos: vaporización del agua de formación, destilación de las fracciones ligeras de aceite y el craqueo de los hidrocarburos en presencia de oxígeno. Las fracciones de líquido y vapor son desplazadas corriente abajo, mientras que algunos componentes forman un depósito de carbón o coque.

Zona 3: Zona de combustión. La temperatura alcanza su máximo valor; las reacciones de oxidación y combustión de las moléculas de hidrocarburos más reactivos consumen todo el oxígeno no utilizado en las reacciones de las anteriores.

Zona 4: El coque quemado permanece depositado en la matriz en la fase de vapor líquido corriente abajo. Si no hay pérdidas de calor, la temperatura corriente abajo se mantendrá igual a la del frente

de combustión. En realidad, la temperatura disminuye con la distancia de la zona de combustión. Por lo tanto, se produce la condensación y destilación del aceite y posiblemente de vapor de agua.

2.8.5 Características de los yacimientos candidatos a combustión in-situ

Basados en proyectos de campo y pruebas de laboratorio, se pueden establecer una serie de condiciones óptimas para que un yacimiento sea considerado técnicamente y económicamente atractivo para un proyecto de combustión in situ. Dentro de las características son: ¹³

Espesor. El espesor de la arena neta no debe exceder los 50 [ft]. Espesores mayores de 50 [ft] requerirán suficiente inyección de aire para mantener el frente de combustión moviéndose al menos a una velocidad de 0.25 [ft] por día, lo que sería excesivo con respecto a las limitaciones prácticas impuestas por el equipo de compresión.

Profundidad. La profundidad del pozo debe ser mayor de 200 [ft]. En general profundidades menores de 200 pies, podrían limitar severamente la presión a la cual el aire puede ser inyectado. Operaciones en yacimientos profundos resultan en pozos altamente costosos, como también en gastos adicionales en la compresión del aire, por lo que las condiciones económicas pueden imponer profundidades prácticas del orden de 2,500 a 4,500 [ft].

Densidad y viscosidad del aceite. En general, petróleos de gravedades mayores de 40 °API no depositan suficiente coque (combustible) para mantener un frente de combustión. Por otro lado, petróleos de gravedades menores de 8 ° API son generalmente muy viscosos para fluir delante del frente de combustión cuando la temperatura del yacimiento prevalece sobre la temperatura de combustión. La recuperación de petróleo de gravedades extremadamente bajas pueden ser posibles por medio de la combustión en reverso, donde el petróleo producido fluye a través de la zona calentada y su composición es estructuralmente alterada.

Permeabilidad. Cuando la viscosidad del petróleo es alta (un yacimiento conteniendo un aceite de 10 °API), una permeabilidad mayor de 100 [md] podría ser necesaria, especialmente si el yacimiento es somero y la presión de inyección es limitada. Un crudo de gravedad entre 30 y 35 °API a una profundidad de 2,500 pies, puede responder a un proceso de combustión in situ, aun con permeabilidades tan baja como de 25 a 50 [md].

Tamaño del yacimiento. El yacimiento debe ser lo suficientemente grande, ya que si una prueba piloto a pequeña escala tiene éxito, un éxito económico a gran escala puede ser esperado.

Dependiendo del espesor de la arena, el tamaño del yacimiento, podría ser aproximadamente de 100 acres.

La Tabla 2.5 resume los criterios generala par el diseño para la selección del yacimiento en un proceso de combustión in situ.

Parámetro	Valores
Espesor de la arena [pies]	>10
Profundidad [pies]	>500
Porosidad [%]	>16
Permeabilidad [mD]	>100
Densidad [°API]	< 40
Viscosidad del aceite [cp]	<5,000
Presión de inyección [lb/pg ²]	>250
Espaciamiento [acres]	<40

Tabla 2.5 - Características de los yacimientos candidatos a combustión in situ ¹¹

2.8.6 Ventajas y desventajas de la combustión in-situ

➤ **Ventajas**

- Es potencialmente aplicable en diferentes tipos de yacimientos
- Se pueden llegar alcanzar factores de recuperación de hasta el 70
- Su inversión inicial es relativamente baja debido a que no se requieren unidades de procesamiento de vapor o de agua
- Los costos de operación del método son bajos
- Con la combustión se llegan a producir gases que llevan a mejorar la calidad del hidrocarburo
- La conducción de calor que se transfiere por conducción y convección, esto disminuye la viscosidad del aceite

➤ **Desventajas**

- La eficiencia de calentamiento se ve seriamente afectada por perdida de energía hacia la roca
- Si en el yacimiento no existe la cantidad necesaria de coque quemada al principio de la combustión, el proceso no podrá seguir
- Formación de emulsiones agua-aceite y un incremento posible de la producción de arena

- La saturación y la porosidad deben ser altas para minimizar las pérdidas de calor a la formación
- Si en el yacimiento hay un exceso de coque, el avance de la combustión ser muy lenta y la cantidad de aire requerida para mantener la combustión será mayor

2.9 Calentamiento eléctrico

Los calentadores de fondo constituyen la forma más antigua que existe para aumentar térmicamente la producción de petróleo. Los calentadores de fondo más utilizados son los eléctricos, que a su vez se dividen en dos tipos, los calentadores inductivos, los cuales generan calor conforme las leyes de Maxwell¹¹ y los calentadores resistivos que generan calor con base al efecto Joule Thompson.

Los sistemas DHT (Down Hole Tool) son sistemas diseñados para generar vapor den el fondo del pozo y de esta forma aumentar la temperatura de los crudos pesados, reduciendo así la viscosidad de los mismos y ayudando a prevenir la precipitación de sus componentes pesados. Estos sistemas están conectados a una fuente de potencia en la superficie por medio de un cable eléctrico y pueden ser colocados tanto en pozos verticales como horizontales.²

Los calentadores de tubería esta diseñados para ser instalados dentro de la tubería de producción y son utilizados para el calentamiento de fondo del pozo. El fluido que está siendo producido entra en contacto directo con los componentes conductores de estos calentadores, efecto que permite el aumento de la temperatura del fluido.²

2.9.1 Descripción del proceso de calentamiento eléctrico

El calentamiento eléctrico consiste en proveer corrientes eléctricas para generar calor e incrementar la temperatura cerca del pozo, logrando que la viscosidad del aceite se reduzca para producir más fácilmente el fluido.¹³

Este método utiliza flujo continuo de corriente alterna, para calentar la formación en la vecindad del pozo. La corriente fluye a través de la tubería de producción de acero hacia un electrodo. La tubería de producción es aislada eléctricamente mediante una tubería concéntrica de fibra de vidrio. La corriente se dispersa más allá de la zona de calentamiento y regresa a la superficie para completar el circuito. Ver la Figura 2.19.

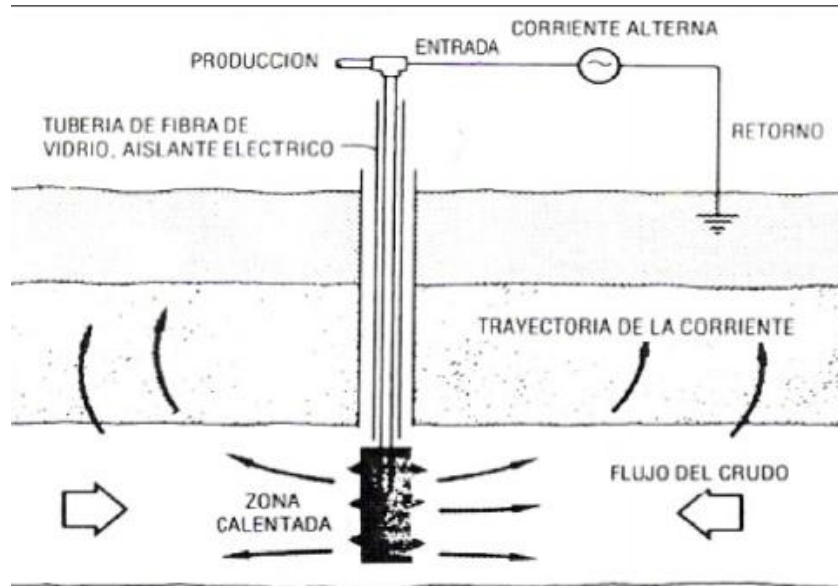


Figura 2.19 - Proceso de calentamiento eléctrico ⁶

Los principales mecanismos de producción son los mismos que en los métodos de inyección cíclica de vapor pero en menor proporción. La colocación de los calentadores es muy importante debido a que es esencial calentar el yacimiento para obtener el mayor incremento de producción posible. Los calentadores no se deben de posicionar sobre las zonas productoras de alto gasto debido a que se perderá calor por los fluidos producidos y se reducirá la cantidad de calor inicial para las formaciones más someras.¹³

La disipación de energía eléctrica en un yacimiento, causa que este se caliente reduciendo la viscosidad del crudo. La temperatura debe ser monitoreada para evitar llegar a la temperatura de vapor del agua de formación.

Los fluidos que fluyen hacia el pozo transportan calor sensible, de manera que la zona efectivamente calentada cerca del pozo es algo más pequeña que al que pudiera estimarse basándose solamente en la potencia disipada.¹³

2.9.2 Características de los yacimientos candidatos a calentamiento eléctrico

Los yacimientos candidatos para el calentamiento eléctrico son de crudo pesado y de alta viscosidad, se puede utilizar para yacimientos profundos, donde no es aplicable la inyección de vapor, se puede utilizar para las arcillas por qué no sufren el efecto de ensanchamiento por ser un

proceso eléctrico. En este caso la permeabilidad no afecta en el proceso pero se recomienda una buena permeabilidad en el yacimiento para que pueda fluir el fluido.¹³

Se puede utilizar en yacimientos donde al pequeño cambio de aumento de temperatura dentro del yacimiento se pueda aumentar la producción. Se puede utilizar la el calentamiento eléctrico con bajos porcentajes de saturación de agua, para yacimientos que antes de iniciar la implementación de algún método térmico, se utilice para un precalentamiento con el calentamiento eléctrico.¹³

2.9.3 Ventajas y desventajas del calentamiento eléctrico

➤ **Ventajas**

- No hay inyección de fluidos
- El calor se transmite de forma casi instantánea ya que la energía se transmite tanto por el yacimiento como por los fluidos
- El pozo puede proporcionar calor al mismo tiempo que produce
- La heterogeneidad del yacimiento no causa problemas tan severos como la inyección de fluidos
- No se requieren cambios en la terminación de los pozos
- Puede servir como precalentamiento para otro proceso térmico

➤ **Desventajas**

- Es un método altamente costoso debido a lo caro de la energía eléctrica, solo es rentables si el gasto a producir es alto de aceite
- La vida efectiva del equipo disponible en el fondo del pozo si es inadecuado para las operaciones libres de fallas, requiere ser estudiado y si es necesario aplicar una optimización
- La corriente eléctrica debe ser transmitida continuamente para que se genere calor, pero sin sobrepasa la temperatura de vapor del agua de formación

La utilización de este método tiene la ventaja de que el calentamiento se genera instantáneamente a través de los elementos del yacimiento el cual se propaga de manera inmediata, así como la generación de calor no depende de la inyección de fluidos.⁸

Capítulo III

Producción en frío de crudos pesados

Los métodos de producción en frío, son todos aquellos que no requieren de aumento de temperatura en el hidrocarburo para facilitar su flujo, también se le conoce como producción convencional. Regularmente es utilizada cuando la viscosidad del hidrocarburo, a condiciones del yacimiento, es relativamente baja para permitir que el aceite fluya a menores costos. Este método de producción contempla diferentes tecnologías que son consideradas como convencionales, ya que no es necesaria la adición de energía en forma de calor, como el uso de bombas (BEC, BCP y BM), la inyección de diluyentes, y en algunos casos se han utilizado combinaciones de las anteriores, como el uso de BEC o BCP asistido por inyección de diluyente.

Los procesos no térmicos recuperan más del 10 por ciento de aceite in situ de los yacimientos de aceite pesado. Uno de los mecanismos importantes que ayuda a la producción es la formación de espuma de hidrocarburo, mientras la presión declina, el gas liberado permanece en el aceite en forma de pequeñas burbujas las cuales no se unen para formar un casquete de gas, esto reduce la viscosidad del crudo e incrementa su movilidad. Las arenas y el petróleo se separan por acción de la gravedad en la superficie.

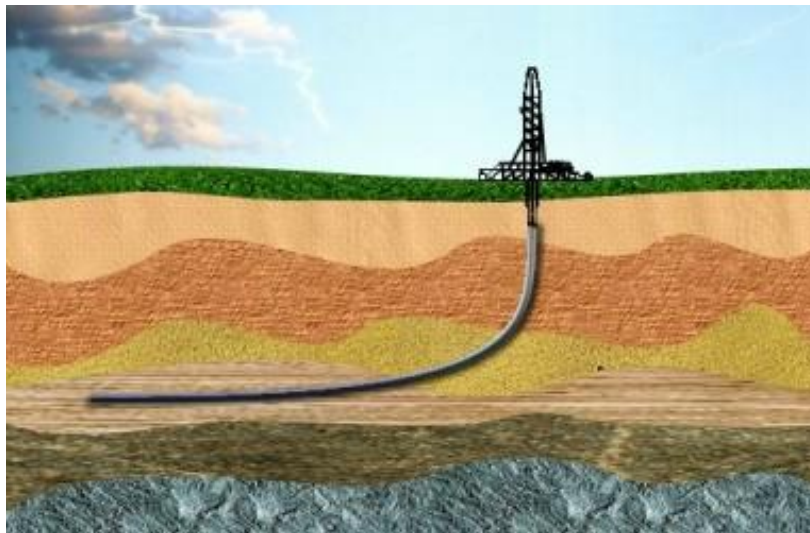
Por sus características la producción en frío requiere una infraestructura especial, sistemas de mejoramiento de flujo para facilitar su producción y transporte. Los métodos en frío limitan el factor de recuperación a un rango entre 10 % a 20%.

La producción no térmica de aceites pesados es una propuesta interesante debido a que no se debe hacer una inversión importante de dinero para poder tener una producción de aceite.

3.1 Pozos horizontales y multilaterales

Los pozos horizontales y multilaterales son utilizados en casi cualquier tipo de yacimientos, su utilización es debida a que se incrementa el área de contacto del pozo de la formación, aumentando así la recuperación durante la vida del proyecto. Después de perforar los pozos se inyectan comúnmente diluyentes para ayudar a reducir la viscosidad del crudo y mediante el empleo de sistemas artificiales de producción (bombeo electrosumergible o bombeo de cavidades progresivas) se puede llegar a mejorar la producción en los pozos¹⁷.

La finalidad de los pozos horizontales y multilaterales es llegar a contactar la mayor extensión del yacimiento. Son utilizados en las etapas de explotación hasta la etapa de desarrollo. En la Figura 3.1 se muestra una terminación de un pozo horizontal.¹⁷



*Figura 3.1 - Representación esquemática de un pozo horizontal*⁵

La principal ventaja que ofrece el método para la producción en crudos pesados es el bajo costo en comparación con la implementación de algún método térmico de producción, también nos da un aumento importante de producción del pozo, nos mejora la eficiencia de barrido del aceite y un mejor control cuando se utilizan métodos térmicos como el de segregación gravitacional en yacimientos con baja presión.¹⁷

3.1.1 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico ha sido una técnica muy exitosa en la estimulación de pozos aceite y/o gas en yacimientos con baja permeabilidad. Se bombean fluidos diseñados especialmente a alta presión y velocidad en el intervalo del yacimiento que se tratara, lo que hace que se abra una fractura vertical. Los tramos laterales de la fractura se extienden hacia fuera del pozo en direcciones opuestas, según los esfuerzos naturales presentes dentro de la formación. Los agentes o puntalantes como granos de arena de un tamaño particular, se mezclan con el fluido de tratamiento para mantener abierta la fractura cuando se complete el tratamiento. El fracturamiento hidráulico crea una comunicación de alta conductividad con un área grande de formación y permite evitar cualquier daño que pudiera existir en la vecindad del pozo, como se muestra en la Figura 3.2.⁹

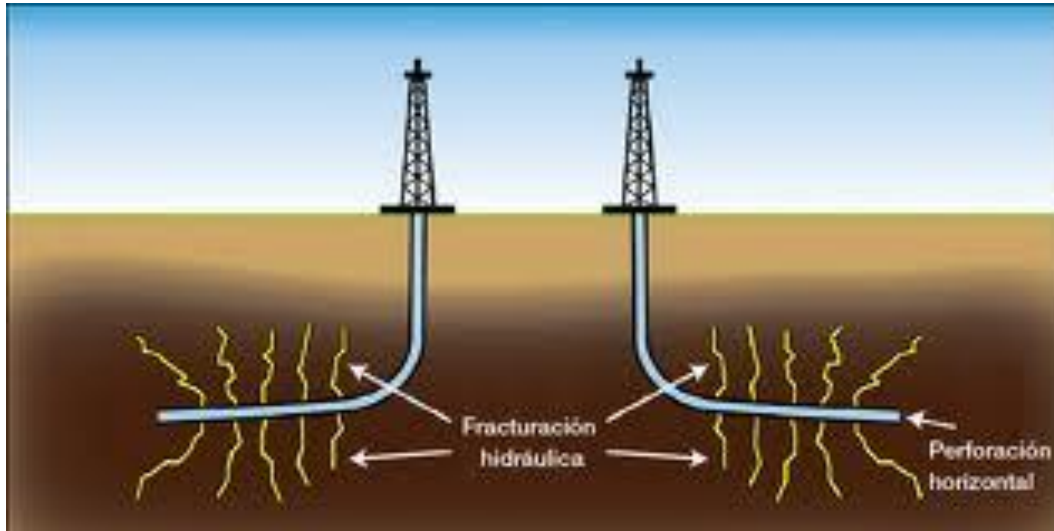


Figura 3.2 - Representación esquemática de un fracturamiento hidráulico ⁶

Los avances en la tecnología han podido proporcionar opciones de optimización de las fracturas y así obtener un mejor desempeño en la productividad de los pozos. Dichos estudios han alcanzado, en los últimos años, tecnologías de diseño para poder aplicar el fracturamiento hidráulico en yacimientos que tienen permeabilidad alta.⁹

El fluido fracturante puede ser cualquier tipo como es: agua, geles, espumas, nitrógeno, dióxido de carbono o incluso aire. Varios tipos de apuntalantes son usados y pueden ser arenas, resinas, cerámicas hechas a mano dependiendo del tipo de permeabilidad o granos necesarios. Se recomienda el uso de fracturas largas para la estimulación de yacimientos con bajas permeabilidades alterando completamente la geometría de flujo como se muestra en la Figura 3.2.

3.2 Producción de crudo pesado con arena (CHOPS)

La producción en frío de crudos pesados con arenas (ColdHeavy Oil Production with Sands, CHOPS), es un método de producción primaria, con un amplio rango de aplicación en yacimientos productores de crudo pesado con viscosidades de 50 a 15,000 [cp]. Se usa el término en frío debido a que no es necesaria una fuente de calor externo para extraer el aceite.²⁰

En el método CHOPS la arena es producida en grandes cantidades con el fin de estimular una mayor área de drenaje para el crudo. La producción de arena incrementa la movilidad del fluido y forma cavidades o zonas de alta permeabilidad alrededor del pozo; el gas y el aceite se separan por

acción de la gravedad en superficie y la arena se eliminada en los estratos permeables. En la Figura 3.3 se observa una muestra de aceite y arena, producida con el método CHOPS.²⁰



Figura 3.3 - Muestra de la producción de crudo pesado con arena (CHOPS) ¹

La tecnología CHOPS es uno de los métodos más atractivos para la producción de crudos pesados; debido a su utilización con éxito en Canadá, Venezuela, Omán, china, entre otros países.

El método se originó en arenas no consolidadas de Canadá. Donde requiere pozos verticales los cuales producirán un alto porcentaje de arena durante la etapa inicial de explotación; después de producir por varias semanas o meses la arena producida disminuirá hasta a llegar de 10 a 1%.¹³

Los CHOPS actualmente se emplean en arenas no consolidadas y casi todos los proyectos en lo que se ha probado esta técnica es en Canadá a profundidades menores a 800 [m].⁶

Debido a la producción masiva de arena se crean zonas de permeabilidad alterada en la vecindad del pozo, afectando positivamente las condiciones de flujo del yacimiento. El aumento en la capacidad de flujo en el medio poroso se debe principalmente a:

- Debido a que los granos de arena se pueden mover, las permeabilidades relativas a cada una de las fases presentes en la corriente mejoran
- Entre mayor sea la cantidad de arena producida, el aumento de la permeabilidad en la vecindad del pozo será cada vez mayor, este fenómeno simulara la existencia de un radio de pozo más grande

- En consecuencia de la producción continua de arena no se permitirá la aparición de bloqueos por finos o depósitos e asfáltenos y parafinas, por lo que el factor de daño se reduce

Se estima que el factor de recuperación con éste método está en el rango de 5% al 15% (pozos verticales), aunque algunas pruebas demuestran que, a través de este método, es posible alcanzar tasas de recuperación hasta del 30%. Generalmente, después de la producción en frío se utilizan métodos térmicos para recuperar el crudo remanente.¹

3.2.1 Descripción del proceso de producción de crudo pesado con arena (CHOPS)

Típicamente, un pozo provisto con producción mediante CHOPS producirá de manera inicial un alto porcentaje de arena, debido a que el movimiento de ellas ayuda a incrementar el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, ya que se forman canales que son denominados “agujeros de gusano”; estos crean zonas de alta permeabilidad alrededor del pozo. Después en superficie, se procede a separar la arena y el aceite por el fenómeno de gravedad, eliminando la arena en los estratos permeables. Para el uso del proceso multifásico para lograr la manipulación de arena, agua, gas y aceite. Donde se han obtenido buenos resultados en yacimientos de Canada.²⁰

Los pozos implementados en este método pueden ser verticales o ligeramente desviados, tal como se muestra en la Figura 3.4 son perforados y terminados con una bomba de fondo para crear una considerable diferencial de presión entre la boca del pozo y la formación. Esto genera que el gas que se encuentra en solución se libere, provocando que el hidrocarburo se espume. Las burbujas de gas al expandirse provocan el movimiento de la mezcla a través de los agujeros de gusano, los cuales se expanden gracias a la inestabilidad de los granos de arena. A lo largo de la vida de pozo, la producción de arena llega a disminuir a menos del 2% de arena.²⁰

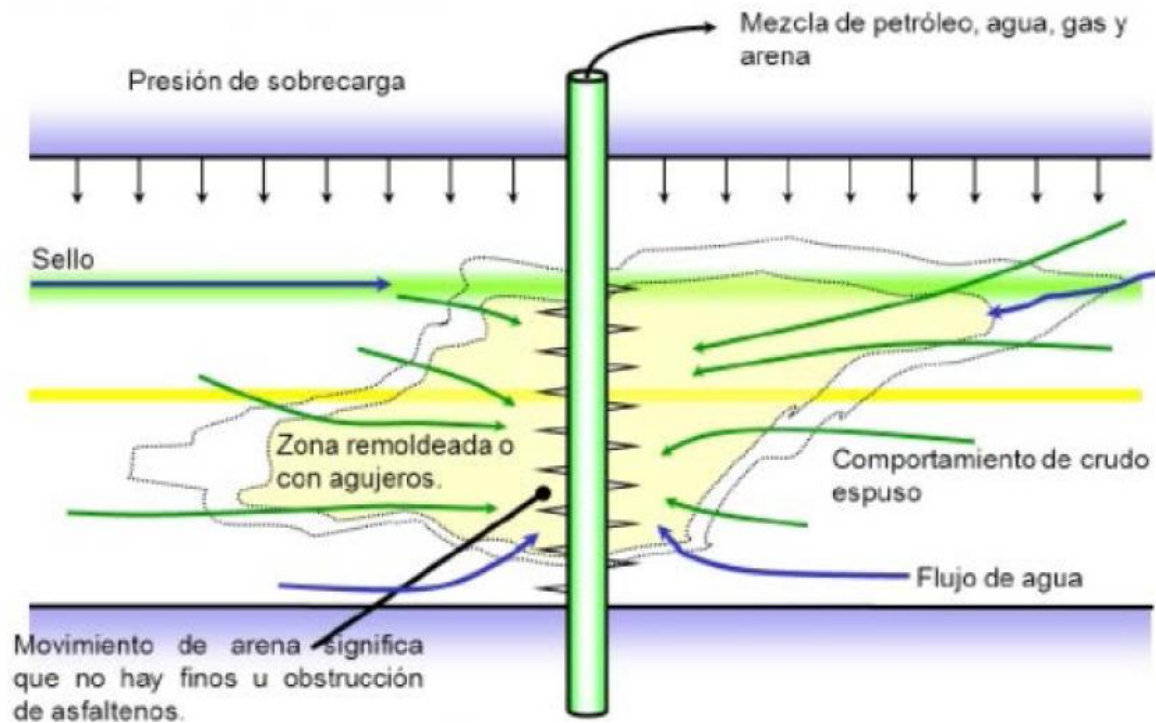


Figura 3.4 - Proceso de producción de crudo pesado con arena (CHOPS) ¹

En el proceso de CHOPS, las fuerzas que actúan durante su producción son:

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

Para la aplicación de la técnica sea efectiva y rentable es necesario ciertos requerimientos mínimos, fundamentalmente de la roca y del fluido. En cuanto a las características de la roca, las arenas del yacimiento son regularmente de grano fino a medio y de poco consolidado a no consolidado para sí lograr el incremento de la productividad del yacimiento por medio de la producción de arena, contar con porosidad alta que se encuentre entre 26 y 32% las permeabilidades deben ser mayor a 2 darcys, el espesor de arena donde se ha aplicado la técnica varía de los 10 a los 40 [ft] aproximadamente. La profundidad del yacimiento debe estar entre 1600 y 2500 pies.²⁰

➤ **Ventajas**

- Se aplica en yacimientos de petróleo pesado y extrapesado
- Por ser crudos pesado sus viscosidades son altas, superan los 1,000 [cp]
- La cantidad de gas en solución es baja
- En algunos casos las altas viscosidades contribuyen a que se observe el fenómeno de crudo espumante, el cual ayuda al incremento de la producción
- Se pueden utilizar sistemas artificiales para la producción de CHOPS

➤ **Desventajas**

- Al llegar al pico de producción, los pozos normalmente muestran una declinación gradual en la producción. Por lo que se recomienda utilizar SAP
- El costo de producción por barril por el método de CHOPS oscila entre 25 – 35 USD.
- Que se encuentre un acuífero cerca del yacimiento
- Debido a los altos volúmenes de arena, no pueden emplearse las tuberías para su transporte, se requieren camiones para mover el aceite

3.3 Extracción por medio de minería

En algunos países del mundo la recuperación de petróleo a través de trabajos mineros se ha ido desarrollando con cierto éxito. Como en Athabasca, Canadá, ver la Figura 3.5, en los años 70 dos grandes proyectos de minería a cielo abierto y procesamiento termal de arenas bituminosas, teniendo una superficie de 140,000 km², donde ha sido posible tener una producción rentable.

Las arenas bituminosas de los campos de Athabasca, son una mezcla de bitumen, arena, arcilla y agua. Fueron formadas durante el Cretácico Inferior producto de la disolución de sal de la formación Elk Point y el colapso de las capas adyacentes de la formación Beaverhill durante el Devónico. Estos eventos ocurrieron con una tasa de sedimentación muy baja lo que dio lugar a que el sepultamiento fuera mínimo, de entre 0 a 400 metros.¹⁹



Figura 3.5 - Localización de las arenas bituminosas de Athabasca en Alberta, Canadá¹

3.3.1 Descripción del proceso de extracción por medio de minería

Existen dos métodos distintos de extracción por el cual el crudo pesado puede ser extraído:

- a. La minería sub superficial es la menos atractiva de estas técnicas debido a los peligros y retos que involucra para la gente y el equipo inmerso en la operación. Este tipo de minería consiste en crear pozos os cuales lleguen por debajo de la base del yacimiento y desarrollar una serie de túneles y accesos para después cavar pequeños conductos.⁸
- b. La extracción minera superficial consiste en escavar en la superficie utilizando técnicas de minería a cielo abierto, las que son utilizadas para las minas de carbón. Esta técnica se aplica a yacimientos de aceite pesado someros y que tengan una gran extensión de territorio. Este método se termina de aplicar hasta que sea económicamente no rentable el proyecto.⁸

En general el método de minería superficial pueden mantener una gran producción y rentable debido a lo simple del método. Una vez que se extrae de la mina el aceite pesado debe ser separado de la arena, donde esto puede ser con la ayuda de solventes (benceno) o con calor (vapor o agua caliente) que es el más utilizado en Canadá.⁸

Este método solo es factible en áreas donde los sedimentos del yacimiento son relativamente delgados y profundidades someras. Donde la técnica tiene un factor de recuperación mayor al 80 por ciento.

La característica importante en Athabasca es que el yacimiento es poco profundo por lo que es adecuado para la minería de superficie. Alrededor del 10% de las arenas petrolíferas de Athabasca son cubiertos por menos de 75 metros de escombros.

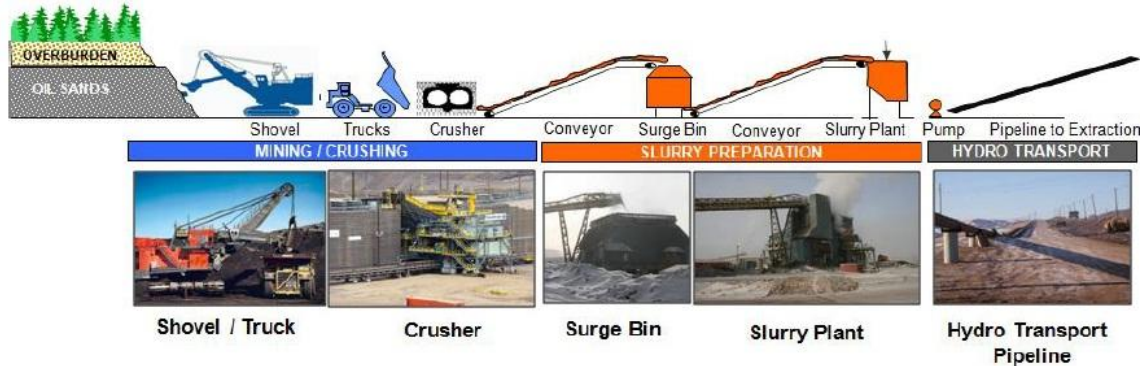


Figura 3.6 - Proceso de extracción por medio de minería, Athabasca²

El proceso consiste en excavadoras capaces de extraer 100 toneladas por carga y camiones que pueden cargar hasta 400 toneladas por viaje de material hasta el sitio de descarga donde es triturado.¹⁹

Para la extracción del bitumen en Alberta canaca, se utilizan excavadoras gigantes para extraer grandes cantidades de arenas, los camiones llevan la arena a un centro de refinería, el camión deja la arena en una cintra transportadora, donde cada camión lleva alrededor de 200 barriles.¹⁹

Un novedoso tren de tecnología de punta, así es como se llama. el tren se compone de tres partes primero los camiones vierten su carga de arena en unas trituradoras compuertas en forma de boca que pican los trozos grandes en trozos pequeños después la arena triturada cae en una cinta transportadora que la traslada a una tolva, que parece una coladora gigante y es el corazón del

sistema de transporte, regula el flujo de la arena que llega a la planta procesadora , se asegura de que este compuesto de la mezcla correcta de petróleo, arena y rocas y que fluya en la cantidad correcta.¹⁹

Al final la arena que sale de la tolva se almacena en un silo de 42 metros denominado “torre de preparación” donde la arena se mezcla con agua y después viaja por una tubería hasta la planta principal para su procesamiento.¹⁹

El corazón de la fábrica se encuentra aquí, en la planta de extracción, es aquí donde Sincroff perfecciono el proceso y se convirtió en la mayor productora de petróleo de arena del mundo. El sistema está inspirado en la naturaleza, donde cada grano de arena incrustado en el petróleo está rodeado por una fina capa de agua, sin el agua el petróleo y la arena se fundirían para siempre. Pero gracias al agua la arena puede aislarse y extraerse.¹⁹

➤ **Ventajas**

- Aplicación ideal para arenas bituminosas
- Para aceites viscosos y de bajos grados °API
- Se recuperan grandes volúmenes de aceite por el método de minería
- El uso de la técnica por extracción de minería es económica y rentable
- Puede ser aplicable para yacimientos someros de menos de 100 metros y gran extensión de área

➤ **Desventajas**

- Daños ambientales que se realizan por la minería a cielo abierto
- El uso excesivo de agua para la obtención de aceite
- Empleo de maquinaria pesada para su transporte
- Los desechos de arena y agua son devueltos al yacimiento de arena
- El agua utilizada para la separación, ya no reutilizable para uso cotidiano

3.4 Producción de crudos pesados asistida por sistemas artificiales

Los SAP tienen la gran ventaja de que no se requieren grandes gastos económicos, comparados con la implementación de pozos inyectores, e instalaciones superficiales en general usadas en métodos de recuperación secundaria o mejorada, como inyección de vapor, combustión in-situ, etc.

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

Los SAP son equipos adicionales a la infraestructura del pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento. Para la selección de algún sistema se necesitan tomar en cuenta diferentes factores como: características de producción, gasto, porcentaje de agua, propiedades de los fluidos como son viscosidad, densidad, factor de volumen de aceite, etc. Características del pozo las cuales son profundidad, diámetros de las tuberías, tipo de terminación, desviación, su localización ya sea costa afuera, en tierra y por último los problemas operacionales que se pueden presentar como arenas, parafinas, carbonatos, corrosión.

Los SAP pueden ser clasificados en dos grandes grupos, si usan o no bombas subsuperficiales, como se muestra en la Figura 3.7:

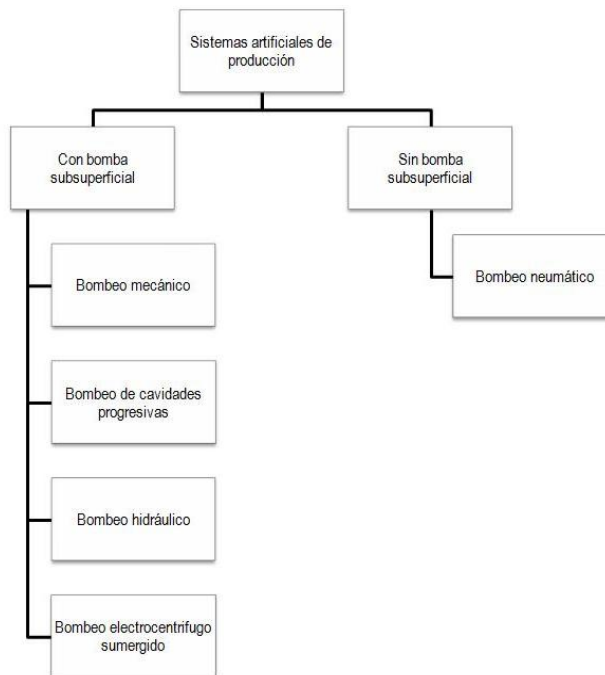


Figura 3.7 - Clasificación de los sistemas artificiales para asistir en la producción de crudos pesados²⁰

3.4.1 Descripción del proceso de producción de crudos pesados asistida por sistemas artificiales

La problemática de la explotación de crudo pesado, exige tener sistemas artificiales capaces de llevar los fluidos desde el yacimiento hasta las estaciones de proceso, pero en este caso los fluidos producidos por los yacimientos tienen altas viscosidades y bajas densidades API, lo que dificulta su producción, manejo y refinación. Además, existen yacimientos de crudos pesados que se encuentran costa afuera, lo que representa un reto más para su producción, debido a las bajas temperaturas del lecho marino, y las distancias que deben recorrer los fluidos bajo condiciones extremas, presentándose el riesgo de deposiciones de parafinas, asfaltenos o la formación de hidratos. La problemática presente para la producción de este tipo de crudos, tanto en aguas profundas, someras y en tierra, limita la aplicación de los sistemas artificiales, aun así se han implementado algunos de ellos exitosamente, pero en el caso de los sistemas BEC y BCP, existen documentadas varias aplicaciones en distintos escenarios, ya sea costa fuera o en tierra, por lo que es de gran interés el conocimiento detallado de estos sistemas.⁷

Actualmente más de 100,000 sistemas BEC se encuentran operando en el mundo⁵. La mayoría de los BEC están instalados en campos de crudos pesados en Venezuela, Canadá y E.U.A., además, se ha empezado a introducir su uso en aguas profundas en campos de crudos pesados en Brasil. Se espera que la aplicación del BEC en el mundo aumente en los próximos años al incrementar los requerimientos de aplicación de los SAP. Actualmente el SAP dominante sigue siendo el BM, mientras que el BEC ha pasado a ser el segundo SAP más importante desde su introducción en 1927. Aunque el BCP está en pleno desarrollo, sus bajos costos de operación, y los resultados obtenidos en campos de crudos pesados, lo está llevando a posicionarse como uno de los SAP más rentables en un futuro.⁷

La aplicación del BEC en campos productores de aceite pesados han tenido gran éxito, tal es el caso del campo Jubarte ubicado en el estado de espíritu santo, Brazil. Este campo tiene tirantes de agua de 1000 a 1250 [m] y el aceite producido tiene una densidad de 17 [°API]. Petrobras instaló un sistema BEC en el pozo piloto EWT, los resultados de este pozo fueron satisfactorios donde con una bomba de 900 [HP] se obtuvo un gasto de 5,000 [bbl/d].

Como parte de aprovechar al máximo los métodos de recuperación mejorada de SAGD y de la inyección cíclica de vapor, desde junio de 2005 en los campos de arenas bituminosas en Alberta Canadá. Se tienen 21 pozos con BEC, donde la eficiencia de la bomba es excelente y se ha tenido

un incremento del 20% en la producción, tales han sido los beneficios del BEC que se buscara para el 2011 tener de 100 a 120 pozos que operen con BEC.

Pero el sistema BCP no se ha quedado atrás en obtener resultados satisfactorios en campos de aceites pesados. En el yacimiento diadema en Argentina, de 372 pozos que se encuentran produciendo 245 pozos cuentan con BCP. La producción promedio de cada pozo con BCP es de 9000 [bbl/d], aportando el 85% de la producción total del yacimiento.

Tal ha sido el resultado de estos dos sistemas en campos de aceite pesado que en Venezuela, se implementó la combinación de estos sistemas llamado bombeo de cavidades progresivas activado desde el fondo. Este sistema la particularidad que en la superficie se tienen instalaciones de BEC y que en vez de tener una bomba centrífuga tiene una BCP que es activada por un motor eléctrico.

3.4.2 Bombeo mecánico

El bombeo mecánico es el SAP más utilizado en el mundo. En el cual el movimiento generado por el equipo superficial de rotación, es transmitido a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión. La bomba utilizada es de desplazamiento positivo, y es colocada cerca del fondo del pozo, y en cada movimiento ascendente de la bimba, es levantado el fluido producido en el pozo por encima de la bomba, logrando así el transporte del fluido hasta la superficie. En la Figura 3.8 se muestra un bombeo mecánico con sus elementos.

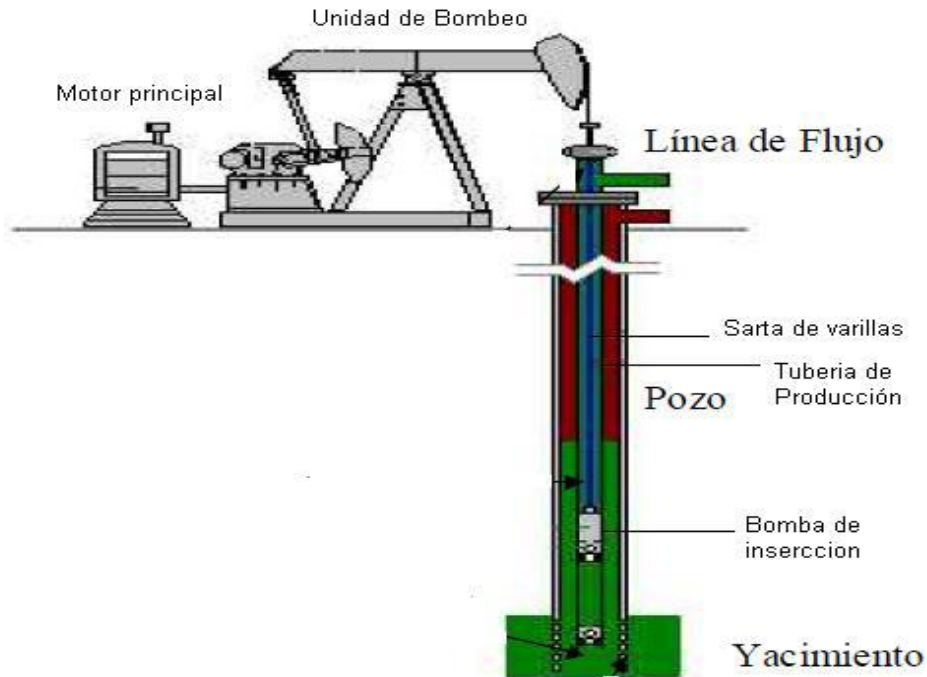


Figura 3.8 - Bombeo mecánico²¹

La bomba de fondo es accionada por una unidad de bombeo mecánico, la cual sirve para convertir el movimiento rotatorio del motor en un movimiento reciprocante. Las unidades más comunes son las de balancín o bimba, y las hidroneumáticas. En una bimba el movimiento del motor mediante un reductor de engranes hace girar una manivela y que a su vez mueve un balancín. En una unidad hidroneumática, el motor mueve una bomba hidráulica que mediante el sistema hidráulico mueven de forma reciprocante unos cilindros (gatos hidráulicos), para transmitir el movimiento a la bomba de fondo. El balancín por medio de la sarta de varillas de succión transmite el movimiento al embolo de la bomba. Debido a que la sarta de varillas de succión, es la que soporta el peso del equipo subsuperficial, y las cargas generadas por el equipo superficial, es la parte más importante a considerar cuando se va a diseñar.

➤ **Ventajas**

- Alta eficiencia en el sistema
- Optimización del sistema de control
- Diseño simple
- Baja inversión en servicios de reparación y para producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (hasta 2,400 metros)
- Permite fluir con niveles de fluidos bajos
- Eficientes para pozos con problemas de corrosión o incrustaciones

➤ **Desventajas**

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

3.4.3 Bombeo de cavidades progresivas (BCP)

Es un sistema que consta de un motor superficial y una bomba subsuperficial, que está compuesta por un rotor con forma de hélice, misma que gira dentro de un estator. El estator es conectado a la tubería de producción, por lo regular por medio de una sarta de varillas, que son las que transmiten el movimiento rotatorio del motor superficial. A medida que el rotor gira excéntricamente en el

estator, una serie de cavidades son formadas progresivamente a la entrada de la zona de descarga de la bomba. El resultado es un flujo de desplazamiento positivo, con un gasto de descarga que depende del tamaño de las cavidades, la velocidad del rotor y la presión diferencial a través de la bomba.¹¹

El estator es modelado por medio del elastómero, la selección del tipo de elastómero depende la vida útil de la bomba, por lo que el diseño del sistema estará centrado en la selección del elastómero.¹¹ un esquema del bombeo de cavidades progresivas, véase la Figura 3.9.



Figura 3.9 - Bombeo de cavidades progresivas (BCP) ²¹

➤ **Ventajas**

- Baja inversión de capital
- Alta eficiencia del sistema (50 a 70%)
- Bajo consumo de energía
- Bombas que pueden manejar fluidos con contenido de sólidos
- Óptimo para la producción de aceites viscosos
- No hay válvulas internas que puedan obstruir o bloquear el gas

- Instalación sencilla con bajos costos de mantenimiento
- Equipos con pocos requerimientos de espacio

➤ **Desventajas**

- Baja vida del sistema debido a los problemas relacionados con los elastómeros
- Bajos niveles de elevación (máximo 2,000 metros)

3.4.4 Bombeo hidráulico

Es un sistema que transmite energía al fondo del pozo, por medio de un fluido bajo presión que fluye desde la superficie y a través de una tubería de inyección, hasta una unidad de control subsuperficial, la cual es instalada a cierta profundidad del pozo. El fluido inyectado bajo presión se llama fluido motriz, y puede ser agua o aceite, además, la unidad de producción superficial o bomba de fondo accionada por el fluido, actúa como un transformador que convierte la energía potencial del fluido motriz, en una carga de presión estática, la cual es transmitida a los fluidos producidos para llevarlos a la superficie. Ver la Figura 3.10.¹²

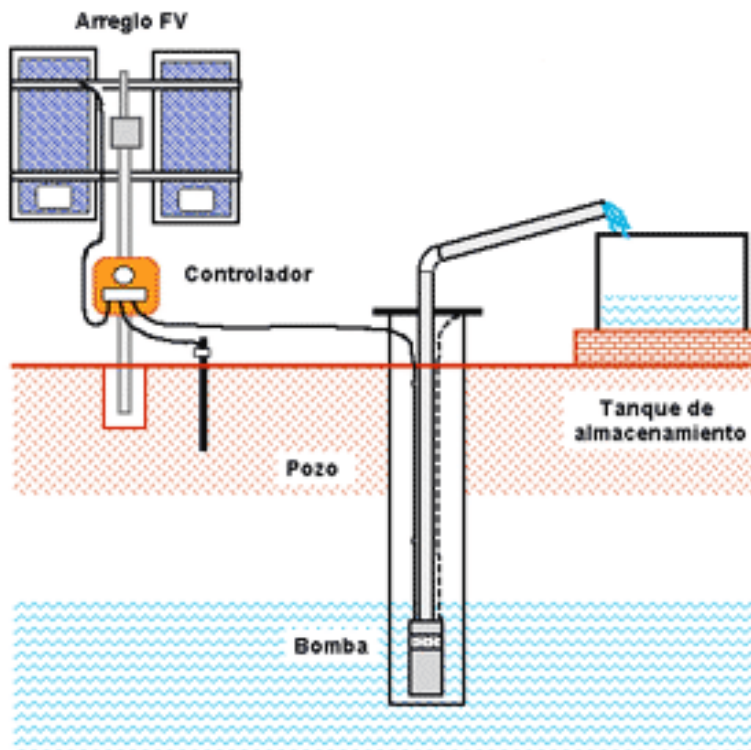


Figura 3.10 - Bombeo hidráulico

La forma de inyectar el fluido motriz puede ser mediante, un circuito abierto o cerrado. La diferencia es que en el circuito abierto el fluido motriz regresa junto con el aceite que se produce del pozo y en el cerrado regresa a los tanques de almacenamiento independientemente del aceite producido del pozo.

Existen dos tipos de bombeo hidráulico los cuales son: pistón y jet, los métodos son similares en cuanto al principio de funcionamiento, instalaciones y equipo de superficie, la diferencia es la bomba subsuperficial.¹²

La bomba de pistón, como su nombre lo indica es una bomba hidráulica que genera el movimiento mediante un pistón. Cada movimiento del pistón desaloja en cada movimiento un mismo volumen de fluido, que equivale al volumen ocupado por el pistón durante la carrera del mismo.

Las bombas tipo jet, constan de tres componentes que son: una boquilla, una garganta y un difusor. El fluido entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética.¹³

La mezcla de los fluidos se logra completamente en el límite de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor a la de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de producción, la mezcla que sale de la garganta posee la potencia necesaria para fluir contra el gradiente de presión de la columna del fluido de producción.¹³

➤ **Ventajas**

- Flexible para cambiar las condiciones operativas
- Instalaciones grandes ofrecen una inversión baja por pozo
- Útil para pozos desviados
- Inversiones bajas para volúmenes mayores a 400 [bpd], en pozos profundos

➤ **Desventajas**

- Mantenimiento del fluido motriz
- Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas
- La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial

- El diseño es muy complejo
- Es difícil la instalación de la bomba en agujeros descubiertos
- El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasionan muchos problemas
- Demasiada inversión para producciones altas a profundidades someras

3.4.5 Bombeo electrosumergido (BEC)

Es un sistema que consta de un motor eléctrico y una bomba subsuperficiales, que son conectados a un sistema de control en la superficie, llamado transformador eléctrico, a través de un cable de alimentación eléctrica. Los componentes de fondo del pozo son instalados en la tubería de producción por encima de la zona de disparos, en la Figura 3.11 se muestra un bombeo electrosumergido. A medida que el fluido entra al pozo, debe pasar por el motor y a través de la bomba. Debido a que el fluido está en contacto con el motor ayuda a enfriarlo, entrando después en la bomba, la cual con cada etapa, que es una combinación de difusor e impulsor, incrementa la energía del fluido, mismo que va acumulando suficiente energía hasta llegar a la parte superior de la bomba, siendo impulsado hasta la superficie.¹⁴

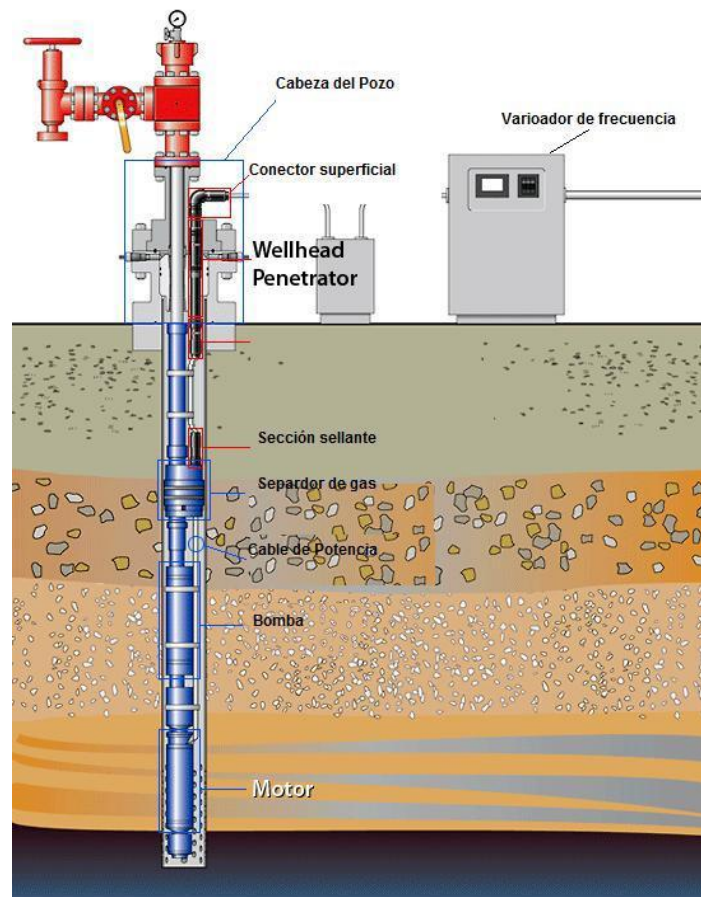


Figura 3.11 - Bombeo electrosumergido (BEC)

Debido a que la energía eléctrica es transmitida por un cable, este debe ser seleccionado de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos. El tamaño queda determinado por el amperaje y voltaje del motor así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento. La bomba es colocada por abajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, de tal manera que esté garantizada la alimentación continua de líquidos en la zona de succión de la bomba.¹⁴

➤ **Ventajas**

- Alta capacidad para producir grandes volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias
- Baja inversión en pozos someros
- Es aplicable en profundidades hasta de 4,200 metros
- Bajos costos de mantenimiento
- Alta resistencia a la corrosión
- Puede ser implementado en pozos desviados u horizontales

➤ **Desventajas**

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción
- Tiempos de cierre prolongados
- Requiere grandes fuentes de energía eléctrica
- Dificultad en el manejo de incrustaciones, arena y gas

3.4.6 Bombeo neumático (BN)

El Sistema Artificial de Bombeo neumático en un pozo petrolero, es un procedimiento de recuperación artificial de hidrocarburos, por medio de la inyección de gas a alta presión. Es el sistema que más se acerca al proceso de flujo natural y por esto puede ser considerado como una extensión del proceso de flujo natural. En el flujo natural del pozo, cuando los hidrocarburos viajan a la superficie, la presión de la columna de fluido se reduce, ocasionando la liberación del gas que trae

disuelto. El gas liberado siendo más ligero que el aceite, reduce la densidad de la columna de fluido, ocasionando la reducción del peso de la columna de fluido que actúa contra la formación. Del mismo modo cuando la presión del yacimiento decrece o las excesivas caídas de presión en el pozo impiden que los fluidos lleguen a la superficie, podrá implementarse este sistema, donde el gas será inyectado por debajo de la columna de fluido para llevarlo hasta la superficie por medio de las siguientes causas o su combinación: ¹⁴

- a. Reduciendo la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad de la columna de fluido
- b. Expansión del gas inyectado y el desplazamiento de fluido

El gasto de producción del pozo dependerá de la efectividad de estos mecanismos y del método de bombeo neumático que se aplique. En la Figura 3.12 se muestran los componentes fundamentales del BN.

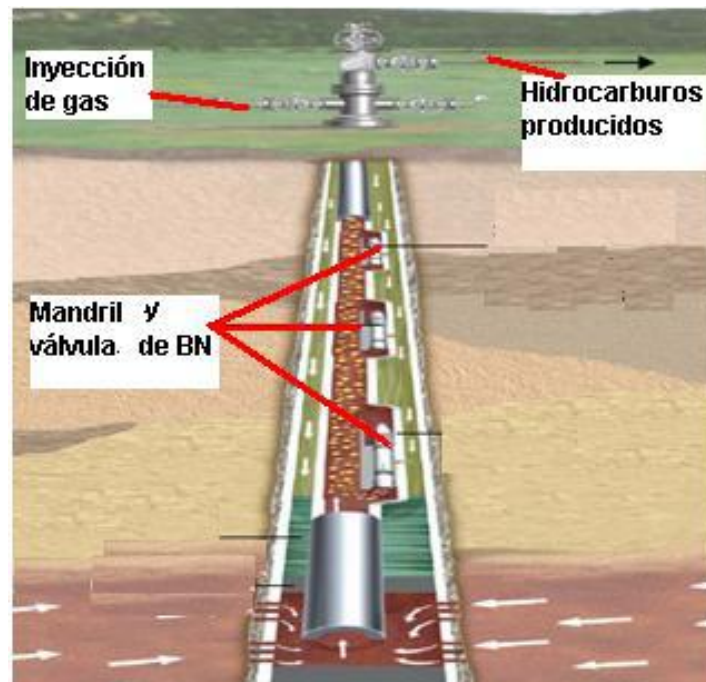


Figura 3.12 - Bombeo neumático (BN)

➤ **Ventajas**

- Inversiones bajas en pozos profundos
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena

- Flexibilidad operativa al cambiar las condiciones de producción
- Adaptables para pozos desviados

- Su vida útil es mayor que en la de los demás sistemas
- Las válvulas pueden ser recuperables con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas

➤ **Desventajas**

- Requiere una fuente continua de gas, además de que la fuente de alimentación de gas a alta presión (equipos de compresión grandes)
- Los gastos de producción son reducidos
- Su eficiencia es muy baja (10- 15%)
- La TR debe soportar altas presiones por gas

3.5 *Procesos no térmicos de recuperación secundaria y mejorada*

Los procesos no térmicos son utilizados para extraer el aceite, debido a las diferentes características de los yacimientos y de los aceites presente en ellos, como son utilizados para aceites con viscosidades moderadas. La finalidad de los métodos es llegar a reducir la viscosidad del aceite, incrementar la viscosidad del fluido desplazante o reducir la tensión interfacial. se debe de evaluar de manera eficiente cada proceso para conocer cuál sea el método más adecuado para implementarlo.

Aunque en algunos casos los métodos en frío han sido aplicados a yacimientos de aceite pesado, por lo que se debe de hacer una revisión de tales métodos, como se muestra en la Figura 3.13.

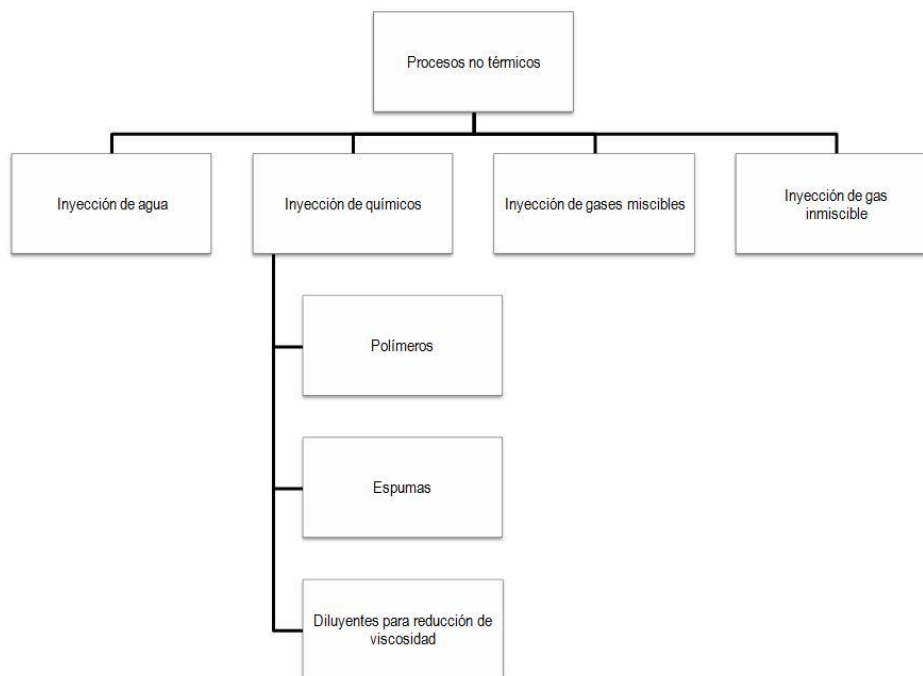


Figura 3.13 - Clasificación de los procesos no térmicos de recuperación secundaria y mejorada para producción de crudos pesados (Butler,2003)

3.5.1 Inyección de agua

Este es el proceso en frío más económico y simple de utilizar. Aunque debido a las características de los aceites pesados, como sus viscosidades altas, el método de inyección de agua resulta deficiente en su aplicación, debido a que en el desplazamiento y su eficiencia de barrido del aceite son muy bajos, en comparación con otros métodos, este método es utilizado para aceites con viscosidades bajas.¹⁸

Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismo de recuperación de aceite, es mediante la inyección de agua como proceso secundario de recuperación con el fin de aumentar la energía y en consecuencia un mayor recuperación de aceite. en la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido a la recuperación de petróleo. Hoy en día, se están realizando en diferentes campos la inyección de agua, y en México no es la excepción. La Figura 3.14 presenta un esquema de desplazamiento de petróleo por agua.¹⁸

Para la inyección de agua existen diferentes tipos los cuales son la inyección periférica o externa donde consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo. Y la inyección en arreglos o

dispersa, donde esta consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza a los fluidos (petróleo/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores.¹⁸

Los cálculos para la predicción no necesitan ser muy sofisticados para obtener una razonable exactitud del volumen a recuperar. La ecuación general de volumen de recuperación de petróleo por inyección de agua (N_{pf}) es: ¹⁸

$$N_{pf} = 7.758 * E_t * V_{sw} \left[\frac{S_{op}}{B_{op}} - \frac{S_{or}}{B_{or}} \right]$$

Dónde:

E_t : Eficiencia total

V_{sw} : Saturación de petróleo al inicio de la inyección

B_{op} : Factor de volumen de aceite al inicio de la inyección

S_{or} : Saturación de aceite al abandono de la inyección

B_{or} : Factor de volumen de aceite al abandono de la inyección

La inyección de agua se puede realizar de dos métodos por inyección periférica o por arreglos de pozos, como se muestra en la Figura 3.14. La inyección de agua se realiza en el acuífero, para lo cual no se requiere una descripción detallada del yacimiento, no se requiere una perforación de nuevos pozos, se tiene una recuperación de aceite con poca producción de agua.¹⁸

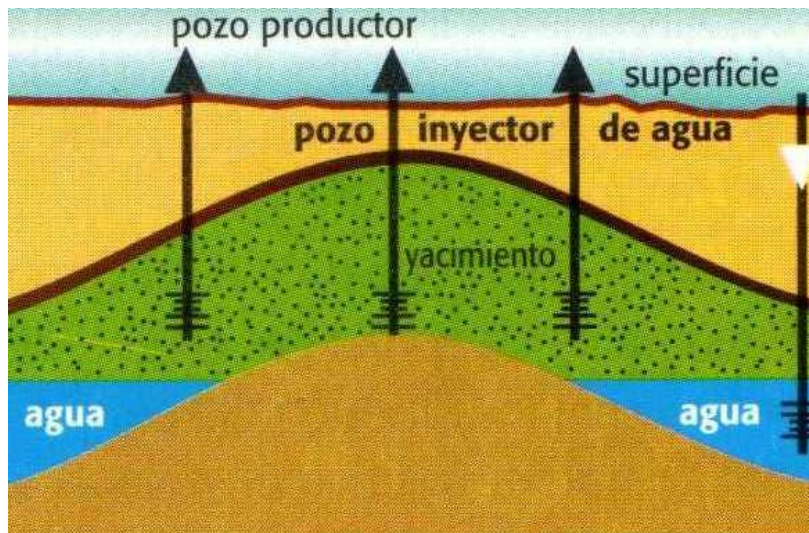


Figura 3.14 - Proceso de inyección de agua

3.5.2 Inyección de polímeros

En la inyección de polímeros su función es reducir la movilidad agua-petróleo, el mecanismo principal del proceso es el incremento de la viscosidad del agua para así lograr una mayor recuperación debido a que se mejora la eficiencia de barrido.

Dependiendo del polímero, el incremento de la viscosidad del agua, puede causar también una reducción en la permeabilidad efectiva al agua en la barrida, esta reducción actúa favorablemente como un efecto secundario, restaurando parte de la presión del yacimiento después del paso del polímero.¹⁶

El proceso de inyección de polímeros es similar al de inyección de agua, la solución de polímero será inyectada para formar un frente, durante el desplazamiento de aceite por inyección de polímeros en un medio poroso, un banco de agua es formado entre el petróleo y la solución de polímero, este banco de agua contiene agua congénita y agua de inyección cuyo contenido de polímero ha sido perdido en la roca de matriz, mientras que la solución de polímero será desplazada mediante la inyección de agua.

Dos tipos de polímeros son comúnmente utilizados: polímeros sintéticos clasificados como poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHP) y polímeros producidos biológicamente conocidos como: goma xantana (este polímero ofrece mayor resistencia a la degradación térmica y química).¹⁶

Los polímeros consisten en agregar polímeros al agua subterránea, para hacer decrecer su movilidad. El resultado es un incremento en su viscosidad y a la vez decrece la permeabilidad de la fase acuosa que ocurre con algunos polímeros, causa una de su baja el radio de movilidad. Esta baja incrementa la eficiencia de la inundación a través de un aumento de la eficiencia de recuperación y una disminución de la zona de saturación de petróleo. La irreversible saturación del petróleo no decrece hasta que la saturación del petróleo lo haga. La mayor eficiencia en la recuperación constituye el incentivo económico para la utilización de inundación por polímeros, generalmente, la inundación por polímeros puede ser económicamente viable únicamente cuando el radio de movilidad de las aguas subterráneas es grande, el reservorio es altamente heterogéneo o una combinación de los mismos.¹⁶

Los polímeros pueden ser utilizados de tres maneras en la producción de aceite:

- En tratamientos para pozos cercanos, para mejorar la movilidad en los pozos inyectoros o productores, mediante el bloqueo de zonas de alta conductividad
- Como agente que puede unir zonas de alta conductividad en las profundidades del yacimiento
- Como agente que reduce la movilidad del agua o el radio de movilidad del agua-aceite

El primer modo no es realmente una inundación por polímeros debido a que el verdadero agente del petróleo no es el polímero. Realmente la mayoría de las técnicas de recuperación asistida por polímeros están orientadas en el tercer modo.

La movilidad decrece en una inundación por polímeros por la inyección de agua que contiene un gran peso molecular (polímero soluble en agua). Las interacciones con la salinidad son importantes, particularmente para ciertas clases de polímeros. Virtualmente todas las propiedades de las inundaciones químicas dependen de la concentración de iones específicos más que de la salinidad solamente.¹⁶

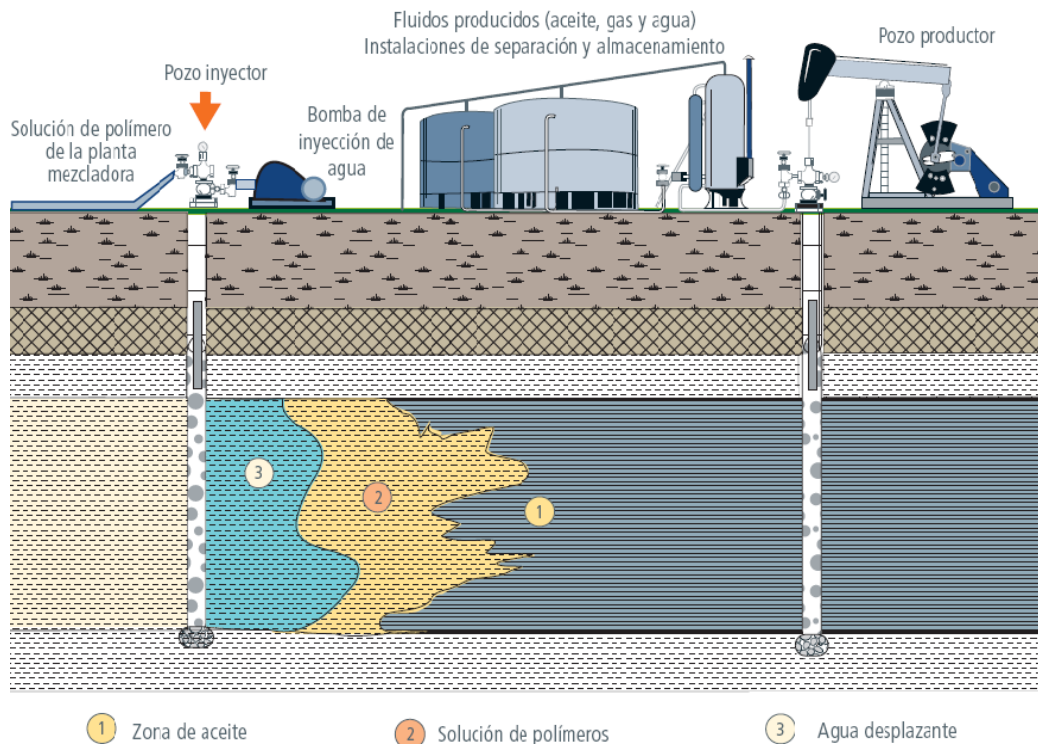


Figura 3.15 - Proceso de inyección de polímeros (CNH, 2012)

La principal ventaja de los polímeros es la habilidad para mejorar el perfil de barrido vertical, debido a que tiende a aumentar la resistencia al flujo del agua en las zonas barridas y, como consecuencia,

incrementan el flujo de agua en los estratos no barridos. Por otra parte, actúan también como agentes desplazante para controlar la movilidad.¹⁶

3.5.3 Inyección de espuma

Las espumas son acumulaciones de burbujas de gas separadas de unas de otras por películas gruesas de líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. La inyección de espuma consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la inyección de gas o líquido solos. La calidad de la espuma se define como la razón entre el volumen de gas contenido y el volumen total de la espuma.¹⁸

La inyección de espuma en el medio poroso crea un gran número de interfases elásticas que ejercen una fuerza sobre el petróleo que es desplazado. El proceso es altamente eficiente ya que la espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo. Los poros pequeños son invadidos, mientras que las secciones más permeables se van llenando de la espuma y la eficiencia del barrido vertical se mejora.¹⁸

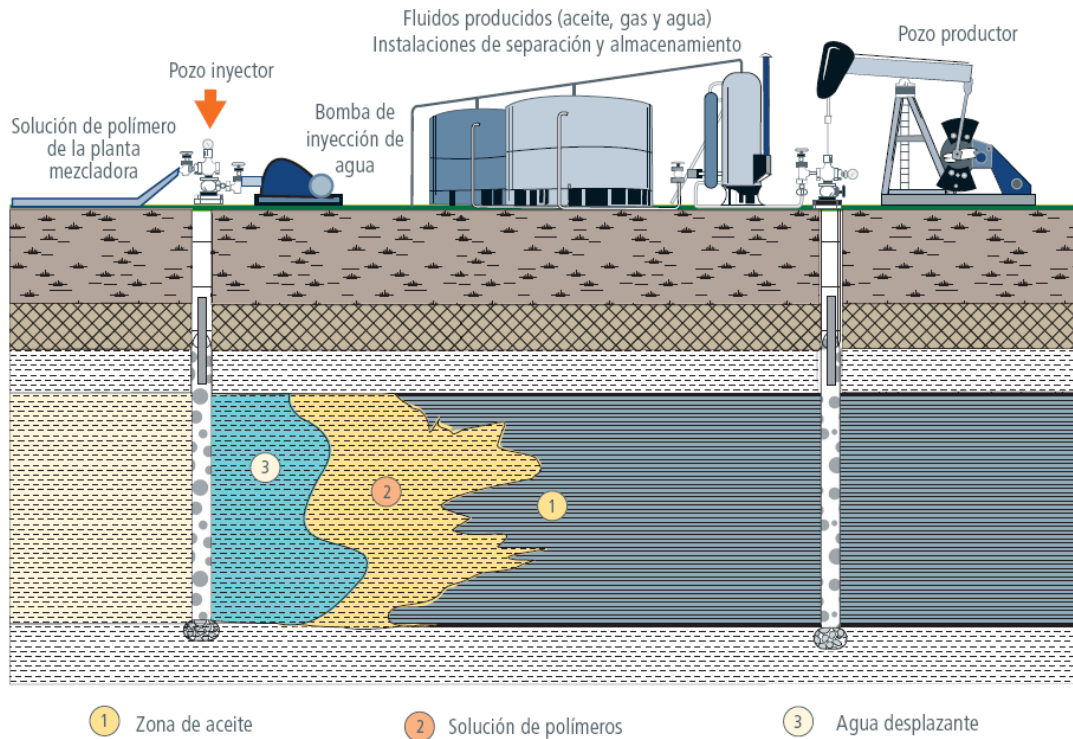


Figura 3.16 - Proceso de inyección de espuma (CNH,2012)

3.5.4 Inyección de diluyentes para reducir la viscosidad

Cuando el aceite pesado fluye a la superficie se enfría, incrementando la viscosidad hasta alcanzar valores de 10,000 [cp], lo que causa severos problemas de flujo. El desafío en la producción de crudos pesados es: encontrar un método de bajo costo para disminuir la viscosidad en el pozo, con la mayor eficiencia posible al menor costo. A través de los años han surgido diferentes tecnologías, con el fin de incrementar la producción de los hidrocarburos, entre ellas se encuentra la inyección de diluyente, que surgió como una alternativa para la disminución de la viscosidad del aceite, realizando una mezcla de fluidos, ya que como se sabe, al mezclar un fluido altamente denso y viscoso, con otro de menos denso y viscoso, se obtiene una mezcla de menor densidad y viscosidad que el primero. Este es un sistema que se utiliza conjuntamente con sistemas artificiales de producción como BEC, BM y BCP.⁴

Reduciendo la viscosidad del hidrocarburo se puede mejorar la relación de viscosidades aceite/agua, reducir la conificación del agua y digitación, el corte de agua, los problemas de flujo, e incrementar los gastos de producción y recuperación de aceite de yacimientos de aceite pesado.

La inyección cíclica de aceite ligero como diluyente, incrementa el gasto de producción de un pozo de baja densidad °API, en un promedio de 100 [bl/d] a un máximo que va por encima de 5,000 [bl/d]. Este tipo de inyección resulta en un efectivo drene de un gran volumen del yacimiento en un periodo corto de tiempo.

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

3.5.5 Inyección de gases miscibles

Este mecanismo se aplica ya sea en hidrocarburos ligeros como también para aceite pesado. Cuando la presión decrece, el mecanismo de desplazamiento es sustituido por la liberación de gas en solución y con la expansión de los fluidos del yacimiento.⁸

Un tipo interesante de gas en solución se forma en algunos yacimientos con hidrocarburos pesados. Los hidrocarburos pesados son más viscosos que los hidrocarburos convencionales. Las muestras tomadas de la cabeza del pozo se describen como espuma chocolate debido a su apariencia espumosa con un color café oscuro opaco. Estos hidrocarburos pesados son llamados aceites espumosos. Los aceites espumosos se caracterizan por la dispersión de pequeñas burbujas de gas natural. El comportamiento de la espuma de aceite permite una gran producción primaria de hidrocarburos pesados tiene un rango del 5 al por ciento de aceite in situ en el cual puede reducirse a un rango de 0 a 5 por ciento si el aceite produjo no es espumoso.⁸

Los principales mecanismos para mejorar la recuperación de hidrocarburos en una inundación de dióxido de carbono son vaporización y condensación. La transferencia de masa tiene lugar entre la rica fase de CO₂ y la fase rica en petróleo y las fases inmiscibles convertido gradualmente en un principio miscible ya que son ricos en hidrocarburos intermedios y pesados, y CO₂ respectivamente.⁸

El requisito para la generación de un desplazamiento miscible es que la composición del fluido en yacimiento debe estar bien a la derecha de la extensión de la línea tangente a la curva límite de la fase en la que se encuentra el punto crítico o por encima del punto crítico en la región de una sola fase.

Las mismas observaciones se aplican más o menos por una inundación de inyección de gas pobre donde la vaporización de los hidrocarburos del fluido del yacimiento a la fase gaseosa controla todo el proceso. También hay algunos mecanismos menores para mejorar la recuperación mejorada de petróleo por la inyección de CO₂; Estos son: inflamación del petróleo, la reducción de viscosidad del aceite, el aumento en la densidad del petróleo, alta solubilidad del CO₂ en el agua que reduce la densidad del agua y por tanto el predominio de la mezcla CO₂-agua y el efecto de ácidos en la roca que aumenta la permeabilidad del yacimiento.⁸

El método de desplazamiento con CO₂ ha sido probado en condiciones de explotación a nivel mundial y principalmente en Estados Unidos.

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas incoloro (aunque puede encontrarse como líquido), las principales fuentes de CO₂ son la oxidación de la materia orgánica dispersa, la maduración de la materia orgánica húmica, la termo-descomposición y el metamorfismo de las rocas carbonatadas.¹⁵

En general el CO_2 disuelto en el aceite tiene un efecto directo sobre las propiedades de la mezcla donde mejora la movilidad del aceite y reduciendo la viscosidad, por consiguiente mejora la eficiencia del barrido debido a que el CO_2 tiene mucha menor viscosidad que el petróleo. El mecanismo más importante considerado en este mecanismo es la miscibilidad entre el aceite y el CO_2 . Para lograr que el CO_2 se mezcle con el crudo es necesario someter al CO_2 a altas presiones para comprimirlo de tal forma que llegue a ser un buen solvente para los componentes del crudo.¹⁵

La alta solubilidad del CO_2 permite una larga reducción en la viscosidad del petróleo y un pequeño incremento en la viscosidad del agua, su expansión del petróleo en un rango del 10 al 20 por ciento dependiendo sobre su tipo de composición y presión de saturación. También permite una reducción en la tensión interfacial. Con el CO_2 en el estado gaseoso a una presión suficientemente alta donde la miscibilidad con el petróleo puede ser lograda. También presenta algunos problemas como son la disponibilidad del CO_2 , la corrosión que sufren los pozos por Figura 3.17.¹⁵

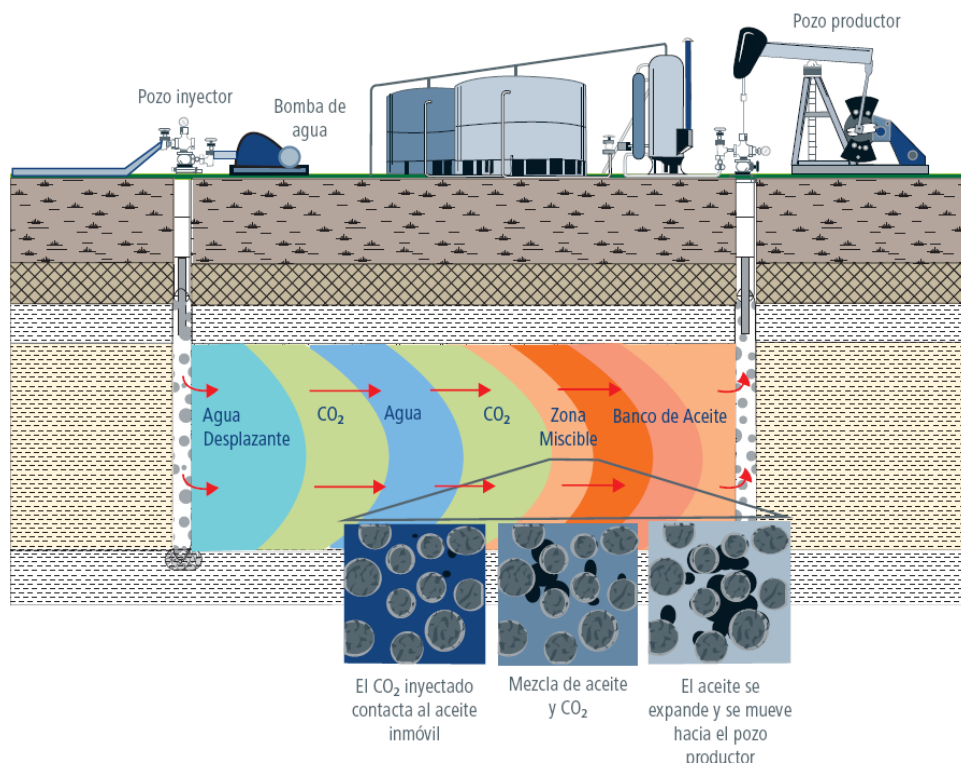


Figura 3.17 - Proceso de inyección de CO_2 miscible (CNH,2012)

3.5.6 Inyección de gases inmiscibles

Los métodos de inyección de gases no miscibles tienen una atención a los ingenieros debido a que tienen propósito de aumentar la recuperación de aceite. El dióxido de carbono reduce la viscosidad y la tensión interfacial agua – aceite. Trabajos recientes demostraron que la inyección de dióxido de carbono como gas en conjunto con agua puede incrementar considerablemente la recuperación de aceite hasta un 20% adicional en comparación con la inyección convencional de agua para casos de aceites moderadamente viscosos ($<1,000$ [cp]).²¹

El CO_2 se encuentra repartido en la naturaleza, en estado libre formando la composición de aire, y está asociado como gas magnética en la actividad ígnea. Muchos yacimientos de petróleo están asociados en CO_2 ; otros contienen este gas con alto grado de impurezas. Algunas fuentes de obtención de CO_2 son provenientes de la combustión, procesos industriales petroquímicos, descomposición.

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente inmisible con el petróleo. Como resultado, la tensión interfacial facilita entre los dos se reduce a cero, el número capilar se hace infinito y el desplazamiento de petróleo se asegura en un 100% de los poros que son barridos por el agente desplazante, si la razón de movilidad es favorable. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan, por ende, se desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.¹⁸

Los factores que favorecen la aplicación de este método es que un banco de CO_2 generalmente es propulsado por agua, simple o carbonatada, mejorando la relación de movilidad permitiendo un frente de barrido uniforme.²¹

Algunas de las principales razones del uso de CO_2 , es que afecta físicamente al aceite, aspecto importante en crudos viscosos y densos, ya que aumenta su volumen y disminuye su viscosidad, es soluble tanto en agua, como en la mayor parte de los aceites. Por lo tanto afecta en solución al fluido que moja la roca, disminuyendo la tensión interfacial facilitando su movimiento.²¹

A pesar de que se han efectuado cientos de invasiones, muy pocas han sido exitosas, debido a que muchos problemas están relacionados con la geología de la formación (heterogeneidad del yacimiento) y con la disponibilidad del material adecuado.¹⁸

Capítulo IV

Aplicación del proceso de inyección de vapor en un campo en México

El 57% de las reservas de hidrocarburos en México, se encuentran en el aceite pesado y extrapesado por lo que no es fácil extraerlo por recuperación primaria. Los factores de recuperación son bajos en este tipo de aceite. Por lo que se requiere analizar la viabilidad de aplicar algún proceso de recuperación térmica con base en experiencias internacionales de éxito, con el objetivo de incrementar la productividad y el factor de recuperación de este tipo de aceites.

Por lo cual se debe de tener experiencia y conocer los procesos térmicos de recuperación, para poder explotar los campos en México, por lo cual se realizó una prueba piloto de inyección cíclica de vapor, obteniendo resultados de producción con baja inversión.

A dos años y medio de haber iniciado la prueba piloto se han producido 1.81 [mmb] de aceite. Se invirtieron 73 [mmusd] y se ha tenido un ingreso de 181 [mmusd], considerando un precio de 100 [usd/b].

Inicialmente, se realizaron estudios al campo S, como son geología, petrofísica y estudios PVT, se realizó el estudio comparando las características obtenidas y con las características de campos internacionales donde la inyección cíclica de vapor ha sido implementada exitosamente, esto con el fin de comprobar si las características del campo S son las propicias para la aplicación de dicho método. En el presente estudio se describe el diseño original de la prueba piloto y se discuten los principales resultados así como el esquema de explotación, y finalmente estableciendo el mejor procedimiento o estrategia para implementar en forma masiva el proyecto.

En la actualidad, la ventaja radica en que prácticamente la información técnica del proyecto está bien definida y con el soporte de metodologías para su aplicación.

4.1 Ubicación del campo S

El área del campo S se localiza a 17 Km. Al Noroeste de la ciudad de Villahermosa, en el estado de Tabasco, donde se tiene la presencia de aceite pesado en los paquetes de arenas a las profundidades de 500 - 2,100 [m]. En la Figura 4.1 se muestra la ubicación del campo S.²

Las pruebas de campo se realizaron para medir y cuantificar los efectos mejoradores del flujo en los pozos de baja productividad que producen aceite viscoso con el bombeo de varillas de bombeo. Mejorador de flujo a base de aceite se inyecta por el anular con el objetivo de evitar la varilla cadena flotante y para aumentar la eficiencia del sistema mecánico, como resultado, se determinó que es económicamente rentable (Arteaga, 2012).

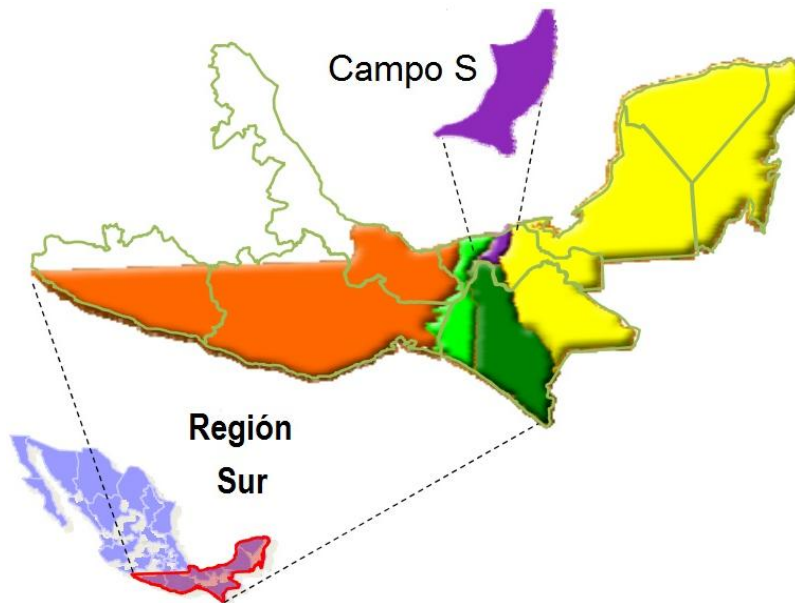


Figura 4.1 - Localización del campo S ¹

4.2 Descripción geológica y estratigráfica del campo S

Geológicamente se encuentra en el área de Chiapas – Tabasco; en las cuencas terciarias del sur de México. De acuerdo a las características del aceite, la columna estratigráfica se divide en dos grandes grupos: el primero está compuesto por seis paquetes de arena (llamado arena 1 a la arena 6) que tiene una profundidad de 500 a 900 [m], con petróleo extra pesado de 10 ° a 15 ° API. Como se muestra en la Figura 4.2, de 900 a 2,400 [m] de profundidad la columna estratigráfica está integrado por tres secuencias de arena de gran tamaño (llamado arena 8, 12, y 16) que a su vez se

dividen en 26 paquetes de arena con petróleo pesado de 15 ° a 25 ° API. La interpretación se realizó comparando y validando la información proveniente de la interpretación estratigráfica de 70 pozos (sosa, 2010).

Las formaciones productoras de los campos del terciario S, I y C, están representadas por depósitos de arenas no consolidadas depositadas en ambiente fluvio-lacustres, caracterizados por canales entrelazados y apilados, con barras potencialmente almacenadoras de hidrocarburos, típicas de las formaciones paraje solo y filisola.¹⁰

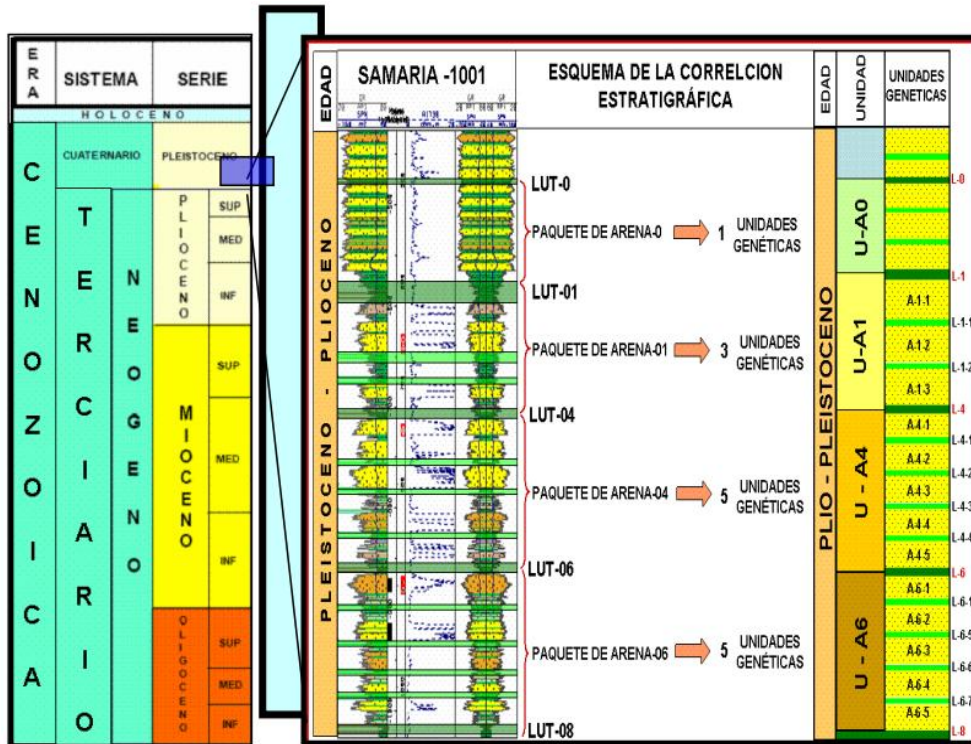


Figura 4.2 - Columna geológica tipo del campo S (Sosa, 2010).

El área de estudio cuenta con información que representa de forma detallada los rasgos estructurales como estratigráficos, los cuales sirvieron de apoyo para realizar la caracterización del campo S.

El área de estudio comprende la caracterización geológica de las arenas del campo S, con el objetivo de definir los volúmenes y generar un plan de explotación exito para el proyecto. La columna estratigráfica analizada en el campo S, comprende el aceite pesado a la profundidades de 1,000 - 2,100 [m].

Los depósitos del Neógeno, en su mayoría son el resultado de una serie de sistemas complejos fluvio-deltáicos progradantes de alta energía, formando canales entrelazados y superpuestos, divididos en tres paquetes A-1, A-4 y A-6, que a la vez se subdividen en 13 unidades: 3 para el paquete A-1; 5 para el paquete A-4 y 5 para el paquete A-6.

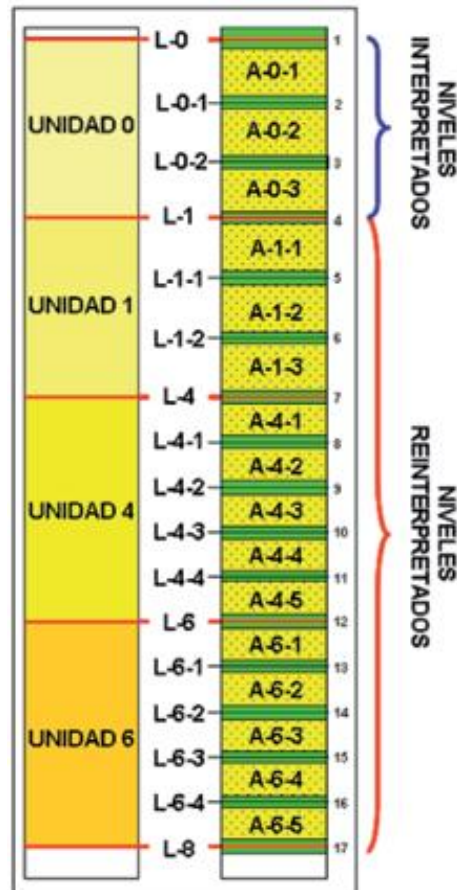


Figura 4.3 - Columna geológica actualizada del modelo estático para el campo S (Sosa,2010)

4.3 Historia de desarrollo y producción del campo S Terciario

El campo S Terciario es un campo maduro que produce desde los años sesenta y fue descubierto por el pozo S-2, el cual produjo 94 [bpd] de crudo pesado de 14 ° API. A principios del desarrollo del campo S, 39 pozos fueron perforados, pero al ver la producción que era de aceite pesado se tomó la decisión de algunos pozos se taponearan. Pero cuando se descubrió los depósitos mesozoicos, que contenía producción de aceite ligero, la explotación de aceite pesado se retrasó. En 1972 se llevo a cabo una prueba piloto de inyección cíclica de vapor en el pozo S-16, donde se realizaron 5 ciclos

de inyección al pozo, pero no se tuvieron resultados de producción, por lo cual se concluyó que no era un método viable la inyección cíclica de vapor.

Posteriormente se realizaron estudios geológicos para caracterizar y evaluar los yacimientos. En el año 2006 se desarrolló el proyecto “Delimitación y caracterización inicial de aceite pesado del campo S Neógeno” con el objetivo de dictaminar la importancia de estos yacimientos. En 2007 se inició la perforación de 100 nuevos pozos con profundidades de 800 a 2,400 metros (Ramírez, 2011).

En la Figura 4.4, se muestra la gráfica del comportamiento de Producción del Campo S Terciario, donde se distinguen seis periodos bien definidos en el campo S.

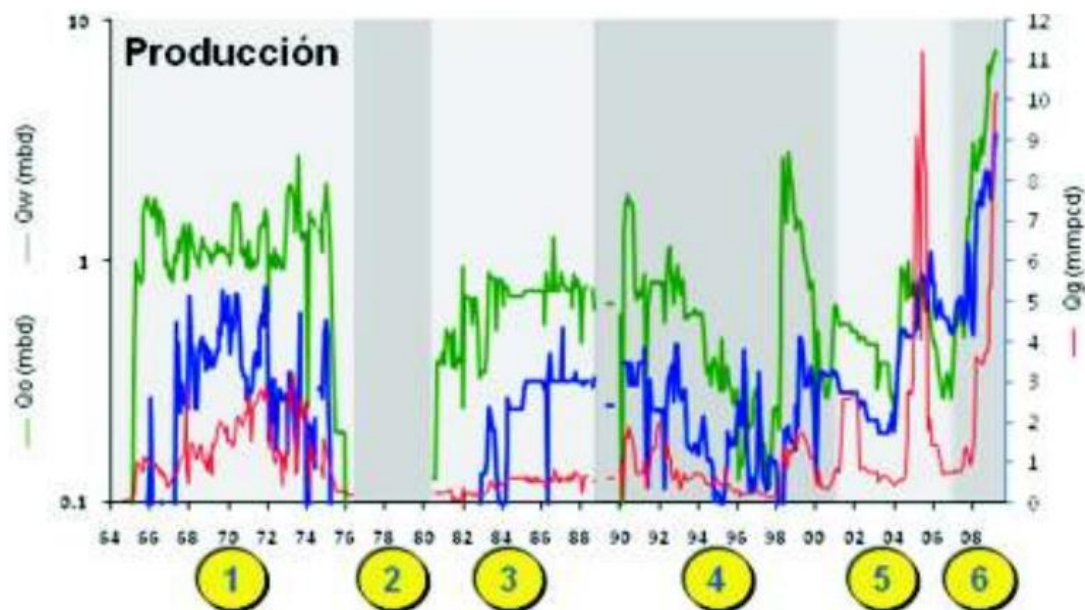


Figura 4.4 - Periodos de explotación del campo S (Cardona, 2010)

▪ **Periodo 1**

Comienza la perforación, alcanzando a terminar 19 pozos, produciendo de forma simultánea y llegando a un nivel de producción de 3,150 [bpd]. Este período se caracteriza por la alta perforación de pozos y presencia de producción de agua desde el inicio de la historia del campo S. Para mayo de 1975, se realiza el cierre de los pozos activos (7), cuando producían en total 95 barriles de aceite y 13 barriles de agua diario.

▪ **Periodo 2**

Corresponde al tiempo de cierre total del campo, de 1972 hasta 1978, por información del Activo, hay dos hipótesis; la primera, que el cierre se debió a la baja producción y el descubrimiento de pozos del Mesozoico, el cual producía crudo ligero. La segunda hipótesis es que se perdió la información debido a una inundación, dañándose todos los archivos con la información del campo. De las dos hipótesis, la que tiene más peso o coincidencia es la primera, en donde se manifiesta un abandono o falta de interés del área por el bajo aporte y ser crudo pesado, además de ser no comercial para el momento.

▪ **Periodo 3**

A finales de 1980 comienza un periodo de producción, el cual presenta alta incertidumbre, debido a que el perfil no muestra ninguna declinación y todos los pozos muestran la misma tendencia. En la tabla de aforos por pozo se aprecia mejor este comportamiento. Para este periodo la producción máxima es de 1,050 [bpd].

▪ **Periodo 4**

Después de otro periodo de cierre de producción que dura aproximadamente año y medio, se da inicio a este periodo, donde arranca con un incremento en la producción; pero a la vez una declinación acelerada de la misma, a consecuencia del cierre de muchos pozos por el incremento de producción de agua en muchos de los intervalos productores. Se intervienen algunos pozos, entre ellos el S 13, el cual entre mayo y octubre de 1998, llegó a producir un promedio de 1500 bpd, luego se estabilizó en un promedio de 450 bpd, hasta mediados del año 1999 cuando cayó a 100 bpd, se le realizó mantenimiento, estabilizándose entre 300 y 200 bpd. Adicionalmente, están las intervenciones de los pozos S-17 y S-22, que se manifestaron muy bien, pero al igual se observa una fuerte declinación de la producción.

▪ **Periodo 5**

Inicia a partir del 2001, observándose un incremento en la producción de aceite al igual que en la producción de gas, se destaca que este incremento es producto de las intervenciones realizadas a ocho pozos del Activo, los cuales, algunos respondieron muy bien al trabajo, entre ellos se encuentra S-17, S-12 y S-13.

▪ **Periodo 6**

Inicia a partir del mes de julio de 2007, el cual se caracteriza por la perforación de pozos direccionales, obteniendo resultados favorables, esto detona un programa ambicioso de perforación y reparación de pozos, que actualmente continúa en ejecución. Durante el año 2010 se tenían 70 pozos operando de los cuales 59 son de crudo pesado y 11 de crudo extra pesado.

4.4 Proyecto de inyección de vapor en el campo S

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

Se perforaron ocho pozos, todos resultaron productores de petróleo extra pesado, fue posible producirlos en frío utilizando bombeo mecánico y para transportarlo hasta las baterías de separación se utilizó mejorador de flujo. La producción neta obtenida en frío, vario de 70 a 280 bpd para los pozos verticales y hasta 400 bpd para los horizontales. Después de la estimulación con vapor, se obtuvieron incrementos de producción de 615 a 1,700 barriles, en esta etapa se utilizó bombeo neumático como sistema artificial.

Se producirá en frío por seis meses y se implementara el proceso de inyección ciclica de vapor inyectando en promedio 240 [ton/día] durante 20 días y reposar de 3 – 15 días. Producir en caliente por seis meses de tal manera que en un lapso de 18 meses de tal manera que en un lapso de 18 meses se tuvieran evaluados al menos dos ciclos de inyección.

En la actualidad, el factor de recuperación se está maximizada usando inyección cíclica de vapor en pozos de petróleo extra pesado; que funcionan con bombeo mecánico en su etapa de operación en frío, y asistidos con sistemas de levantamiento artificial en su etapa de operación en caliente, en la actualidad se está aplicando de bombeo de cavidades progresiva. Si la viscosidad del aceite es mayor de 37,000 [cp], entonces los pozos son operados con bombeo mecánico.

4.4.1 Criterios para la selección de un proceso de recuperación mejorada

Los criterios de selección para procesos de recuperación mejorada son utilizados ampliamente para evaluar campos antes de que cualquier otra evaluación sea llevada a cabo. Estos criterios de

evaluación están basados en un grupo de parámetros del yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de aceite, viscosidad, etc.), generalmente obtenidos de la experiencia de campo (éxitos y fracasos).⁸

Anteriormente se estudió la geología, petrofísica, propiedades del fluido y roca del campo S. Con la información obtenida y comparándolos con otros yacimientos exitosos en este método, se realizó el criterio de escrutinio para comprobar la factibilidad técnica de la implementación de la inyección alterna de vapor como método de recuperación mejorada en el campo S. La Tabla 4.1 muestra un resumen de la propiedades petrofísicas consideras del campo S.

Propiedad	Valor
Saturación de agua [%]	0.18 - 0.30
Densidad de la roca [g/cm ³]	2.635
Porosidad [%]	0.20 - 0.38
Permeabilidad [D]	1 - 6
Profundidad [m]	600 - 1,000
Espesor neto [m]	120 - 150

Tabla 4.1 - Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo S'

Los mecanismos que actúan durante el proceso de la prueba son: la reducción de la viscosidad del aceite por incremento de temperatura, vaporización instantánea del agua, generación de gases no condensables, inhibición 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.⁸ La Tabla 4.2 muestra un resumen de la propiedades de los fluidos consideras del campo S.

El campo S es uno de los pocos campos a nivel internacional en el que se implementa la inyección alternada de vapor cuando el yacimiento aún conserva su presión inicial.

Propiedad	Valor
Agua salada [ppm]	5,000 - 15,000
Gravedad [°API]	5 - 10
Viscosidad del aceite [cp]	2,000 - 23,000
Temperatura del yacimiento [°C]	45
Presión original de yacimiento [kg/cm ²]	94
Profundidad [m]	800 - 1,000

Tabla 4.2 - Propiedades de los fluidos de los yacimientos del campo S'

Después de aplicar los criterios de escrutinio, y analizar las diferentes características del aceite, se observa que el campo S tiene las características necesarias para que la inyección alterna de vapor sea implementada como método de recuperación mejorada en este campo.⁹

4.4.2 Antecedente de éxito en la inyección de agua caliente en el campo S

El objetivo de la inyección de agua caliente en el campo S fue reducir la viscosidad del aceite, donde lo que se planteó fue la inyección de agua caliente al yacimiento para así incrementar su movilidad del aceite y obtener una mayor producción.²

Lo que se realizó en el campo S fue inyectar durante quince días agua caliente a una temperatura de 170°C. Después de haber introducido el agua, el pozo se mantenía cerrado por un lapso de diez días, para que el agua caliente hiciera una reducción de viscosidad. Ya al paso de este tiempo el pozo se abría a producción a batería. La Figura 4.5 muestra un esquema representativo de la inyección de agua caliente en el campo S.

En la práctica, se ha observado un éxito del 65% de los casos en un total de 11 pozos, donde los dos últimos pozos tratados después de más de un mes de ser abiertos a batería producen con bombeo mecánico a un 85% de su capacidad y alta sumergencia de la bomba.²

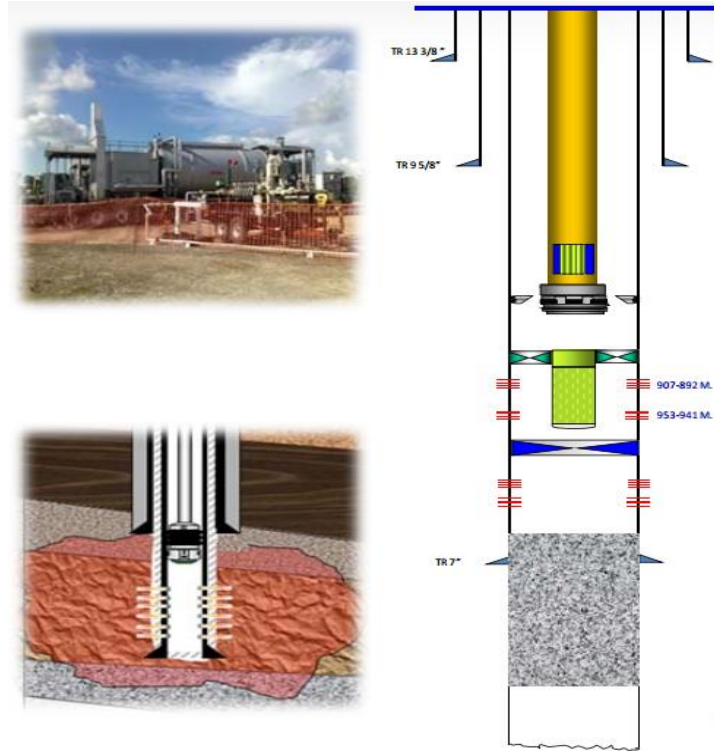


Figura 4.5 - Esquema representativo de la inyección de agua caliente en el campo S.²

4.4.3 Planeación y expectativas del proyecto

El primer paso en el desarrollo del proyecto consistió en actualizar el modelo estático con la información de los pozos que se habían perforado con otros objetivos, pero que atravesaban las arenas de interés. La secuencia a explotar se ubica en las arenas del Neógeno. Los depósitos, en su mayoría son el resultado de un complejo sistema fluvial de alta energía, formando canales entrelazados y superpuestos, divididos en cuatro paquetes; A-0, A-1, A-4 y A-6, que a la vez se subdividen en 16 unidades genéticas: tres para el paquete A-0; 3 para el paquete A-1; 5 para el paquete A-4 y 5 para el paquete A-6. La columna geológica definida en la actualización del modelo estático, se presenta en la Imagen 4.3. La zona donde se tuviera la mayor cantidad de información, existieran más de seis arenas de interés con espesor de arena impregnado mayor de 10 [m] y el requerimiento de infraestructura superficial fuera mínimo.

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.³

Se diseñó un plan de captura de información para mitigación de riesgos y se elaboró el plan de monitoreo y control operacional de la prueba, la cual se desarrollaría en dos etapas:

- a. 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 e inyección de diluyente
- b. 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. Con base en los resultados de la simulación realizada, se propuso operar los pozos horizontales sólo en frío, no obstante, todos los pozos fueron estimulados con vapor.³

Se perforaron ocho pozos, todos resultaron productores de petróleo extra pesado, fue posible producirlos en frío utilizando bombeo mecánico y para transportarlo hasta las baterías de separación se utilizó mejorador de flujo. La producción obtenida en frío, varío de 70 a 280 [bpd] para los pozos verticales y hasta 400 [bpd] para los horizontales. Después de la inyección cíclica de vapor, se incrementó la producción de 615 a 1,700 barriles, donde se utilizó bombeo neumático como sistema artificial.⁴

Se producirá en frío por seis meses y se implementará el proceso de inyección cíclica de vapor inyectando en promedio 240 [ton/día] durante 20 días y dejar reposar de 3 – 15 días. Producir en caliente por seis meses de tal manera que en un lapso de 18 meses se tuvieran evaluados al menos dos ciclos de inyección.⁴

4.4.4 Planeación y ejecución de la prueba piloto

Como se demostró anteriormente el campo S muestra una aceptación técnica para la inyección cíclica de vapor como método de recuperación mejorada, por lo que en la selección del área, se consideran varios factores, los cuales son: áreas donde se tiene mayor cantidad de información, donde se tiene arenas impregnadas de aceite. Además se tengan en el área fuentes de suministro de agua y gas natural, requeridas para la generación de vapor. El agua se proporcionará de pozos de captación localizados en la Batería S-II y el gas de la red de bombeo neumático que pasa por el área.

La Tabla 4.3 muestra las propiedades principales del sistema roca-fluido para los tres yacimientos con los que cuenta el campo S.

Concepto	KS-KM-KI	Neógeno pesado	Somero fluyente
Formación productora	KS-KM-KI	Paraje solo	Filisola
Tipo de trampa	Estructural	Estructural Estratigráfica	Estructural Estratigráfica
Tipo de yacimiento	Naturalmente Fracturado	Homogéneo	Homogéneo
Tipo de roca	Brechas dolomitizadas	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Tipo de fluido	Aceite negro	Aceite viscoso	Aceite negro
Espesor bruto [m]	1,100	500	1,000
Presión inicial [kg/cm ²]	533	94	180
Densidad del fluido [g/cm ³]	29.6	8 - 14	18 - 22
Salinidad del agua de formación [ppm]	250,000	45,000	60,000
Contacto original agua - aceite [m]	5,050	-	-
Porosidad [%]	6	20 - 38	20 - 38
Permeabilidad [mD]	23	200 - 1,700	200 - 1,700
Saturación promedio inicial de agua [%]	14	-	-

Tabla 4.3 - Propiedades del sistema roca-fluido de los yacimientos del campo S³

4.4.4.1 Perforación de los pozos

Como se realizará una inyección de vapor, las tuberías se diseñaran con TR de 13 3/8" y de 9 5/8". Un aspecto muy importante es el cemento, debido a que si llegara a haber transferencia de calor de la tubería a la formación, el cemento sería afectado y como consecuencia no soportaría las altas temperaturas, se fracturaría, dando como resultado que el vapor se infiltre por las fracturas llegando a la superficie. En la Figura 4.6 se muestra el diseño de la perforación de los pozos horizontales y verticales.⁹

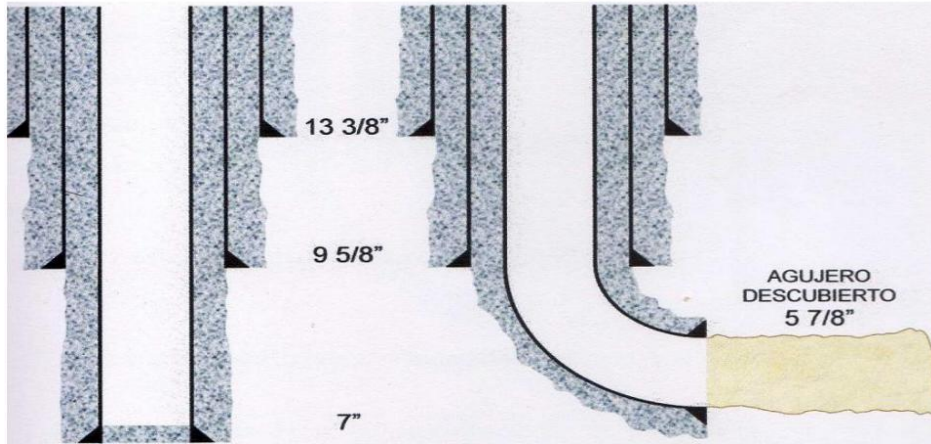


Figura 4.6 - Perforación de los pozos verticales y horizontales utilizados en la prueba piloto⁶

4.4.4.2 Terminación de los pozos

Se utilizaron diferentes aparejos de producción en la prueba piloto; se aplicó un aparejo para la producción en frío y un aparejo térmico para la inyección de vapor y posteriormente para la producción en caliente. Se manejó un aparejo térmico aislado para evitar las pérdidas de calor a lo largo del pozo. El aparejo que se utilizó para la producción en frío para los pozos verticales y horizontales se muestra en las Figura.4.7 y Figura 4.8 respectivamente.

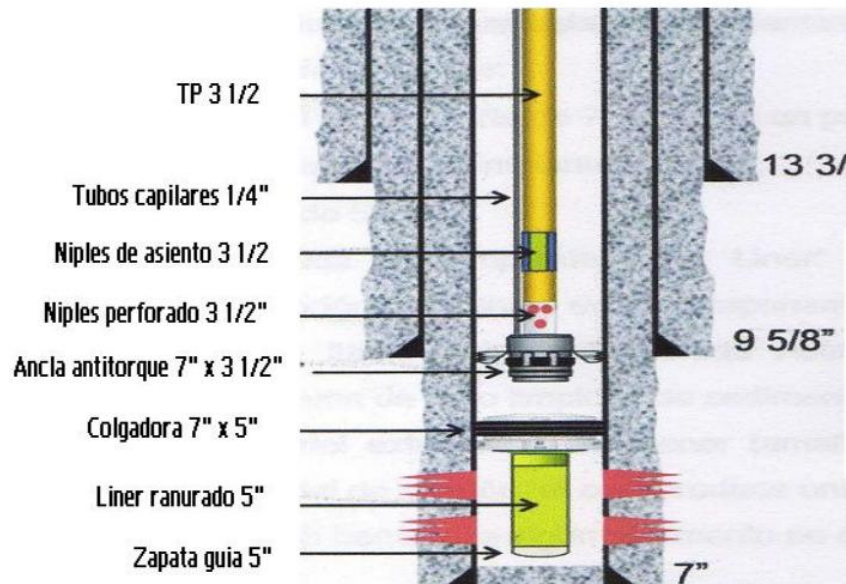


Figura 4.7 - Aparejo para producción en frío de pozo vertical utilizado en la prueba piloto⁶

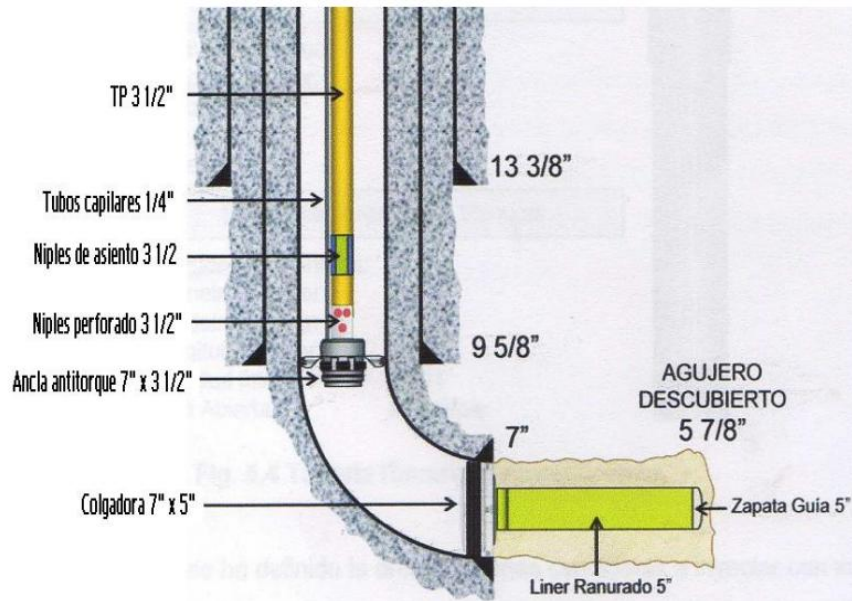


Figura 4.8 - Aparejo para producción en frío de pozo horizontal utilizado en la prueba piloto⁶

El aparejo de inyección debe tener un empacador térmico recuperable. Ya que el empacador provee un sello entre la tubería aislada y el interior del revestidor, cerrando el anular al paso del vapor. Otros de los elementos de mucha importancia en el aparejo de inyección es la junta de expansión. Ya que tendrá la función de absorber las elongaciones que sufre en forma cíclica el aparejo de inyección y con esto evitar deformaciones permanentes o fallas.

Una vez que los pozos fueron evaluados en frío y se definió la arena o arenas candidatas a inyectar con vapor, fue necesario retirar los equipos de subsuelo empleados para producción y reemplazarlos por el aparejo térmico, modificar conexiones de superficie para adaptarlos a las condiciones de presión y temperatura a que serán sometidos durante la etapa de inyección cíclica de vapor.¹¹

Los objetivos principales del aparejo de inyección son:

- Conducir el vapor desde la superficie a la zona de interés
- Minimizar la transferencia de calor hacia el entorno del mismo (espacio anular, revestidor, cemento y la formación)
- Ser capaz de soportar todos los cambios cíclicos de presión y temperatura, elongándose y contrayéndose sin deformarse

Este aparato está constituido por una tubería de producción con aislamiento, una junta de expansión y un empacador. Uno de los modelos de tubería aislada más eficiente es la fabricada con tuberías en forma concéntrica y ensamblada al vacío. La más sencilla de todas las tuberías aisladas es la que tiene una capa de silicato de calcio como elemento aislante, como se ve en la Figura 4.9

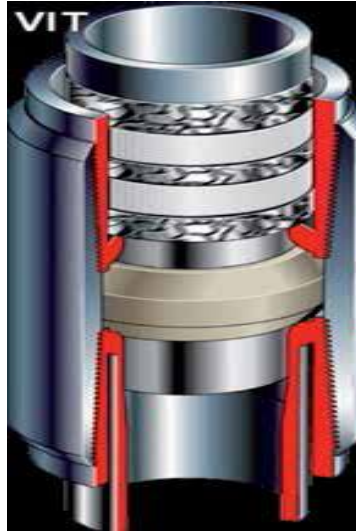


Figura 4.9 - Esquema de una tubería con aislante térmico a utilizarse para la inyección de vapor durante la prueba piloto⁶

El aparato de inyección cíclica de vapor debe ir equipado con un empacador térmico. El empacador térmico provee un sello entre la tubería aislada y el interior de tubería de revestimiento, cerrando el espacio anular al paso de vapor.¹¹

En algunos casos estos empacadores están diseñados con un mandril que permite absorber los cambios de longitud que ocurren en la tubería por efectos del proceso de inyección. La longitud que ocurre en la tubería por efectos del proceso de inyección. La longitud del mandril es función del estimado de la elongación de la tubería.

El aparato de inyección cíclica de vapor debe ir equipado con un empacador térmico. El empacador térmico provee un sello entre la tubería aislada y el interior de tubería de revestimiento, cerrando el espacio anular al paso de vapor.¹¹

En algunos casos estos empacadores están diseñados con un mandril que permite absorber los cambios de longitud que ocurren en la tubería por efectos del proceso de inyección. La longitud que

ocurre en la tubería por efectos del proceso de inyección. La longitud del mandril es función del estimado de la elongación de la tubería.

Otro de los elementos en el proceso de inyección cíclica de vapor es la junta de expansión. Después de instalado el aparejo de inyección, la tubería en su parte superior queda sujeta al "Top Flange" y en su parte inferior anclada a la tubería de revestimiento mediante el empacador térmico. De esta forma podemos ver que la función de la junta de expansión es absorber las elongaciones que sufre en forma cíclica el aparejo de inyección y así evitar deformaciones permanentes o fallas en el proceso.¹

La junta de expansión está constituida por un cuerpo y un mandril que se desliza dentro de este. La longitud del mandril dependerá de la longitud que se estima se elongue el aparejo en su totalidad. Cuando un pozo es seleccionado para inyección cíclica de vapor debe cambiarse parcialmente su configuración física, ver la Figura 4.10.¹¹

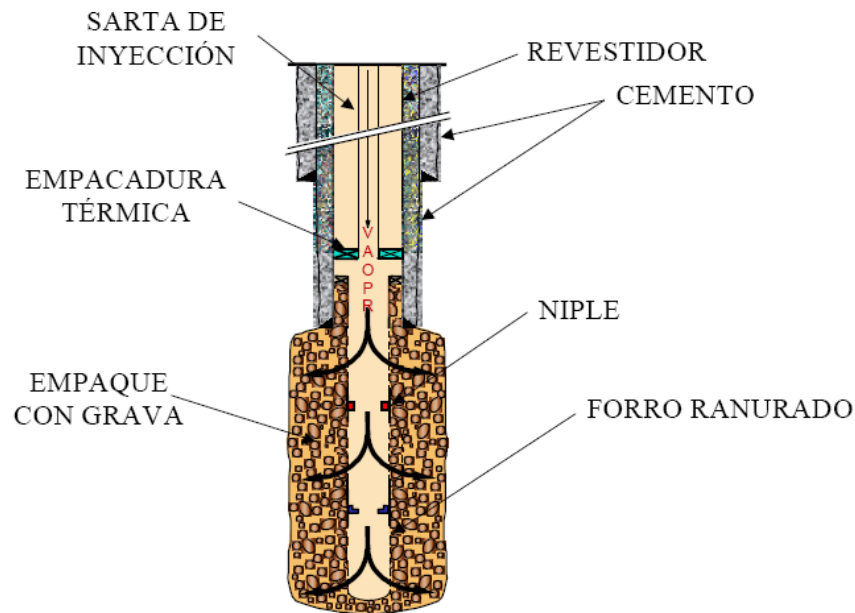


Figura 4.10 - Esquema de la configuración de un pozo modificado para la inyección de vapor durante la prueba piloto⁶

El aparejo de producción térmico para los pozos verticales y horizontales se muestra en las Figura.4.11 y Figura 4.12 respectivamente.

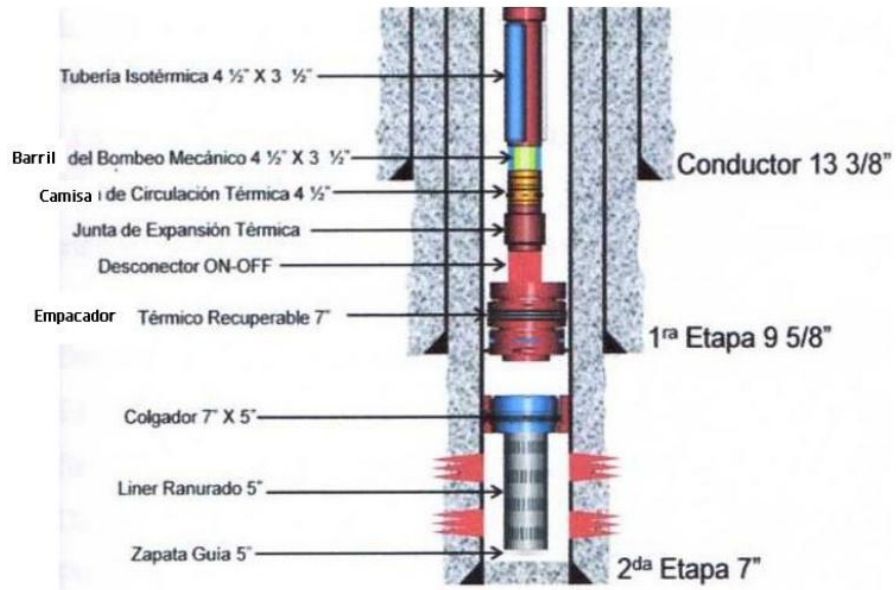


Figura 4.11 - Aparejo para producción en caliente de pozo vertical utilizado en la prueba piloto⁶

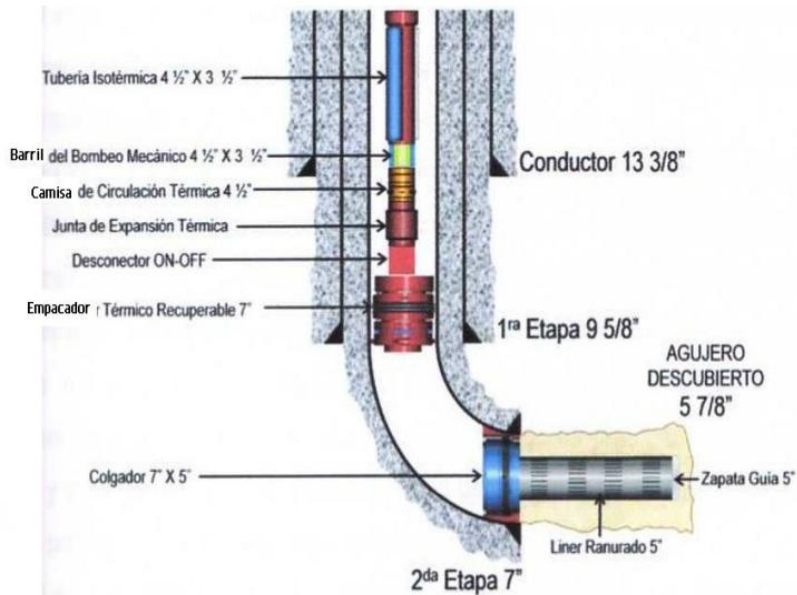


Figura 4.12 - Aparejo para producción en caliente de pozo horizontal utilizado en la prueba piloto⁶

4.4.4.3 Etapa de producción en frío

En la Tabla 4.4 se muestra un resumen de 5 pozos que concluyeron la etapa de producción en frío durante la prueba piloto. Como se puede observar se analizaron las arenas de los tres paquetes 1, 4, 6, con espesores de 30 a 51 [m], encontrándose aceites de 5.5 a °API y viscosidad de aceite muerto de 23,234 a 4,505 [cp] a temperatura de yacimiento de 45 °C. La producción obtenida en los pozos verticales, vario de 67 bpd para el pozo S-948 hasta 278 bpd para el pozo S-901.

Pozo	Arena	Esesor [m]	Densidad [°API]	Viscosidad [cP]	Qob [bl/dia]	Qon [bl/dia]	Np [bls]
S-901	A-1 y A-4	38	9	4,505	323	278	59,299
S-916	A-4	51	9	6,329	147	125	2,568
S-922	A-6	30	8	13,818	94	78	13,111
S-948	A-4 y A-6	41	9	8,638	80	67	10,162
S-913H	A-1-1	326 long	5.5	23,234	305	268	30,764

Tabla 4.4 - Resultados de la etapa de producción en frío de la prueba piloto¹

Con base en las experiencias internacionales, se esperaba que la producción en el pozo horizontal S-931H fuera al menos tres veces mayor a la de pozos verticales, sin embargo, no se puede realizar la comparación directamente, dado que el pozo horizontal no fue el mejor productor en esta fase, pero si el productor del aceite más viscoso y de menor densidad API.

4.4.4.4 Equipo generador de vapor

Para la selección del generador de vapor se requiere la presión a la cual se inyectara el vapor y las fuentes disponibles para el suministro de agua y combustible. Para el campo S Neógeno, con la base del pozo S-1001, se definió una presión de fondo en el paquete de arena 6, que es el más profundo, de 94 [kg/cm²], por lo cual el generador de vapor debe de estar diseñado para manejar la presión del yacimiento más la presión de la columna, y operar con gas combustible porque es más fácil su manejo, tiene mejores rendimientos y está disponible en el campo en las cantidades necesarias para su utilización para los equipos de generación de vapor. Pemex suministrara el gas y el agua debido a que el área cuenta con una red de BN. ⁴



Figura 4.13 - Fotografía del generador de vapor utilizado durante la prueba piloto¹

4.4.4.5 Etapa de inyección

Durante la etapa de inyección se inyectara en promedio 240 toneladas de vapor por día con una calidad de 80%, lo que equivale a 1,500 barriles de agua, a una presión máxima de 1,972 [psi] y temperatura de 336 [°C].

En la Tabla 4.5, se presentan los resultados del primer ciclo de inyección, en el pozo S-916 en el que se inyectaron 2,477 toneladas de vapor en 11 días, debido a que se tuvieron problemas de represionamiento en TR por comunicación con la TP, lo que ocasiono un incremento de 12 [cm] en el crecimiento del árbol, por lo cual, se decidió suspender la inyección.⁴

Pozo	Inyección [días]	Consumo de gas [mmPC]	Vapor inyectado [ton]	Remojo [días]
S-916	11	6	2,477	8
S-948	21	14	4,955	10
S-922	24	11	3,930	14
S-913H	38	25	8,730	18
S-901	34	22	8,096	8

Tabla 4.5 - Resultados de la etapa de inyección de la prueba piloto¹

En los pozos siguientes, se modificó el esquema de inyección empacando con Nitrógeno la TR a una presión de 1,500 psi antes de iniciar la inyección, para evitar los problemas de represionamiento y el crecimiento del árbol. El volumen total de inyección en los pozos verticales fue de 19,458 [ton] variando de 2,477[ton], para el pozo S-916 a 8,096 [ton] para el S-901, logrando con ello transferir

una energía al yacimiento de 5,440 MMBTU a 18,535 MMBTU. Se programó para cada pozo un tiempo de remojo de 3 a 5 días, sin embargo, en la realidad fue de 8 a 14 días por adaptaciones en la infraestructura superficial. En el pozo horizontal se inyectaron 8,730 [ton] de vapor, proporcionando a la arena 20,026 MMBTU. En total, en el primer ciclo, se han inyectado 28,188 toneladas de vapor en los 5 pozos y se han consumido 78 MMPC de gas.

4.4.4.6 Etapa de producción en caliente

Después de que los pozos se sometieron al primer ciclo de inyección, su producción de aceite se incrementó de manera significativa, en frío los pozos verticales produjeron de 67 a 278 barriles y en caliente de 996 a 1,657 barriles lo que significa que todos los pozos incrementaron en más de 4 veces su producción, lo que implica que se han producido más de 20 barriles por tonelada de vapor inyectado, valor similar al obtenido en otros campos del mundo.⁴

En el caso de la producción en frío, no fue posible establecer las ventajas de utilizar un pozo horizontal en lugar de un vertical, pero si se esperaba que en caliente fuera superior la producción, pero no fue así. Con base, en la producción que se estaba obteniendo en los pozos verticales, se esperaba que en este pozo se alcanzaran hasta 3,000 B; sin embargo, su producción fue similar a los pozos verticales. Se ajustarán los modelos para definir si el volumen de vapor inyectado fue el óptimo y se tomarán registros PLT para conocer si toda la sección horizontal recibió los efectos del vapor; con esta información se definirá si hay que adecuar en la terminación del pozo para tener una inyección más uniforme; esto se efectuará antes de decidir si en el desarrollo del campo los pozos horizontales son la mejor alternativa, o se preferirán los pozos verticales los cuales son más económicos, más fáciles de perforar y se puede tomar información más fácilmente.

4.4.4.7 Implementación de 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, la primera consistió en la evaluación en frío y la segunda en la evaluación en caliente.

En la fase de evaluación en frío, se propuso comparar el uso de bombas de cavidades progresivas (BCP) y bombas mecánicas (BM), para determinar con cuál de ellas se obtienen mejores resultados y se deberán utilizar en la masificación del proyecto.¹⁰

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. En base a esto se estableció como sistema de producción en caliente el bombeo mecánico.

El análisis realizado indicó que es factible la aplicación de los dos sistemas BCP y BM para la evaluación en frío de los pozos, 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.¹⁰

El inicio de la prueba piloto abarca la evaluación y antecedentes de pozos existentes para tomarlos como referencia en el estudio de factibilidad de aplicación de los sistemas artificiales de producción. Se tomaron en cuenta la experiencia en pozos vecinos para documentar las mejores prácticas de operación, diseño y selección del tipo de sistema artificial tanto para la operación en frío, como para la producción en caliente luego de la inyección de vapor.

Las características del tipo de aceite y la experiencia en campos internacionales, obliga a considerar un sistema artificial de para llevar el aceite a la superficie.

En los primeros dos pozos perforados, S-916 y S-948, se utilizaron BCP para producirlos en frío y los siguientes se operaron con bombas mecánicas de tipo Rotaflex como las que se ilustran en la Figura 4.14.



Figura 4.14 - Fotografía de la bombeo mecánico tipo Rotaflex utilizado durante la prueba piloto¹

Los resultados obtenidos fueron similares, por lo que se decidió que e resultaría más conveniente utilizar solamente las BM, dado que se podrían utilizar tanto en frío como en caliente y se evitarían los costos asociados al cambio de sistema artificial.

Ante esta situación se decidió que para los siguientes pozos, después de su etapa de flujo natural en caliente se utilizaría Bombeo Neumático (BN), dado que con altas temperaturas la viscosidad del aceite es baja y el BN se vuelve eficiente, además de que se tiene disponible en el sitio. Esta operación se realizó para el pozo S-901 y como se puede ver en la Figura 4.15. Se pudo continuar la explotación en caliente con los mismos gastos de operación con los que había concluido la etapa de flujo natural.¹⁰

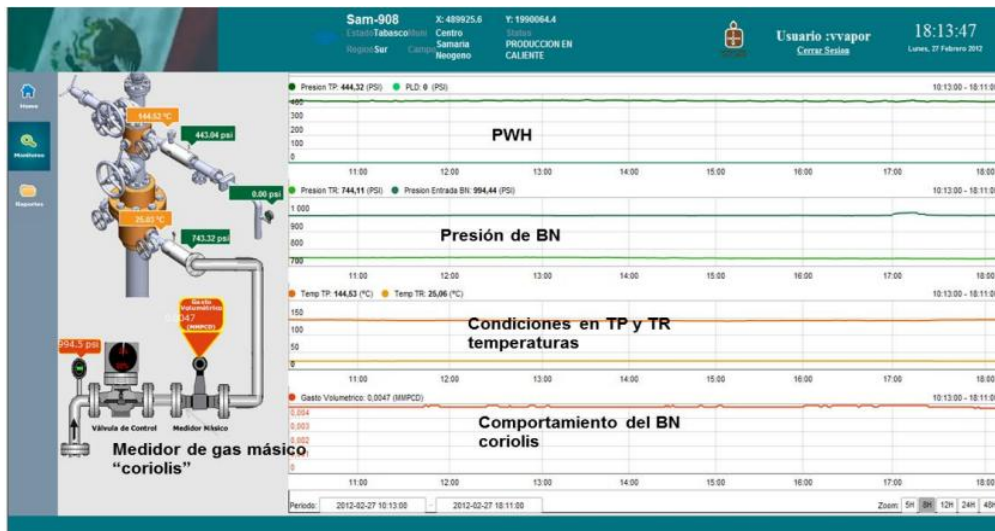


Figura 4.15 - Captura de pantalla del control de monitoreo del bombeo neumático utilizado durante la prueba piloto

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

- Durante la etapa de producción en frío utilizar BCP o BM dependiendo de la duración de esta etapa y de la evaluación económica.
- Después de estimularlo con vapor, operarlo fluyente si las condiciones de presión y temperatura lo permiten.
- Al concluir la etapa fluyente operar con BN hasta que la temperatura en superficie sea de 60°C.
- Operar con BCP o BM dependiendo del comportamiento del pozo y de la evaluación económica.

Con base al comportamiento de los pozos de la prueba piloto que ya han sido sometidos al segundo ciclo, 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 imagen se puede observar el comportamiento de producción del pozo S-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.¹⁰

De acuerdo a lo previsto en cuanto a la inyección alterna de vapor, el uso de bombeo neumático no sería eficiente para el aceite pesado, pero debido al proceso que sufre a su reducción de viscosidad, se puede utilizar este método.²

Debido a la inyección alternada de vapor la vecindad del pozo sufre un aumento de temperatura, pero al pasar el tiempo esta tiende a disminuir, por lo que en la práctica se vio que al llegar los 200 días de producción, la temperatura descendía a 60 °C. Lo que equivale en el fondo del pozo a 80°C. Donde a esa temperatura el bombeo neumático puede ser utilizado eficientemente, si la temperatura fuera más baja igual se podría utilizar el bombeo mecánico (BM).⁵

Para la utilización del Bombeo Neumático (BN), se optó por la utilización de que todos los arboles de válvulas de los pozos de la primera etapa estuvieron instrumentados, de acuerdo con los

parámetros de presión, temperatura inyección de gas, donde se monitoreaban en tiempo real. En cuanto a la inyección de gas, el volumen era controlado de manera remota en superficie.²

4.4.4.8 Análisis económico

La evaluación económica, forma parte del análisis final realizado a la prueba piloto de inyección de vapor en el Campo S 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 siete dólares por millar de pies cúbicos para el gas.⁶

El horizonte de tiempo y tasa de interés considerados en el estudio fueron de 36 meses y 12% anual, respectivamente. Del análisis de inversiones realizado, se concluye que la inversión total del proyecto en términos de valor presente neto es de 19,845,453 dólares.⁶

4.4.5 Resultados de la prueba piloto

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 promedio de agua de 60%.¹

En la Tabla 4.6 se presenta la comparación de los gastos de producción pronosticados en frío y en caliente y los obtenidos en la prueba piloto.

Pozo	Qo pronostico producción frio [bbl]	Qo real producción frio [bbl]	Qo pronostico producción caliente [bbl]	Qo real producción caliente [bbl]
S-901	270	278	415	1,052
S-922	190	78	440	1,657
S-916	230	151	500	996
S-948	260	88	470	1,233

S-915D	120	361	300	423
S-915H	560	399	-	1,200
S-913H	530	268	-	1,342
S-917H	950	150	-	615

Tabla 4.6 - Comparación de gastos de producción en frío y en caliente, pronosticada contra reales²¹³

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 sólo el 20%.¹

Por las bajas producciones obtenidas en frío, para los pozos horizontales se decidió cambiar la estrategia y no esperar a producirlos tres años en frío como era el planteamiento inicial. Se les inyectó vapor observando una producción en caliente superior a la producción en frío pero similar a la de los pozos verticales. Esto se debe a que no se logró calentar toda la sección horizontal.

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.

4.4.5.1 Infraestructura necesaria para el manejo de la producción de aceite pesado

Desde la de prueba piloto sé que determinaron que estas serían algunas de las consideraciones técnicas que tendrían que tomarse en cuenta para la planeación de la masificación de la inyección de vapor en el campo S Neógeno.

- **Infraestructura para manejar la producción de aceite pesado**

Para manejar la producción de aceite pesado, se utiliza una red de ductos de transporte, para la cual, se utilizan líneas de descarga de 6 y 4 pulgadas, que llegan a los cabezales S-811, S-840, S-837, S-801, F-I, F.III, y luego en líneas de 12 pulgadas, en tramos secundarios/principales al cabezal.¹³

- **Infraestructura para el manejo de la producción de aceite extra-pesado**

Para el manejo de producción de aceite extra-pesado, se tiene diseñado para la producción en frío como en caliente, utiliza líneas de recolección de 8 pulgadas, que salen de cada macropera y en algunos tramos secundarios, luego 12 pulgadas en tramos secundarios/principales, y finalmente de 16 pulgadas, para llevar toda la producción del campo a la Batería S-II, en la cual se prevé el tratamiento y/o procesamiento del aceite.¹³

- **Medición de la producción**

A fin de asegurar la medición de la producción, al menos una medida al mes en cada pozo, se han conceptualizado equipos de Medición, estratégicamente situados y conectados a los pozos por líneas alternas de 6 [pg]. Los mismos, en principio están diseñados para realizar la medición con equipos convencionales.

- **Acondicionamiento de la producción**

Se hace una deshidratación del aceite pesado para lo cual es necesario realizar su mezcla con aceite ligero de 30°API, que llega a la Batería S-II.¹³

En lo que respecta al tratamiento del agua residual, se utilizan instalaciones existentes del Complejo S-II y finalmente, su disposición final será la inyección a pozos letrina. Adecuación de pozos letrinas, para disponer agua proveniente de pozos después de la estimulación con vapor. Además que se tendría que llevar a cabo la adecuación de las instalaciones existentes de producción, para el eventual manejo de fluidos calientes y gases amargos, producto de la aplicación del proceso de inyección de vapor.

La Figura 4.16 muestra un esquema representativo de los sistemas superficiales para el manejo de la producción de aceite pesado con inyección de vapor.

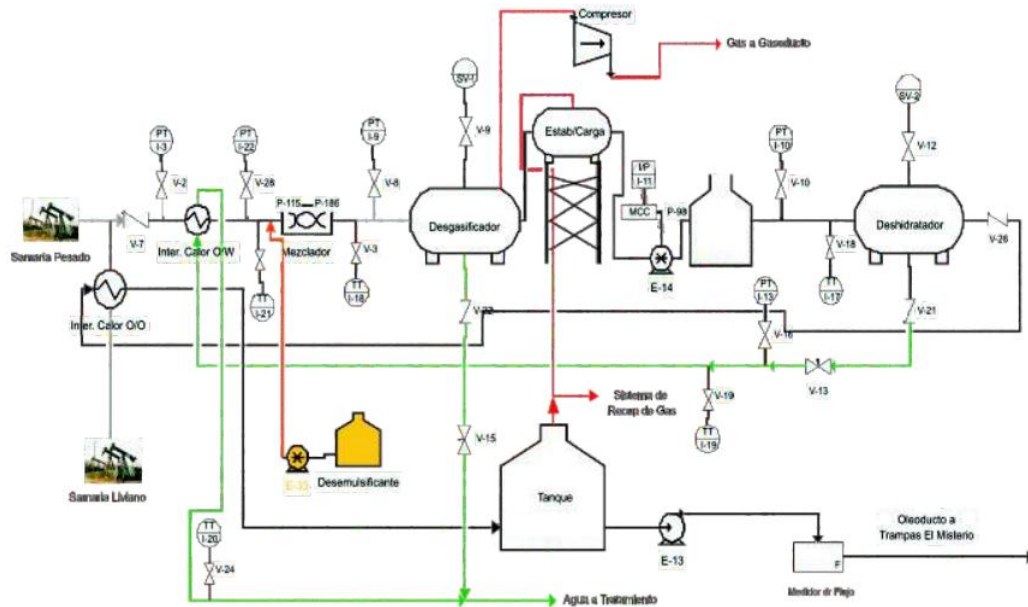


Figura 4.16 - Esquema simplificado de los sistemas superficiales necesarios para el manejo de la producción de aceite pesado con inyección de vapor

4.4.5.2 Factores de riesgo e incertidumbres

Entre los riesgos asociados al proyecto, podemos mencionar el avance del contacto agua-aceite, que impacta en las localizaciones a perforar, pueden modificar las profundidades totales programadas, reubicar o incluso cancelar algunas localizaciones, por otro lado, debido al ritmo de explotación, los intervalos pendientes por disparar con saturaciones originales de aceite, pueden encontrarse invadidos de agua salada o gas, provocando esto la reducción de reservas por recuperar.¹³

Respecto al renglón ecológico, el proyecto cumple con todas las normas para proteger el medio ambiente y trabajar así dentro de un marco normativo; para evitar sanciones o suspensiones del proyecto por parte de las Dependencias Gubernamentales, encargadas de vigilar el cumplimiento de las normas de protección ambiental.¹³

4.4.5.3 Estrategias de explotación para el desarrollo del campo con inyección de vapor y sistemas artificiales

Para la estrategia de explotación se continuara con el desarrollo de las arenas mediante la perforación de 258 pozos en los campos S (pesado 24, extrapesado 119), en el campo I (32) y en el campo C (83), se continuara con la realización 296 reparaciones mayores y 1,016 de reparaciones menores.¹⁰

Mantener la producción mediante la optimización de la operación de sistemas artificiales de producción (BMB, BCP, BN, BH, BMT) y uso de mejoradores de flujo. La inyección de agua caliente y gas caliente en pozos no acondicionados para inyección de vapor Construir infraestructura de transporte independiente para conservación de calor y mezclar con crudos ligeros para su comercialización.¹⁰

Incorporar sistemas de medición para mayor control de la producción, monitorear las condiciones de operación de los pozos en tiempo real (producción de inyección). Se hará una inversión aproximadamente de 19 mil millones de pesos para el periodo 2012 – 2027.¹⁰

4.4.6 Análisis después de dos años de la prueba piloto

Durante la prueba de inyección vapor se puede decir que se adquirió experiencia en el manejo del proceso térmico, dando como resultado la ejecución de la masificación dentro del campo.

	Acciones	Resultados a destacar	Principal aprendizaje	Próximos pasos
Producción en frío	Diferentes geometrías de pozos(4 verticales, 3 horizontales y un direccional	100% de éxito en perforación	BM y BCP como sistema artificial	Caracterización estática de todas las arenas de crudo extrapesado
	Pruebas con 2 sistemas artificiales (BCP-BM)	Crudo extra pesado con viscosidad de 2,00 a 23,000 cp @TY	uso de mejorador de flujo para transporte	Contar con sistema de almacenamiento y bombeo a boca de pozo
	Uso de mejoradores de flujo	Gasto de producción de 70 bpd en verticales y 300 bpd en horizontales	Factible técnica y económicamente la explotación en frío	Producir solo para definir base de producción

Producción en caliente	8 pozos estimulados con vapor	Pozos operan fluyentes inicialmente	No es conveniente estimular más de 3 arenas simultáneamente	Concluir construcción de infraestructura de transporte
	2 ciclos de inyección por pozo	Gasto de producción de 700 a 1,200 bpd	Vol. De inyección y tiempo de remojo en función de las arenas	Evaluar mediante prueba piloto la inyección continua
	Servicio de generación de contratado por 3 años	Registro PLT durante inyección, remojo, producción	El BN como método artificial eficiente	Concluir la masificación del proceso 1ra. Etapa

Tabla 4.7 - Análisis de la prueba piloto de inyección cíclica de vapor en el campo S dos años después¹³

4.4.7 Conclusiones del proyecto de inyección de vapor en el campo S

- En el año 2009 se inició la prueba piloto de inyección de vapor en el campo S Neógeno con el objeto de establecer estrategias de explotación, y con los resultados obtenidos, la inyección alternada de vapor es un proceso eficiente en la producción de aceite extra pesado del campo S Neógeno.¹⁰
- Se perforaron para prueba piloto 4 pozos verticales, 1 desviado y 3 horizontales para analizar más del 60% de las arenas y utilizar eficientemente el generador de vapor
- Se obtuvieron producciones en frío de 78 a 278 bpd para pozos verticales, 360 bpd para los pozos desviados y hasta 400 bpd para los pozos horizontales
- Después de que los pozos se estimularon con vapor, las producciones se incrementaron hasta 1,656 bpd en los pozos verticales, pero no fueron mayores en los horizontales.¹⁰
- Los resultados indican que es posible la producción de este tipo de aceite en frío, los parámetros clave a considerar son; disparar con pistolas de agujero grande para tener la mayor área de flujo posible, terminar los pozos con linner ranurado para tener un control

adecuado de la producción de arena e implementar los sistemas artificiales de producción desde el inicio.¹⁰

- 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.¹⁰
- El mantenimiento y adecuación de las instalaciones, permitirá que éstas operen en condiciones de alta eficiencia y seguridad.
- Uno de los retos que representa este proyecto, es incursionar en la explotación de campos con aceites pesados. Y darnos cuenta que se puede tener producción de aceite pesado en frío.
- Con la implementación del proceso de inyección alternada de vapor, se llegó a aumentar el factor de recuperación del yacimiento para aceites pesados.
- La explotación de este tipo de aceites pesados (primer proyecto en la Región Sur), permitiría a la corporación afrontar de una mejor manera retos tecnológicos en yacimientos aun no explotados
- Más del 70% del agua inyectada y energía suministrada se quedan en el yacimiento. Se seguirá a utilización de energía.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones generales

- La importancia de los crudos pesados en México, es valiosa, debido a la cantidad de reservas de aceite pesado existen en México, lo cual rebasa el 50%, por lo que es importante conocer las características de los campos en lo que pueda ser aplicable algún método de recuperación por métodos térmicos.
- Los aceites pesados han venido teniendo cada vez más importancia, debido a los avances tecnológicos que han surgido en la industria petrolera, que han llevado a reducir los costos de extracción, por lo que se han hecho atractivamente explotables los campos de aceite pesado.
- Los sistemas artificiales son una gran ayuda para la recuperación de aceite pesado, debido a que con ellos podemos obtener un mayor factor de recuperación ya sea en frío o en caliente, y con la ayuda de algún método térmico los sistemas artificiales son más eficientes.
- El uso de métodos térmicos como recuperación mejorada es buena opción; al inyectar vapor de manera cíclica, se reduce la viscosidad del crudo pesado, se aumenta la movilidad del petróleo facilitando su producción. Los diferentes métodos que existen deben de ser evaluados para saber cuál sea el que nos dé mayor factor de recuperación al tratar de hacer una recuperación mejorada
- Los métodos de producción de crudos pesados en frío, permiten mejorar las condiciones de flujo, sin requerir fuentes alternas para la generación de calor. Normalmente mediante la implementación de sistemas especiales que soporten las condiciones de alta viscosidad, presencia de sólidos y altas temperaturas que llegan a estar presentes en los yacimientos de hidrocarburos pesados.
- implementación del método. Al ser concluida la prueba se demostró un aumento importante de la producción y es un método utilizable para poder aplicarles en todo el campo, dando experiencia para poder ser aplicado en otros campos que tengan características similares.
- Es necesario incrementar la investigación de recuperación mejorada que pueda incrementar el volumen recuperable de hidrocarburos. Por la experiencia en otros países como Canadá y Venezuela se conoce el gran potencial que representan los métodos, los cuales no han sido ampliamente aplicados en campos de México.

Recomendaciones

- Para el desarrollo de campos de hidrocarburos pesados, es de vital importancia realizar un análisis exhaustivo de las condiciones presentes, tales como: propiedades de los fluidos ya sea densidad, viscosidad, contenido de sólidos, etc. Tipo de yacimiento, tipo de instalaciones pozos terrestres, pozos costa afuera, tipo de terminación, entre otras. lo anterior para poder realizar la selección, diseño y aplicación del método que más convenga para las condiciones presentes.
- Antes de seleccionar el método que se va a utilizar para la producción de hidrocarburos pesados es necesario conocer adecuadamente las condiciones a las cuales se van a explotar dichos fluidos, tales como: instalaciones ya sea terrestre o costa afuera, por el tipo de pozo sea horizontal, inclinado o vertical, las propiedades de los fluidos que rigen en el yacimiento, etc.
- Para la selección adecuada de la tecnología a implementar en un proyecto dado, se debe realizar un análisis económico, debido a que en ocasiones, las tecnologías suelen ser efectivas en aspectos técnicos y de operación, pero los costos para llevar a cabo la puesta en operación de dicha tecnología pueden ser muy altos, lo que harían un proyecto poco rentable.

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Clasificación de los hidrocarburos por tipo de yacimiento	16
Figura 1.2 - Aceite pesado.....	19
Figura 1.3 - Aceite extra pesado	19
Figura 1.4 - Arenas bituminosas.....	20
Figura 1.5 - Oil Shale	22
Figura 1.6 - Comparación de la viscosidad y la densidad °API entre hidrocarburos y productos cotidianos.....	26
Figura 1.7 - Comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.....	27
Figura 1.8 - Curvas características de los mecanismos de empuje durante la recuperación primaria.....	31
Figura 1.9 - Fuentes de aceite en yacimientos convencionales y no convencionales	35
Figura 1.10 - Diferencia esquematizada y simplificada entre yacimiento convencional y no convencional.....	36
Figura 1.11 - Distribución de las reservas probadas mundiales, 2009	40
Figura 1.12 - Distribución de las reservas probadas mundiales por tipo de crudo, 2006.	40
Figura 2.1 - Clasificación de los procesos térmicos de producción de crudos pesados	48
Figura 2.2 - Proceso de inyección de agua caliente	50
Figura 2.3 - Proceso de inyección continua de vapor	53
Figura 2.4 - Proceso de inyección cíclica de vapor.....	57
Figura 2.5 - Respuestas típicas de la producción a un proceso de inyección cíclica de vapor	59
Figura 2.6 - Radio del yacimiento calentado en un proceso de inyección cíclica de vapor	61
Figura 2.7 - Regiones de alta saturación de agua en la vecindad de los pozos donde fue aplicado un proceso de inyección de vapor.....	62
Figura 2.8 - Representación esquemática de un generador de vapor	63
Figura 2.9 - Proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).....	66
Figura 2.10 - Representación esquemática de la terminación de los pozos donde se aplicará un proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)	68
Figura 2.11 - Representación esquemática de la “cámara de vapor” generada en el proceso de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).....	69
Figura 2.12 - Etapas del proceso de inyección alternada de vapor y solvente (SAS).....	73
Figura 2.13 - Proceso de extracción con vapor (VAPEX)	74
Figura 2.14 - Representación esquemática del proceso general de combustión in situ	76
Figura 2.15 - Proceso de combustión progresiva seca	77
Figura 2.16 - Proceso de combustión progresiva húmeda	79

Índice de Figuras

Figura 2.17 - Proceso de combustión THAI-CAPRI	81
Figura 2.18 - Proceso de combustión inversa	83
Figura 2.19 - Proceso de calentamiento eléctrico	87
Figura 3.1 - Representación esquemática de un pozo horizontal	90
Figura 3.2 - Representación esquemática de un fracturamiento hidráulico	91
Figura 3.3 - Muestra de la producción de crudo pesado con arena (CHOPS)	92
Figura 3.4 - Proceso de producción de crudo pesado con arena (CHOPS)	94
Figura 3.5 - Localización de las arenas bituminosas de Athabasca en Alberta, Canadá	96
Figura 3.6 - Proceso de extracción por medio de minería, Athabasca	97
Figura 3.7 - Clasificación de los sistemas artificiales para asistir en la producción de crudos pesados	99
Figura 3.8 - Bombeo mecánico	102
Figura 3.9 - Bombeo de cavidades progresivas (BCP)	103
Figura 3.10 - Bombeo hidráulico	105
Figura 3.11 - Bombeo electrosumergido (BEC).....	107
Figura 3.12 - Bombeo neumático (BN)	108
Figura 3.13 - Clasificación de los procesos no térmicos de recuperación secundaria y mejorada para producción de crudos pesados	110
Figura 3.14 - Proceso de inyección de agua	112
Figura 3.15 - Proceso de inyección de polímeros	113
Figura 3.16 - Proceso de inyección de espuma	114
Figura 3.17 - Proceso de inyección de CO ₂ miscible	117
Figura 4.1 - Localización del campo S	120
Figura 4.2 - Columna geológica tipo del campo S.....	121
Figura 4.3 - Columna geológica actualizada del modelo estático para el campo S	122
Figura 4.4 - Periodos de explotación del campo S	123
Figura 4.5 - Esquema representativo de la inyección de agua caliente en el campo S.	128
Figura 4.6 - Perforación de los pozos verticales y horizontales utilizados en la prueba piloto	131
Figura 4.7 - Aparejo para producción en frío de pozo vertical utilizado en la prueba piloto	131
Figura 4.8 - Aparejo para producción en frío de pozo horizontal utilizado en la prueba piloto	132
Figura 4.9 - Esquema de una tubería con aislante térmico a utilizarse para la inyección de vapor durante la prueba piloto	133
Figura 4.10 - Esquema de la configuración de un pozo modificado para la inyección de vapor durante la prueba piloto	134
Figura 4.11 - Aparejo para producción en caliente de pozo vertical utilizado en la prueba piloto	135

Figura 4.12 - Aparejo para producción en caliente de pozo horizontal utilizado en la prueba piloto	135
Figura 4.13 - Fotografía del generador de vapor utilizado durante la prueba piloto	137
Figura 4.14 - Fotografía de la bomba mecánica tipo Rotaflex utilizada durante la prueba piloto	140
Figura 4.15 - Captura de pantalla del control de monitoreo del bombeo neumático utilizado durante la prueba piloto	141
Figura 4.16 - Esquema simplificado de los sistemas superficiales necesarios para el manejo de la producción de aceite pesado con inyección de vapor	145

Índice de Tablas

<i>Tabla 1.1 - Clasificación de los crudos por su densidad °API³</i>	17
<i>Tabla 1.2 - Calidad de los crudos mexicanos¹⁵</i>	24
<i>Tabla 1.3 - Caracterización general de los crudos pesados (Satter & Thakur, 1994).</i>	25
<i>Tabla 1.4 - Composición promedio de los crudos pesados⁸</i>	29
<i>Tabla 1.5 - Países con mayores reservas probadas de aceite, 2012⁸</i>	39
<i>Tabla 1.6 - Producción mundial de aceite pesado, 2008⁹</i>	41
<i>Tabla 1.7 - Distribución de crudo pesado por campos de la Región Marina Noreste, 2012 (CNH,2012)</i>	43
<i>Tabla 1.8 - Distribución de crudo pesado por campos de la Región Norte, 2012 (CNH,2012)</i>	43
<i>Tabla 1.9 - Distribución de crudo pesado por campos de la Región Sur, 2012 (CNH,2012)</i>	43
<i>Tabla 2.1 - Características de los yacimientos candidatos a inyección de agua caliente²</i>	51
<i>Tabla 2.2 - Características de los yacimientos candidatos a inyección continua de vapor⁶</i>	55
<i>Tabla 2.3 - Características de los yacimientos candidatos a inyección cíclica de vapor⁶</i>	64
<i>Tabla 2.4 - Características de los yacimientos candidatos a inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)¹³</i>	70
<i>Tabla 2.5 - Características de los yacimientos candidatos a combustión in situ¹¹</i>	85
<i>Tabla 4.1 - Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo S¹</i>	126
<i>Tabla 4.2 - Propiedades de los fluidos de los yacimientos del campo S¹</i>	126
<i>Tabla 4.3 - Propiedades del sistema roca-fluido de los yacimientos del campo S³</i>	130
<i>Tabla 4.4 - Resultados de la etapa de producción en frío de la prueba piloto¹</i>	136
<i>Tabla 4.5 - Resultados de la etapa de inyección de la prueba piloto¹</i>	137
<i>Tabla 4.6 - Comparación de gastos de producción en frío y en caliente, pronosticada contra reales²¹³</i>	143
<i>Tabla 4.7 - Análisis de la prueba piloto de inyección cíclica de vapor en el campo S dos años después¹³</i> ..	147

Bibliografía

Capítulo I: Conceptos generales

1. Informe anual: Recuperación secundaria y mejorada en México. Subdirección técnica de explotación. México, 2009.
2. Ing. Lucio Carillo Barandirán, 2011. Esquistos bituminosos oil shale. Lima Perú. Oficina de estudios económicos.
3. Dr. José Manuel Grajales Nishimura. Instituto Mexicano del Petróleo. Yacimientos convencionales y no convencionales.
4. Edward Han. Tecnologías para desarrollar yacimientos de crudo pesado, observatorio petrolero sur, impacto socio-ambientales de la industria de hidrocarburos, 2008.
5. Basic information on oil shale, oil shale resources, and recovery of oil from oil shale. 2012 <http://ostseis.anl.gov/guide/oilshale/> (consultado el 20 de noviembre de 2014).
6. IOR-EOR. El futuro de la producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada. CNH. 2012.
7. Paris de Ferrer, Magdalena; Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; Editorial Astro Data, 2001.
8. Lake, Satter A. Principles of petroleum reservoir engineering, Vol 2. 1994.
9. Secretaria de Energía. Prospectivas del mercado de petróleo crudo 2012 – 2026. Distrito Federal, México: SENER.
10. “Subsea Systems”, Aker Kvaerner, 2006. Offshore Technology Conference (OTC).
11. García Gómez Osvaldo, Olvera Martínez Mario. 2010. Sistemas y dispositivos especiales para la producción de hidrocarburos pesados. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Febrero 2010).
12. Resumen de la historia del petróleo en el mundo. Publicado por Víctor Manuek Reslen Manchado. (Revisado en Noviembre 2014).
13. Pemex. Exploración y Producción. Informe anual 2009. Recuperación Secundaria y Mejorada. México. Distrito Federal.
14. Fabian Bjornseth. 2013. Heavy Oil Production Technology Challenges and the effect of Nano sized Metals on the Viscosity of Heavy oil. Norwegian University of science and Technology.
15. P.M.I. Comercio Internacional S.A de C.V. <http://www.pmi.com.mx/Paginas/Tipoproducto>. (Consultado 10 de Enero 2015).

Capítulo II: Procesos térmicos de producción de crudos pesados

1. IOR – EOR. El futuro de la producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada. Comisión Nacional Hidrocarburos. 2012.
2. Pratz, Michael. Procesos térmicos de extracción de petróleo. S.PE Traducción PDVSA – INTEVEP. (1987)
3. Zhu T., Xutao H. y Vajjha P. Heavy oil: A new IOR tool, SPE 94001, 2005.
4. Lucio Carrillo Barandiarán. Junio 2012. Esquistos bituminosos “oil shale”. Oficina de estudios económicos, OSINERGMIN. Lima. Perú.
5. Economides MJ, Dunn-Norman S, “Watters LT: Petroleum Well Construction”, Nueva York, EE.UU. John Wiley y Sons, 1998.
6. Erik Giovanni Montes Páez. 2009. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Julio 2009).
7. Sánchez Cueto Jerónimo. 2013. Prueba piloto de la inyección cíclica de vapor en un campo de la región sur. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Enero 2013).
8. Francisco Monter García. 2010. Segregación Gravitacional asistida por vapor, proceso SAGD (STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE). Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Marzo 2010).
9. Huang, H. and Paulhus, M. Optimal Strategy for cyclical Steam Stimulation oil production: a mathematical model. Canadá.
10. Finol A, S, P.: Notas sobre recuperación la recuperación térmica. Universidad del Sulia. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería de petróleo, Maracaibo – Venezuela. Enero 1978.
11. Murillo Pulido Antonio. 2012. Métodos alternos de recuperación mejorada inyección de aire. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Octubre 2012).
12. Farouq Ali, S.M.: “Reverse Combustion”, Producers Monthly (Dec.1967), Vol. 31, No. 12.
13. Alvarado and banzer libro. Re- editado y corregido por. Dr. Adafel C. Rincón Mora. Recuperación térmica.
14. Debiesse, Y.: “Remarques sur les Procédés de Combustion in situ”, Revista del Instituto Francés de Petróleo, París (Enero, 1967), Vol. 22, No. 1.

15. Petcovici, V.: "Considérations sur les Possibilités du Contrôle du Front de Combustion dans un Processus de Combustion in situ sur Champ", Revista del Instituto Francés de Petróleo, Paris (Dic. 1970) Vol. 25, No. 12.
16. Farouq Ali, S. M.: "Well Stimulation by Downhole Thermal Methods", Prod. Monthly (Oct. 1973)
17. Nelson, T. W., and McNiel, J. S., Jr.: "Oil Recovery by Thermal Methods", Part I, Pet. Eng. (Feb. 1959).
18. Leonard, J.: "Annual Production Report- Enhanced Oil Recovery," Oil and Gas Jour. (April 14, 1986)
19. Willman, B.T., Valleroy, V.V., Runberg, G.W., Cornelius, A.J., Powers, L.W.: "Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection," Trans., AIME, Vol. 222, 6881 (1961).
20. Debiesse, Y.: "Remarques sur les Procédés de Combustion in situ", Revista del Instituto Francés de Petróleo, París (Enero, 1967), Vol. 22, No. 1, p. 99-113.
21. Tesis "Proceso THAI – CAPRI como método de recuperación mejorada de crudo pesado. Tesis para obtener título de ingeniero petrolero. Enríquez Arguellini Vázquez Enrique Humberto. Marzo, 2010.
22. Gonzales Pérez Iván. 2011. Método predictivo para el proceso de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor, Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Junio 2011).
23. Luis Henderson Torre. 2014. Modelo simplificado de inyección cíclica de vapor para yacimientos de aceite pesado. Tesis de licenciatura de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, (México Abril 2014).

Capítulo III: Producción en frío de crudos pesados

1. Dusseault B. Maurice, "CHOPS: Cold Heavy Oil Production with Sands, the Canadian Industry", Alberta Department of Energy, Canada, 2002.
2. Curtis C, Kopper R, Decoster E., Guzman A., Huggins C., Knauer L. y Minner M: "Yacimientos de petróleo pesado", Oilfield Review, Invierno de 2002.
3. Dusseault M., "Cold heavy oil production with sand in the Canadian Heavy oil Industry", Department de energy de Alberta, Canada, Marzo 2002.
4. Dinkar B. y Banavali M., "Recovery and transportation of heavy crude oils", USA 2002.
5. Rojas A., "Orinoco Belt,. Cerro Negro Area: development of downhole diluent injection completions", Petroleos de Venezuela, SPE 69433, 2001.

6. Claudia Lorena Delgadillo, Wilson Barrios Ortiz. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudos pesados en yacimientos profundos. Universidad Industrial de Santander. 2010.
7. McCurdy P., Tovar J. y Escalante S. "Optimizing heavy crude production - A downhole fluid conditioning approach. Electrical Submersible pump workshop, Houston Tx., USA 2000.
8. Arora P. Kavscek a.r. "Mechanistic modeling of solution gas drive in viscous oils". SPE international thermal operations and heavy oil symposium. Venezuela. SPE50941.
9. Víctor Eder Uriostegui Cobos. Fracturamiento hidráulico en yacimientos con baja permeabilidad. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Enero 2011).
10. Economides MJ, Dunn-Norman S, "Watters LT: Petroleum Well Construction", Nueva York, EE.UU., John Wiley y Sons, 1998.
11. Hirschfeldt M, "Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas", oilproduction.net, versión 2008.
12. Ramos M.A. y Brown, "Producing extra-heavy oil from the Orinoco Belt, Cerro Negro Area, Venezuela, using bottomdrive Progressive Cavity Pumps", article SPE/PS-CIM/CHOA 97889, 2005.
13. Van Dyke K, "A Primer of Oil well Service, Workover, and Completion", Austin, Texas, EE.UU. 1997.
14. Fleshman R, Harryson y Lekic O, "Artificial Lift for High-Volume Production", Oilfield Review 11, no. 1 (Primavera de 1999).
15. Al-Asimi M, Butler G, Brown G, Hartog A, Clancy T, Cosad C, Fitzgerald J, Ingham J, Navarro J, Gabb A, Kimminau S, Smith J y Stephenson K: "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos", Oilfield Review 14, no. 4 (Primavera de 2003).
16. Recuperación asistida de petróleo por polímeros. Textos científicos, 2009. <http://www.textoscientificos.com/petroleo/recuperacion>. (visto en Diciembre 2014)
17. Adamson K, Birch G, Gao E, Hand S, Macdonald C, Mack D y Quadri A, "High-Pressure, High-Temperature Well Construction", Oilfield Review 10, no. 2 (Verano de 1998).
18. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer. Maracaibo. Venezuela.
19. Video You Tube "Extracción de arenas petrolíferas (parte 1)" visto el 10 de febrero de 2014.
20. Juan Carlos Martínez Vidaur. 2011. Producción en frío de crudos pesados con arenas (CHOPS). Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Enero 2011).

21. Alberto Montesinos Aguilar. 2010. Métodos de recuperación en yacimientos de aceite pesado. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Febrero 2010).

Capítulo IV: Aplicación del proceso de inyección de vapor en un campo en México

1. Pemex Exploración y Producción, "Diseño de la prueba piloto de inyección de vapor para el campo Samaria Neógeno, informe final, (noviembre 2008).
2. Pemex Exploración y Producción, Proyecto de delimitación y caracterización inicial del Campo Samaria Neógeno, informe final, (Diciembre 2006).
3. Arteaga Cardona M. Aguilar Rodríguez A. y Alva Arroyo G, "Explotación de aceite pesado por inyección alterna de vapor", Revista Horizonte Sur No.50, Octubre – Diciembre 2009.
4. Reportes técnicos de avances de la implementación de la prueba piloto de inyección de vapor
5. Pemex Exploración y producción, Activo integral Samaria Luna. 2008. Diseño de la prueba piloto de inyección de vapor al campo samaria neógeno pesado. Documento final (octubre 2008).
6. Arteaga Cardona, M. 2010. Inicio de la prueba piloto de inyección alterna de vapor al campo Samaria Neógeno. Revista del colegio de ingenieros petroleros de México. Sección Villahermosa.
7. Paris de Ferrer, Magdalena; Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; Editorial Astro Data, 2001.
8. Lake, Satter A. Principles of petroleum reservoir engineering, Vol 2. 1994.
9. Aredi Carlos Ramírez Mayo. 2011. Determinación de la factibilidad técnico-económica para la aplicación del método de inyección alterna de vapor en arenas del terciario de la región sur. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Junio 2011).
10. Avances del proyecto de explotación pesado y extrapesado en el Activo de Producción Samaria Luna. 3ra. Reunión del grupo de trabajo sobre el crudo pesado. México, D.F. 19 de abril 2012.
11. García Gómez Osvaldo, Olvera Martínez Mario. 2010. Sistemas y dispositivos especiales para la producción de hidrocarburos pesados. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Distrito Federal, México (Febrero 2010).

Bibliografía

12. Results from annular injection in heavy and extra heavy oil Wells producing with rod pumping in the samaria field. A field test. R. Pérez Herrera, H.M. Gutiérrez Jiménez. Pemex. SPE 165069. México.
13. Ing. Carlos Sosa Sánchez, Rafael Pérez Herrera. Reactivación exitosa del Campo Samaria Terciario Activo Integral Samaria Luna. Sección técnica, AICPM. 2010.