



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

RECUPERACIÓN MEJORADA CON MÉTODOS TÉRMICOS EN YACIMIENTOS DE
ARENISCAS CON HIDROCARBUROS PESADOS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:

SANDY MORALES ZURITA



DIRECTOR DE TESIS:

ING. GUSTAVO ENRIQUE PRADO MORALES

2016

Ciudad Universitaria, D. F.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

“El orgullo sólo genera contiendas, pero la sabiduría está con quienes oyen consejos.”

— Proverbios 13:10

Agradezco a la *Universidad Nacional Autónoma de México* por abrirme las puertas y convertirse en mi segunda casa. A la Facultad de Ingeniería por forjarme día a día no sólo académicamente sino también como persona.

A mi familia, *mi madre y mi padre*, por sus palabras en los momentos que más los necesité, por creer en mí, por darme su apoyo, por levantarme cuando dudaba de mí, pero lo más importante... por darme la vida. Gracias madre, por las lágrimas al verme partir, gracias padre, por enseñarme a tener fortaleza. A mi abuela *Reyna Sofía*, por sus abrazos que me daban paz y serenidad, a mi abuelo *Ricardo*, por sus sabias palabras en las que encontraba fe para seguir adelante, a mi abuela *Rosalinda*, por las oraciones y bendiciones que me dio al partir de casa, a mi abuelo *Juan (QEPD)*, porque me dio esperanza y fortaleza hasta el último día de su vida. En especial, a mi *bisabuela Pina*, por apoyarme cada día, por darme su amor y cariño, por abrirme las puertas de su hogar, no hay manera de agradecer todo el apoyo que me ha dado. A mi familia *Morales Cruz*, y a mi familia *Zurita Villanueva*, primas, primos, tías, tíos... y *anexos*.

A mis *profesores y compañeros*, porque sin sus conocimientos no habría llegado tan lejos.

Al *Programa Universitario de Estudios de la Diversidad Cultural y la Interculturalidad*, por becarme durante la carrera, conocí personas excepcionales y admiro el programa de tutorías, espero algún día poder regresar todo su apoyo.

A mi director, Ing. Gustavo Prado, por todo el apoyo y por la amistad en este proyecto, a mis sinodales, Ing. Javier Arellano, Dr. Simón López, Ing. Alejandro Mar, Ing. Héctor Gallardo, por sus consejos y su tiempo dedicado.

A *Schlumberger*, Jose Luis Bashbush, Kelvis Alvarado, José Romero, RTC México por su apoyo en la realización de éste proyecto.

A la *Comisión Nacional de Hidrocarburos*, a Ulises Neri, Alex Mar, Gaspar Franco, Edgar Rangel, por su apoyo durante mis prácticas profesionales, sus enseñanzas y consejos.

A *Jaguar E&P*, a Claudio de la Cerda, por abrirme las puertas y darme su apoyo en el inicio de mi trabajo como profesionista.

A las personas especiales que me acompañaron en este camino, *Ámbar, Andrea, Brian Chavarría, Christ, Claudia, Ferch, Javi, Jonathan, Jorge, Juan Carlos, Lalito, Maribel, Migue, Rosalía, Rulo, Sofía, Tony, Víctor Pacheco*, y a todos los que han estado a mi lado, cada uno en épocas diferentes, pero siempre apoyándome a ser mejor persona.

A todas las personas que creyeron y que no creyeron en mí, gracias a eso pude cumplir esta meta.

Finalmente, dedico éste logro a *Sofía*, quien sin duda será más grande que yo... y no solamente en tamaño, eres la luz de mi vida, eres el ser más importante, eres mi persona favorita, sé que no estuve a tu lado en los momentos más difíciles por perseguir esta meta, por eso éste logro es tan mío como tuyo y te lo dedico a ti.

¿Se puede dedicar esto a una gota salada?

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	5
ANTECEDENTES	7
ETAPAS DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO	10
RECUPERACIÓN PRIMARIA	11
RECUPERACIÓN SECUNDARIA	12
RECUPERACIÓN MEJORADA	16
RECUPERACIÓN AVANZADA	17
CAPÍTULO 1. MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	18
1.1 RECUPERACIÓN MEJORADA	18
1.2 MÉTODOS TÉRMICOS	20
1.3 CASO DE ÉXITO INTERNACIONAL: DURÍ	22
1.4 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS	23
1.4.1 INYECCIÓN DE VAPOR	23
1.4.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CYCLIC STEAM STIMULATION)	23
PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	25
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO	26
1.4.3 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (STEAM FLOODING)	27
PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	27
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO	29
1.4.4 COMBUSTIÓN IN SITU	29
PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU	30
CLASIFICACIÓN	31
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO	32
1.4.5 SAGD (STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE)	33
PROCESO DE SAGD	33
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO	34
1.4.6 HASD (HORIZONTAL ALTERNATING STEAM DRIVE)	34
PROCESO DE HASD	34
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO	35

CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE ARENISCAS.....	36
2.1 FORMACIÓN DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	36
2.1.1 TIPOS DE ROCAS SEDIMENTARIAS	37
2.2 LAS ROCAS DETRÍTICAS COMO ALMACÉN DE FLUIDOS.....	39
LA GEOMETRÍA DE LOS CUERPOS	39
2.3 LOS YACIMIENTOS DE ARENISCAS EN EL MUNDO.....	41
2.4 LOS YACIMIENTOS DE ARENISCAS EN MÉXICO.....	42
VENTAJAS DE LAS ARENISCAS	44
CAPÍTULO 3. SELECCIÓN PRELIMINAR DE LOS MÉTODOS POTENCIALMENTE APLICABLES	45
3.1 PROVINCIAS GEOLÓGICAS DE MÉXICO	47
3.1.1 FORMACIONES IMPORTANTES DE MÉXICO.....	50
3.2 PROCESO DE SELECCIÓN DE LOS CAMPOS	51
RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	51
3.3 HERRAMIENTAS DE EVALUACIÓN	53
3.3.1 HOJA DE CÁLCULO EN EXCEL	53
3.3.2 EORt (PLUGIN DE PETREL®).....	59
3.3.3 RESULTADOS DEL PROCESO DE SELECCIÓN	60
CAPITULO 4. EVALUACIÓN DE LA SENSIBILIDAD DE LAS PRINCIPALES VARIABLES QUE AFECTAN LOS PROCESOS EN YACIMIENTOS TIPO MÉXICO.....	62
4.1 DEFINICIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN	62
4.1.1 PRINCIPIOS BÁSICOS Y ECUACIONES FUNDAMENTALES.....	62
4.2.2 SIMULADOR DE YACIMIENTOS.....	64
4.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	65
CAMPO SAMARIA	66
4.2.1 MODELO DE SIMULACIÓN	68
4.2.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	73
4.2.3 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	84
4.2.4 HASD	95
4.2.5 SAGD	100
4.3 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	106

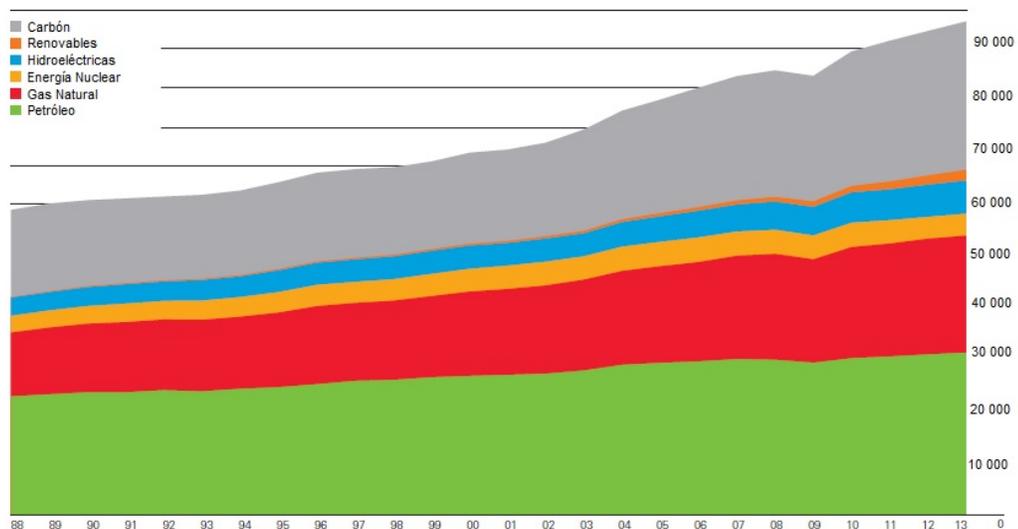
CONCLUSIONES.....	108
APÉNDICE 1: USO DE EORT.....	109
INGRESO Y VALIDACIÓN DE DATOS.....	109
APÉNDICE 2.....	112
ARCHIVO *.DATA	112
SECCIONES DE UN ARCHIVO *.DATA	112
BIBLIOGRAFÍA.....	115

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera ha sido por muchos años un negocio cuyo objeto es extraer de manera rentable los hidrocarburos presentes en el subsuelo, pues el petróleo y el gas son la principal fuente energía para la humanidad. México tiene una gran reserva de hidrocarburos y se ha preocupado por su explotación racional, dicha actividad se realiza con métodos ingenieriles y a lo largo de los años se han ido innovando tecnologías para facilitar el acceso a este combustible fósil.

El mundo sigue utilizando mayormente el petróleo y el gas para satisfacer sus necesidades de energía, sin embargo, existen otras fuentes de energía como el carbón, la energía hidráulica y la energía nuclear que contribuyen a satisfacer las necesidades de la humanidad (Fig. 1).

FIGURA 1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA 1988-2013 (MMBPCE).



Fuente: BP Statistical Review 2014

En virtud de las necesidades de implementar nuevas técnicas de recuperación de los hidrocarburos en nuestro país, se ve la necesidad de demostrar la factibilidad de implementación de métodos térmicos a yacimientos de areniscas con crudos pesados.

El objetivo principal de este trabajo es realizar una investigación de los yacimientos de areniscas con hidrocarburos pesados, sus características geológicas, petrofísicas y de fluidos para generar un modelo que permita simular la aplicación de los métodos de recuperación térmica que ayude al aumento de la producción y el flujo de los hidrocarburos.

En la primera parte de éste documento se profundiza en los métodos térmicos de Recuperación Mejorada existentes y que han sido aplicados a los yacimientos con hidrocarburos pesados. Para cada método se especifican las características de los procesos, las ventajas y desventajas que se han presentado al ser implementados.

En el segundo capítulo, se especifican las características de las rocas sedimentarias, haciendo énfasis en las areniscas, sus características, su origen y propiedades. También se provee una descripción de los yacimientos de areniscas, la estadística mundial y las ventajas que ofrecen.

En el tercer capítulo se realiza una descripción de las provincias geológicas de México, las formaciones importantes productoras y generadoras de petróleo, posteriormente se seleccionan los campos de areniscas con hidrocarburos como posibles candidatos a implementarles un proceso térmico de Recuperación Mejorada, se realiza una evaluación del potencial de compatibilidad con los métodos para obtener al mejor candidato a dichos procesos.

En el capítulo cuatro, se realiza un modelo de simulación con las características de un yacimiento de areniscas con hidrocarburos pesados, con el fin de observar el posible comportamiento al implementar los métodos térmicos de Recuperación Mejorada más utilizados y aplicables.

Finalmente, se realiza una comparación entre los métodos simulados, así como las conclusiones y recomendaciones a las que se llegan después del estudio de los resultados de la simulación de los métodos.

ANTECEDENTES

El presente trabajo tiene por finalidad presentar cómo una opción la implementación de métodos térmicos de Recuperación Mejorada para yacimientos de areniscas con hidrocarburos pesados, para tal fin, a continuación se hace una breve descripción de definiciones que serán de utilidad a lo largo del documento.

El petróleo mundialmente se puede clasificar según su densidad en grados API, y así obtener una referencia de la calidad del hidrocarburo que estamos obteniendo, por ejemplo la densidad del agua en °API es de 10 (Fig. 2).

FIGURA 2. GRÁFICA DE DENSIDAD Y VISCOSIDAD.

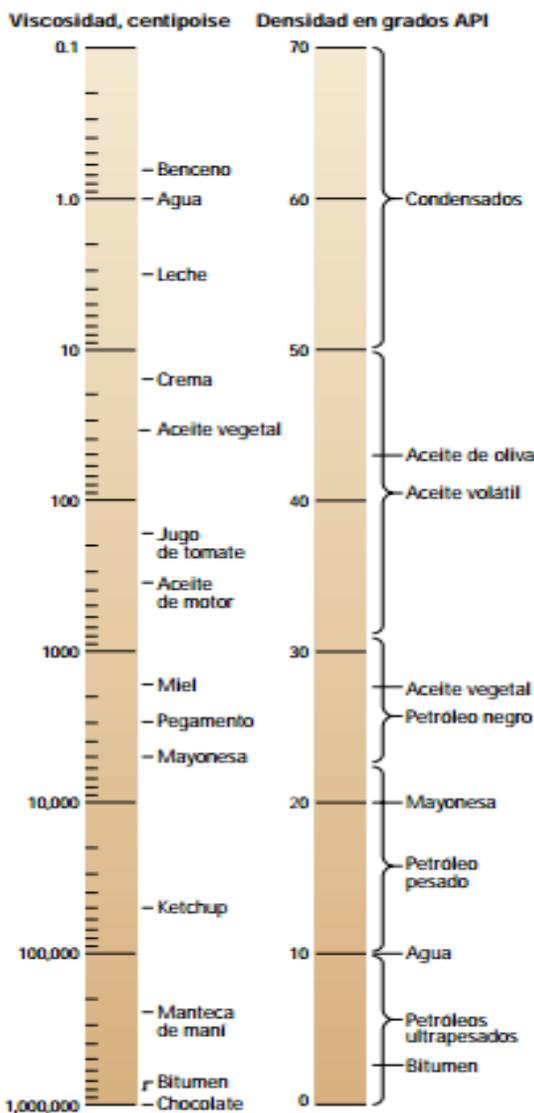


TABLA 1. CLASIFICACIÓN DE CRUDO POR DENSIDAD.

Tipo	Densidad (g/cm ³)	Densidad (°API)
Extra pesado	> 1	< 10
Pesado	1 - 0.92	10 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Fuente: IMP, 2014

México exporta 3 principales tipos de crudo:

- **Maya:** Crudo pesado con densidad de 22 °API
- **Istmo:** Crudo ligero con densidad de 33.6 °API
- **Olmecca:** Crudo super ligero con densidad de 39.3 °API

La mayor parte de los hidrocarburos en México son hidrocarburos pesados y gran parte de las reservas no desarrolladas pertenecen también a este grupo.

Fuente: Schlumberger https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf, 2014

Así mismo, México está dividido por 4 regiones principales de explotación (Fig. 3):

- Región Marina Noreste (RMNE)
- Región Marina Suroeste (RMSO)
- Región Norte
- Región Sur

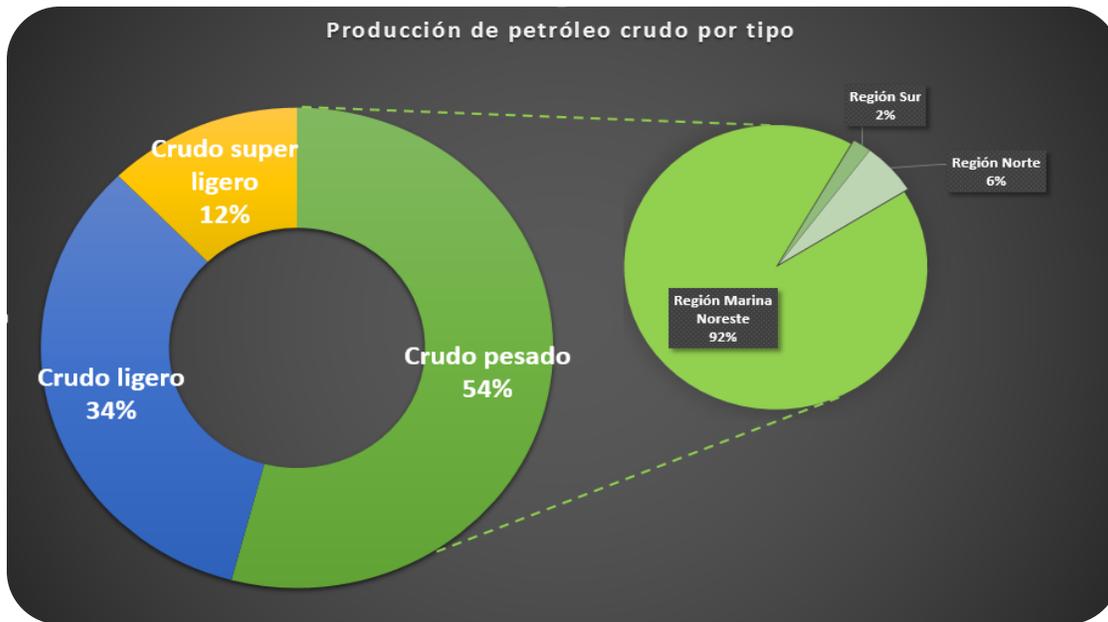
FIGURA 3. REGIONES DE PRODUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE MÉXICO.



Fuente: PEMEX, 2013

En la Fig. 4 se muestra la producción acumulada a 2014 del petróleo crudo por tipo, la mayor parte proviene del crudo pesado siendo la RMNE la que mayor cantidad aporta de este tipo de hidrocarburo. En la Fig. 5, se observa que la mayor parte de las reservas en México están reportadas en la región Sur del país, es decir, existe un potencial enorme para ser explotado en esa región, en primer lugar en el activo de producción “Macuspana – Muspac”, y en segundo lugar en el activo “Samaria – Luna”; al activo Samaria Luna pertenecen los campos: Samaria, Íride, Carrizo y Platanal, que son campos con producción de aceite pesado y además son yacimientos de areniscas.

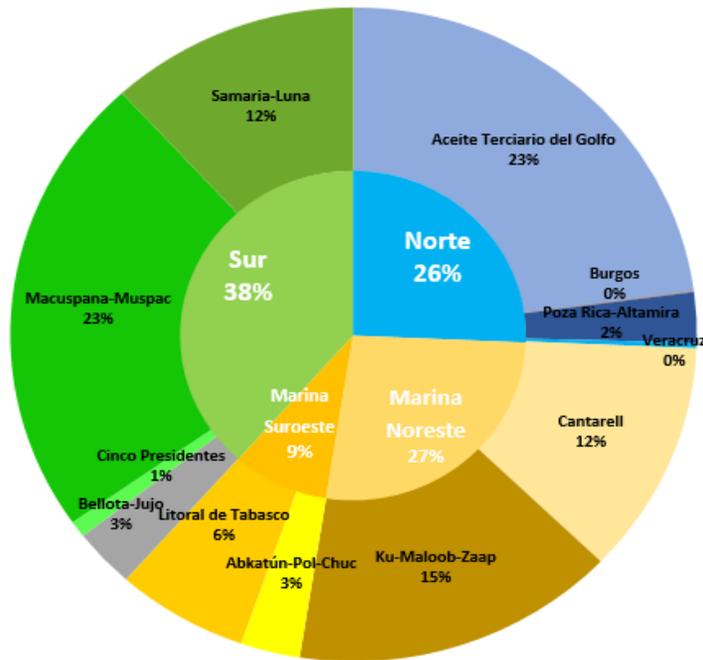
FIGURA 4. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO.



Fuente: Gráfico realizado con información de SENER. Reporte de reservas SENER-CNH, 2014

FIGURA 5. RESERVAS DE HIDROCARBUROS, POR REGIÓN Y ACTIVO DE PRODUCCIÓN.

Reserva Remanente 3P de Aceite



Fuente: Gráfico realizado con información de SENER. Reporte de reservas SENER-CNH, 2014

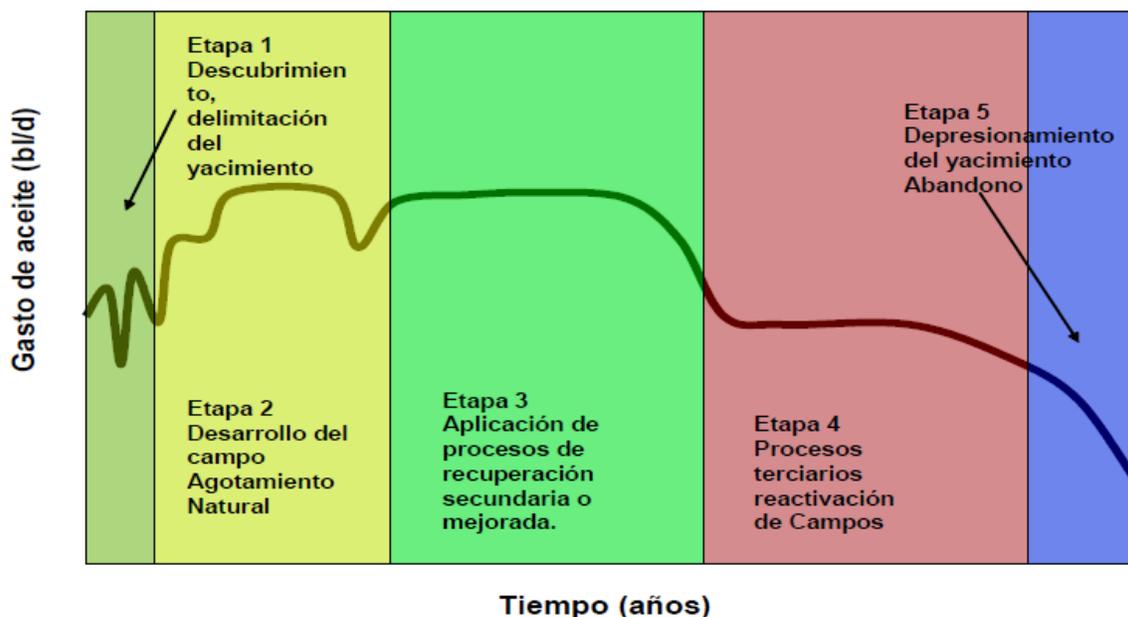
ETAPAS DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO

Un *yacimiento petrolero* puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo crudo y a veces una fase gaseosa. La proporción volumétrica del petróleo puede alcanzar en algunas ocasiones hasta el 60 – 70 %. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro de poro varía ampliamente según la roca, pero es de tamaño microscópico, desde algunas fracciones de milímetro a algunos micrómetros.

Cada medio poroso tiene sus propias características: porosidad, el porcentaje de volumen vacío; permeabilidad, una medida de la resistencia al movimiento de los fluidos; mojabilidad, una medida de la naturaleza de la roca la cual ocurre cuando un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando se adhiere y tiende a espaciarse sobre ella, en presencia de otros fluidos. Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica en forma zonas muy o poco permeables, es decir, existe una gran variedad de valores de permeabilidad presentes en los yacimientos. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir caminos preferenciales y segregaciones no deseadas.

La finalidad principal de perforar un pozo es poner en producción a un yacimiento, existen distintas etapas de producción de un yacimiento (**Fig. 6**), durante la recuperación primaria, el hidrocarburo se produce con la energía propia del yacimiento. Cuando la presión del yacimiento disminuye a tal punto que ya no proporciona un empuje eficiente de los fluidos hacia el pozo, es posible inyectar otros fluidos como agua o gas y ayudar a mantener o aumentar la presión del yacimiento.

FIGURA 6. ETAPAS DURANTE LA EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO.



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Alfredo León G. UNAM, 2014

En términos generales, para yacimientos convencionales, el porcentaje de recuperación de aceite al final de ambos procesos de recuperación (primaria y secundaria) se puede ubicar en un rango de entre 20 y 50 por ciento, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento.

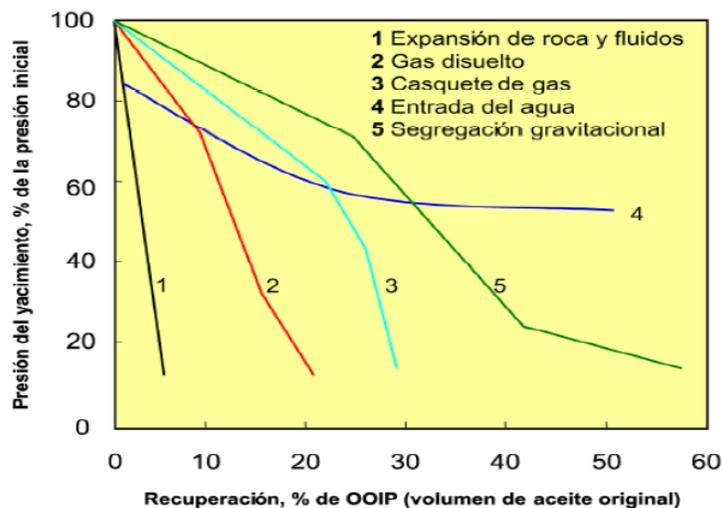
RECUPERACIÓN PRIMARIA

El comportamiento de recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción. La calidad de la administración de yacimientos también es muy importante, debido a que un mismo yacimiento explotado de diferentes formas (ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, administración de yacimientos, etc.) permite obtener diferentes porcentajes de recuperación. Así mismo, las políticas de la empresa operadora del campo y las de la agencia reguladora gubernamental juegan un papel importante en el comportamiento de la producción.

La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de producción básicos que se presentan en yacimientos bajo la etapa de producción, los cuales son:

1. Expansión del sistema roca-fluidos
2. Expansión del aceite por el contenido de gas disuelto;
3. Expansión del casquete de gas;
4. Empuje por afluencia del acuífero
5. Drene gravitacional; o
6. Versiones de las anteriores, optimizadas mediante sistemas artificiales de producción.

FIGURA 7. MECANISMOS DE EMPUJE.



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Alfredo León G. UNAM, 2014

Estos mecanismos pueden actuar simultánea o secuencialmente en el yacimiento, dependiendo de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades de los sistemas roca-fluidos, por lo que el análisis de la variación de la presión en el yacimiento con respecto a la producción acumulada es fundamental para identificar la etapa en la que el yacimiento se encuentra.

El mecanismo de drene gravitacional es más eficiente en yacimientos con echado (ángulo de inclinación), donde se facilita la segregación de aceite. Otro mecanismo muy eficiente es la afluencia del acuífero hacia el yacimiento; este último depende de la distribución de presiones en el yacimiento y de la permeabilidad del yacimiento.

La Tabla 2 muestra las características relevantes de la cada uno de los mecanismos de producción primaria.

TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA.

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas - Aceite (RGA)	Eficiencia
Expansión roca - fluidos	Declina rápido y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	1 - 6 %
Gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	5 - 20 %
Casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	1 - 28 %
Entrada de agua	Alta presión y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	5 - 50 %
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructuralmente altas	5 - 55 %

Fuente: CNH, 2014

RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Este proceso de recuperación agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y combinación agua-gas). Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. Generalmente, en yacimientos convencionales que gozan de una buena administración, se podrían esperar factores de recuperación en el rango de un 5 a un 25 % adicional.

La inyección de agua es el método que ha sido más usado como recuperación secundaria. Esta tecnología abarca ampliamente las áreas de ingeniería de yacimientos e ingeniería de producción. Los ingenieros de yacimientos son responsables del diseño de la inyección de fluidos inmiscibles, la predicción del comportamiento y la estimación de la reserva a considerar en este proceso. La ingeniería de yacimientos comparte la responsabilidad con la ingeniería de producción para la implementación, operación y evaluación del proyecto de inyección.

En las Tablas 3 y 4 se describen los principales tipos de inyección de agua y de gas inmiscible, así como algunas características importantes, ventajas y desventajas de los métodos de recuperación secundaria.

TABLA 3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN DE AGUA.

Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Periférica o tradicional (externa)	<ul style="list-style-type: none"> La inyección es en el acuífero, cerca del contacto agua-petróleo 	<ul style="list-style-type: none"> No requiere de la perforación de pozos adicionales, son pocos pozos No requiere buena descripción del yacimiento Recuperación alta de aceite con poca producción de agua Reducción de costos por el manejo de agua 	<ul style="list-style-type: none"> No se utiliza toda el agua inyectada para desplazar el hidrocarburo No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión Puede fallar por mala comunicación entre la periferia y el entro del yacimiento La recuperación de la invasión es a largo plazo por lentitud del proceso
Dispersa o en arreglos (interna)	<ul style="list-style-type: none"> El agua se inyecta dentro de la zona de aceite Se emplea en yacimientos con poco buzamiento y una gran superficie A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores 	<ul style="list-style-type: none"> Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos Rápida respuesta del yacimiento Elevadas eficiencias de barrido Buen control de frente de invasión Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa Exige mayor seguimiento y control, debido a que es más riesgosa Exige mayor seguimiento y control, por lo que requiere mayor cantidad de recursos humanos

Fuente: CNH, Características, ventajas y desventajas de la inyección de agua, 2014

TABLA 4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA INYECCIÓN DE GAS.

Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Interna o dispersa	<ul style="list-style-type: none"> La inyección se realiza dentro de la zona de aceite Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento, relativamente delgados, con empuje por gas en solución y sin capa de gas inicial Requiere un número elevado de puntos de inyección La permeabilidad relativa del gas debe de ser preferentemente baja 	<ul style="list-style-type: none"> Es posible orientar el gas inyectado hacia la zona más apropiada La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas 	<ul style="list-style-type: none"> La eficiencia de recuperación mejora muy poco o nada, como consecuencia del relieve estructural o el drene gravitacional La eficiencia de barrido es inferior a la que se logra con la inyección externa Los canales formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior que la externa La cantidad de pozos de inyección requerida aumenta el costo de operación
Externa	<ul style="list-style-type: none"> La inyección se realiza en el casquete de gas (primario o secundario) Se aplica en yacimiento de alto relieve estructural Se aplica en yacimiento con altas permeabilidades verticales, >200mD La cantidad de pozos requeridos depende de la inyectividad 	<p>En comparación con la inyección interna:</p> <ul style="list-style-type: none"> Mayor eficiencia de barrido Los beneficios obtenidos de la segregación gravitacional son mayores 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa

Fuente: CNH, Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas, 2014

La recuperación secundaria es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía adicional.

La energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto: (PV), presión por volumen, que implica trabajo o la capacidad para producirlo.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que se pretende es bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos en el yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie. Estos hidrocarburos fluirán a los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electro centrífugo, etc.) para producir los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicadas a los pozos a diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta el principio de los años 70's del siglo pasado, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural. El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

Los métodos más comunes de recuperación secundaria y mejorada son: 1) Inyección de agua, e 2) Inyección de gas.

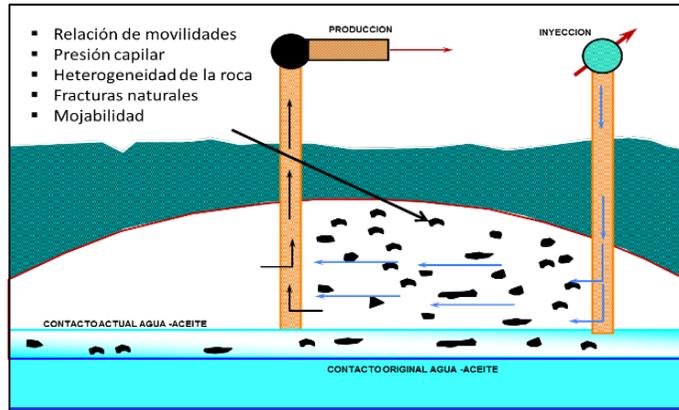
1. INYECCIÓN DE AGUA

Es el método más utilizado entre los procesos de inyección de fluidos, gracias a su aplicación se ha elevado nivel actual de los ritmos de producción y de reservas. La tecnología de inyección de agua involucra trabajo en equipo con diferentes disciplinas.

Su popularidad se debe principalmente a los siguientes aspectos:

- Disponibilidad del agua.
- Relativa facilidad con la que se inyecta.
- Facilidad con la que el agua se extiende a través de la formación.
- El costo es relativamente menor que otros fluidos.
- La eficiencia del desplazamiento de aceite provocado por el agua.

FIGURA 8. INYECCIÓN DE AGUA.

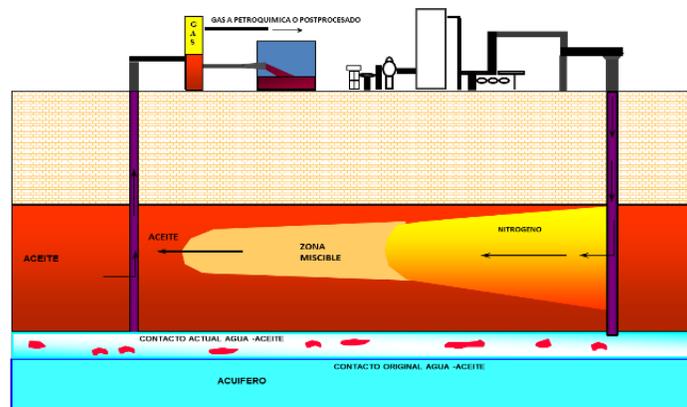


Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Alfredo León G. UNAM, 2014

2. INYECCIÓN DE GAS NATURAL

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar la recuperación de aceite y se usó inicialmente en el año 1900, con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el petróleo. Generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba una recuperación adicional de petróleo abatiendo o agotando aceleradamente la presión del yacimiento.

FIGURA 9. INYECCIÓN DE GAS.



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, Alfredo León G. UNAM, 2014

RECUPERACIÓN MEJORADA

Se refiere a la recuperación adicional de aceite obtenida al inyectar fluidos que normalmente no están presentes en el yacimiento, mismos fluidos que deben ser inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento.

Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y consideran fluidos para la recuperación de petróleo. Es importante señalar que los métodos de Recuperación Mejorada no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria). 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 en donde el factor de recuperación ha superado el 70% del volumen original in-situ.

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 densidades API muy bajas y de viscosidad muy alta. Así mismo, pueden estar almacenados en depósitos con características geológicas diversas: desde yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades considerables, hasta formaciones de areniscas someras. Por lo anterior, los métodos de Recuperación Mejorada pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido.

Las condiciones del aceite en el yacimiento tales como la saturación, distribución y su composición, son algunos de los factores que deben considerarse en la implementación de los procesos de Recuperación Mejorada. Por ejemplo, en un yacimiento que ha tenido recuperación secundaria (principalmente inyección de agua) se pueden esperar que el aceite residual tenga saturaciones comúnmente del orden de 20% - 35%. En las zonas barridas por agua es común que el aceite remanente permanezca en forma de gotas aisladas-atrapadas en los poros o como una película de aceite que cubre las paredes de los poros. Por lo anterior, las técnicas de Recuperación Mejorada están enfocadas a movilizar dichas gotas o manchas de aceite, de modo que se forme un banco de aceite que se pueda desplazar hacia los pozos productores. Asimismo, si un método de Recuperación Mejorada adecuado es incorporado dentro de una estrategia de Recuperación Avanzada, también es posible producir el aceite no barrido por el método de recuperación secundaria.

RECUPERACIÓN AVANZADA

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir la recuperación secundaria y los métodos de Recuperación Mejorada; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionada con incrementar la eficiencia de barrido con pozos interespaciados, pozos horizontales, polímeros para el control de la movilidad, así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos, algunos ejemplos son:

- La perforación de pozos interespaciados.
- La perforación de pozos horizontales o multilaterales.
- La separación de agua en el fondo del pozo.
- El control de la producción de agua mediante polímeros.
- El calentamiento eléctrico en el fondo del pozo, para aumentar la productividad en yacimientos de aceite pesado.
- La implementación de prácticas mejoradas de administración de yacimientos se considera parte de estos métodos.

CAPÍTULO 1. MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

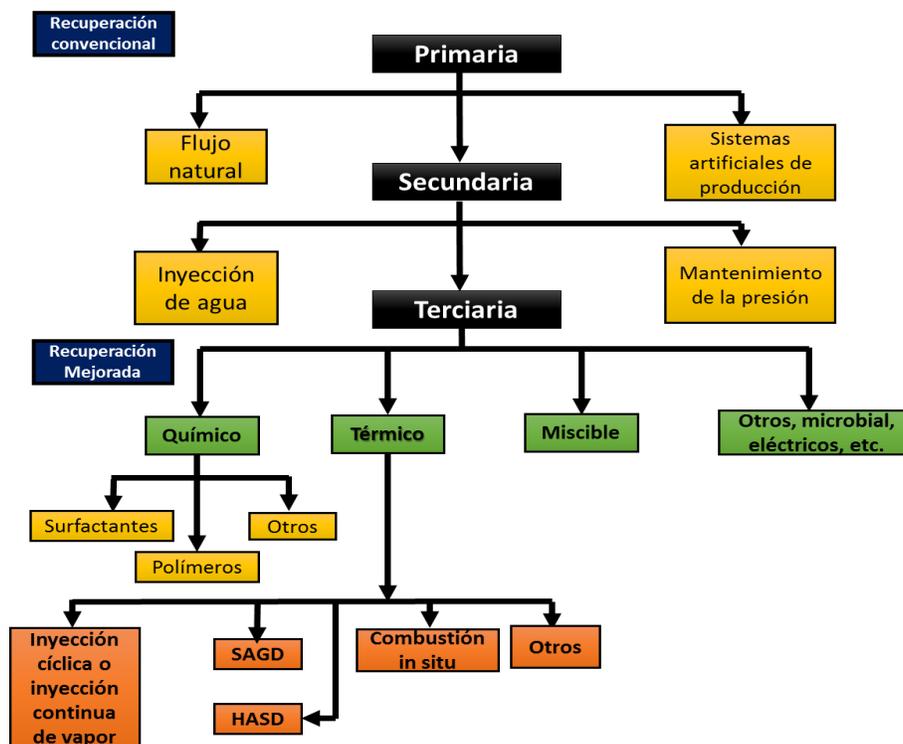
Estos procesos son especialmente efectivos para los crudos pesados (<25° API), ya que la función principal de estos es disminuir la viscosidad de petróleo y optimizar su movilidad. Cabe mencionar, que estos métodos de recuperación han alcanzado mayor éxito en los últimos años y por ello gran porcentaje de la producción de Recuperación Mejorada en países como Canadá, Estados Unidos y Venezuela proviene principalmente de ellos.

1.1 RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada de petróleo se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el aceite que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria). Internacionalmente se ha aceptado que se dividan en cuatro grandes grupos (Fig. 10):

- Métodos térmicos
- Métodos químicos
- Métodos de inyección miscible de gas y,
- Otros, como microbial, eléctricos, etc.

FIGURA 10. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.



Fuente: Gráfico adaptado de CNH, 2014.

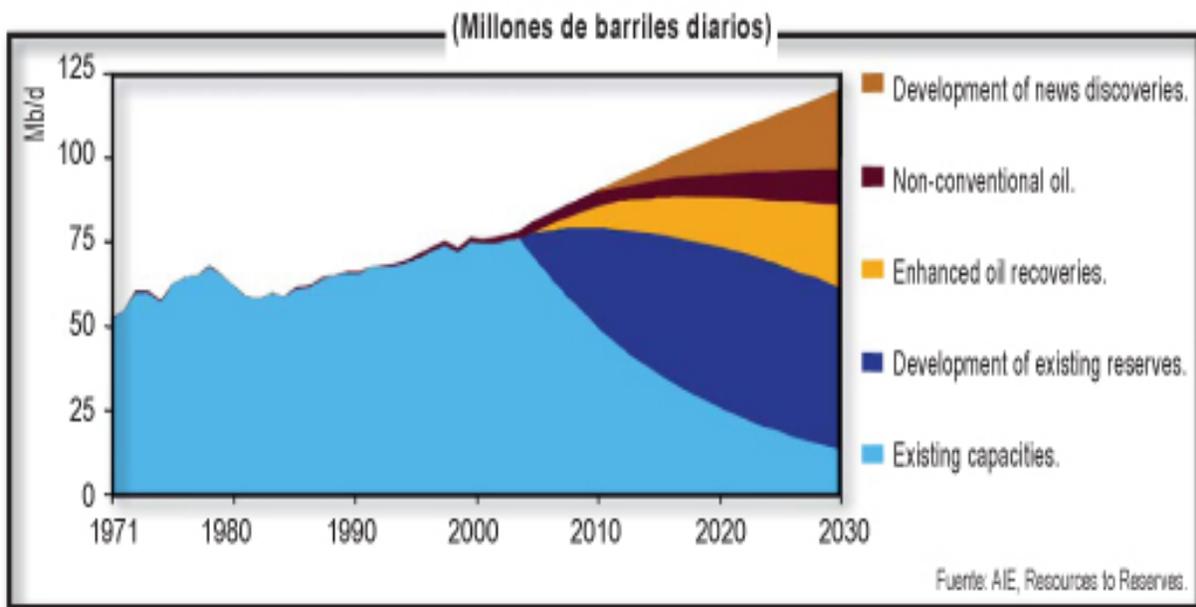
Los procesos de Recuperación Mejorada ayudan en la eficiencia volumétrica de barrido y mejoran la eficiencia de desplazamiento. Cuando existe un barrido deficiente se debe a que el yacimiento es muy heterogéneo o la relación de movilidad sea desfavorable, esta relación puede ser modificada disminuyendo la movilidad del fluido inyectado (ej. Inyección de polímeros) o incrementando la movilidad del aceite (ej. Inyección de gases miscibles, métodos térmicos).

Si los procesos de Recuperación Mejorada se aplicaran después de la recuperación primaria, es decir como un proceso secundario, al inicio de este proceso la saturación de aceite podría ser tan alta (del orden de 50 – 60 %) que el aceite podría existir como una fase continua con permeabilidad relativa y condiciones de flujo que favorezcan más a la recuperación del aceite. Dependiendo del tipo de mecanismo primario de recuperación, se podría llegar a tener presencia de gas libre; en cuyo caso el proceso secundario de Recuperación Mejorada formando un banco de petróleo que resultará en una eficiencia de desplazamiento mayor, y menor saturación de aceite remanente al final del proceso secundario, comparándolo con lo que se obtendría si estas técnicas se aplicaran como proceso terciario.

En esencia la Recuperación Mejorada tiene dos fines: reducir la viscosidad del petróleo para facilitar su flujo, o literalmente “exprimir” el petróleo a través de los poros de la roca.

Estudios de la Agencia Internacional de Energía señalan que 20 % de la producción de petróleo del mundo en el año 2030 provendrá de la Recuperación Mejorada (Fig. 11). Este análisis es en base al conocimiento de proyectos en curso y los que pudieran realizarse en el futuro cercano. Sin embargo, conforme los proyectos de Recuperación Mejorada sean más exitosos y se vayan masificando en el mundo, su participación probablemente será mayor. Claramente, los proyectos de Recuperación Mejorada jugarán un papel clave en el balance oferta – demanda del futuro (y por lo tanto también de los precios).

FIGURA 11. PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.



Fuente: AIE, Agencia Internacional de Energía

1.2 MÉTODOS TÉRMICOS

Estos se aplican principalmente para hidrocarburos con gravedad menor a 25º API. Estos procesos proveen fuerzas de empuje y adicionan energía en forma de calor al yacimiento para reducir la viscosidad del aceite y/o vaporizar el aceite, esto hace que el aceite tenga una mayor movilidad, y así poder ser dirigido de manera más efectiva a los pozos productores.

Los métodos térmicos se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados, mientras que los procesos de desplazamiento con productos químicos y gases miscibles son usados en aceites que van de intermedios a ligeros. De todos los métodos de recuperación mejorada, los térmicos tienen una mayor incertidumbre, pero proporcionan cerca del 70% de la producción mundial proveniente de métodos de recuperación mejorada.

Los procesos térmicos pueden ser subdivididos en:

- Inyección de agua caliente
- Inyección de vapor
- Combustión In-situ
- Y demás.

La recuperación térmica se define también como el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro del yacimiento con el fin de poder producir una mayor cantidad de petróleo por medio de los pozos.

Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos en lugar de otros métodos de extracción. En el caso de petróleos viscosos, los cuáles actualmente son los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de la viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no solo que el petróleo fluya más fácilmente sino también resulte una razón de movilidad más favorable.

Desde 1895 se han publicado numerosos trabajos y artículos referentes a la introducción de calor en los yacimientos petrolíferos para mejorar o acelerar la extracción de petróleo, el método más antiguo conocido para introducir calor en los yacimientos es el de los calentadores de fondo.

Una de las primeras referencias de esta práctica está en una patente otorgada a Perry y Warner en 1895. El propósito primario de los calentadores de fondo, es reducir la viscosidad y con esto, incrementar los gastos de producción de crudos pesados, aunque ocasionalmente los calentadores de fondo se utilizan para mantener el crudo por encima del punto de fluidez durante su movimiento hasta la superficie, y para remover o inhibir la formación o depositación de sólidos orgánicos, tales como parafinas y asfáltenos. Como con el uso de calentadores de fondo, solamente afecta la parte productora del pozo y su vecindad inmediata, en la práctica, tales aplicaciones están consideradas como tratamientos de estimulación y prevención. En algunas partes del mundo se han usado diferentes formas de calentamiento por medio de quemadores y de calentadores eléctricos, mediante inyección intermitente de fluidos calientes en los pozos productores o por la simple circulación de fluidos calientes, pero estas aplicaciones han disminuido en épocas recientes, en comparación con el énfasis inicial dado a los calentadores de fondo, según el informe presentado por la publicación del API, *History of Petroleum Engineering*.

La combustión In Situ en yacimientos petrolíferos, probablemente ocurrió durante la ejecución de proyectos de inyección de aire usados a principios de siglo para mejorar la extracción de petróleo. En 1920, Wolcott y Howard consideraron algunos elementos claves de los procesos de combustión subterránea para yacimientos petrolíferos, incluyendo la inyección de aire para quemar parte del crudo, a fin de generar calor y reducir la viscosidad y proporcionarle al mismo tiempo la fuerza de desplazamiento de crudo. Estos mismos aspectos fueron reconocidos por patentes emitidas en 1923.

La primera publicación sobre una operación de campo del proceso de combustión a gran escala corresponde a las llevadas a cabo en Rusia, en 1933, las cuáles fueron realizadas en vetas de carbón. Este proceso se conoce como proceso In Situ para gasificación de carbón (In Situ Coal Gasification Process). El primer intento de aplicación de este proceso a yacimientos petrolíferos ocurrió también en ese mismo país en 1934.

La combustión In Situ, tal como es conocida en la actualidad, se desarrolló rápidamente en Estados Unidos, a partir de las investigaciones de laboratorio publicados en 1953. Estos investigadores visualizaron una onda de calor móvil (Ej. El calor dejado atrás en la zona quemada sería llevada corriente abajo por el aire inyectado a temperatura ambiente). Inmediatamente, una sucesión de artículos técnicos siguió a estas primeras publicaciones.

El uso de la inyección continua de vapor comienza entre los años 1931-1932, cuando se inyectó vapor de 235 días en una arenisca de 5.5 metros de espesor, a una profundidad de 100 metros, en la parcela Wilson y Swain, cerca de Woodson, Texas, EU. No hay registro aparente de la inyección de vapor en los siguientes 20 años hasta el proyecto piloto que funcionó en Yorba Linda, California, EU. Los primeros proyectos de inyección continua de vapor en gran escala se realizaron en Schoonebeek, Holanda y Tía Juana, Estado Zulia, en Venezuela.

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 Zulia, en Venezuela. Hoy en día, la inyección alternada de vapor (también conocida como inyección cíclica de vapor, remojo con vapor o estimulación con vapor) es un método de recuperación térmica muy utilizado.

La utilización de las reglas de escalamiento y de los modelos físicos a escala ha desempeñado un papel importante en el desarrollo de los procesos de inyección continua y de inyección alternada de vapor. El primer registro de un proceso de inyección de gas caliente en un yacimiento petrolífero lo cubre el propuesto por Lindsly en 1928. Lindsly reconoció que el crudo se podía someter a pirolisis y los compuestos ligeros del crudo podían ser despojados preferencialmente y al condensarse, aumentaría la densidad API y disminuiría la viscosidad de los crudos. La primera prueba de campo reseñada tuvo lugar en el municipio Chusov, Rusia en 1935.

En los desplazamientos térmicos, el fluido se inyecta continuamente en un número de pozos inyectoros, 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 los gastos de flujo. En los tratamientos de estimulación térmica, solamente se calienta la parte del yacimiento cercana a los pozos productores. Aquellas fuerzas impelentes en el yacimiento, como la gravedad, el gas en solución y el desplazamiento por agua natural, afectan las producciones mejoradas de extracción, una vez que se reduce la resistencia al flujo.

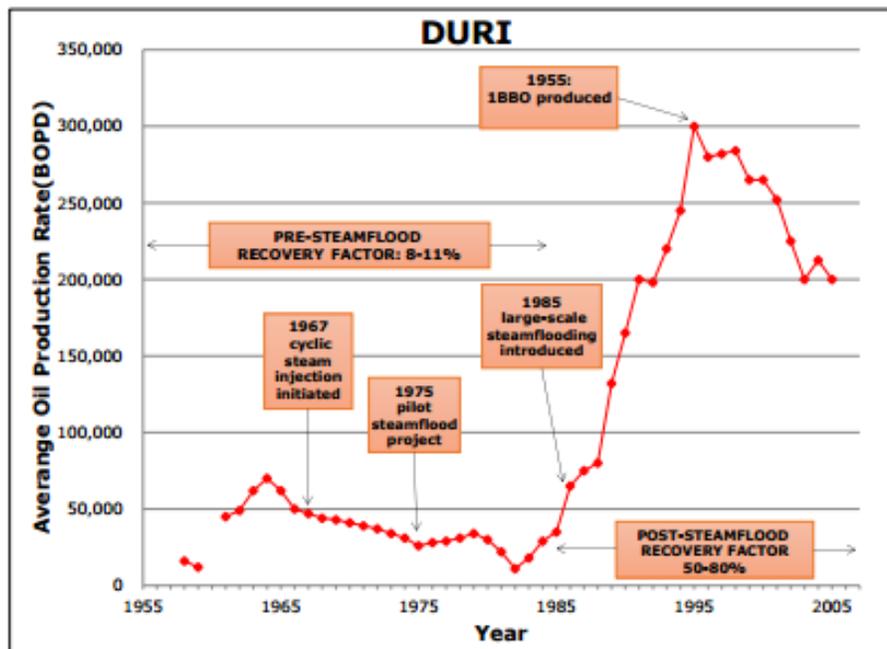
En este tipo de tratamientos, la reducción de la resistencia al flujo también puede resultar en la remoción de sólidos de los orificios del revestidor, de la tubería ranurada, de la malla de alambre o de los poros de la roca que forman el yacimiento.

Los tratamientos de estimulación también pueden ser combinados con los desplazamientos térmicos y en este caso, las fuerzas impelentes son ambas: naturales y compuestas.

1.3 CASO DE ÉXITO INTERNACIONAL: DURÍ

El campo Duri se ubica en la Cuenca Central de Sumatra en Indonesia. Tiene un volumen original aproximado de 6,280 millones de barriles de petróleo con una densidad de 20 °API almacenando en roca siliciclástica, el yacimiento principal se encuentra en la Formación Sihapas (Fig. 12).

FIGURA 12. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO DURÍ.



Fuente: CNH

Inició su explotación en el año 1958 y durante dos años se aprovechó la recuperación de 9%. En los años 60s y 70s del siglo pasado se probaron distintas técnicas de Recuperación Mejorada, de las cuales sobresalió la inyección de vapor. Posteriormente, en 1985 se inició la inyección continua de vapor a gran escala y durante 51 años más (hasta 2011) se obtuvo un factor de recuperación adicional de 51%. Es decir, en 53 años de producción, el proceso de Recuperación Mejorada aportó 85% del aceite recuperado.

En la gráfica anterior se presenta el historial de gasto de producción del campo Duri. Destacan el piloto de inyección de vapor de 1975, y la masificación de la inyección de gas en 1985. Se puede observar que en el periodo de 1985 a 1995 el ritmo de producción de aceite creció de manera exponencial, llegando a producir 300,000 barriles por día de aceite para llegar a acumular 1,000 millones de barriles en este periodo.

1.4 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS

A continuación, se presenta una breve descripción de los procesos térmicos de extracción más comúnmente usados en la Industria Petrolera.

1.4.1 INYECCIÓN DE VAPOR

Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

En la inyección continua de vapor, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento de petróleo de este tipo de proceso son:

- Expansión térmica de fluidos del yacimiento,
- Reducción de la viscosidad del petróleo y,
- Destilación con vapor

Siendo este último quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos por empuje por gas y por extracción de solventes.

Uno de los procesos de inyección de vapor más utilizados en la actualidad, es el de la inyección alternada de vapor (también conocido como inyección cíclica de vapor, remojo con vapor, estimulación con vapor). Esta técnica consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un periodo determinado, luego del cual el pozo es cerrado por un tiempo (para la suficiente distribución de calor inyectado). Después de esto, el pozo es puesto nuevamente en producción. Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante la inyección Cíclica de vapor son: disminución de la viscosidad del petróleo, expansión térmica de los fluidos de la formación, compactación de la roca –yacimiento en caso de existir, etc.

1.4.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CYCLIC STEAM STIMULATION)

La inyección cíclica con vapor también se denomina impregnación con vapor o método "Huff and Puff" (nombre como se conoce en la industria). Es el método de recuperación térmica en el que se inyecta vapor en un pozo y luego se vuelve a poner en producción. Un proceso de inyección cíclica con vapor incluye tres etapas:

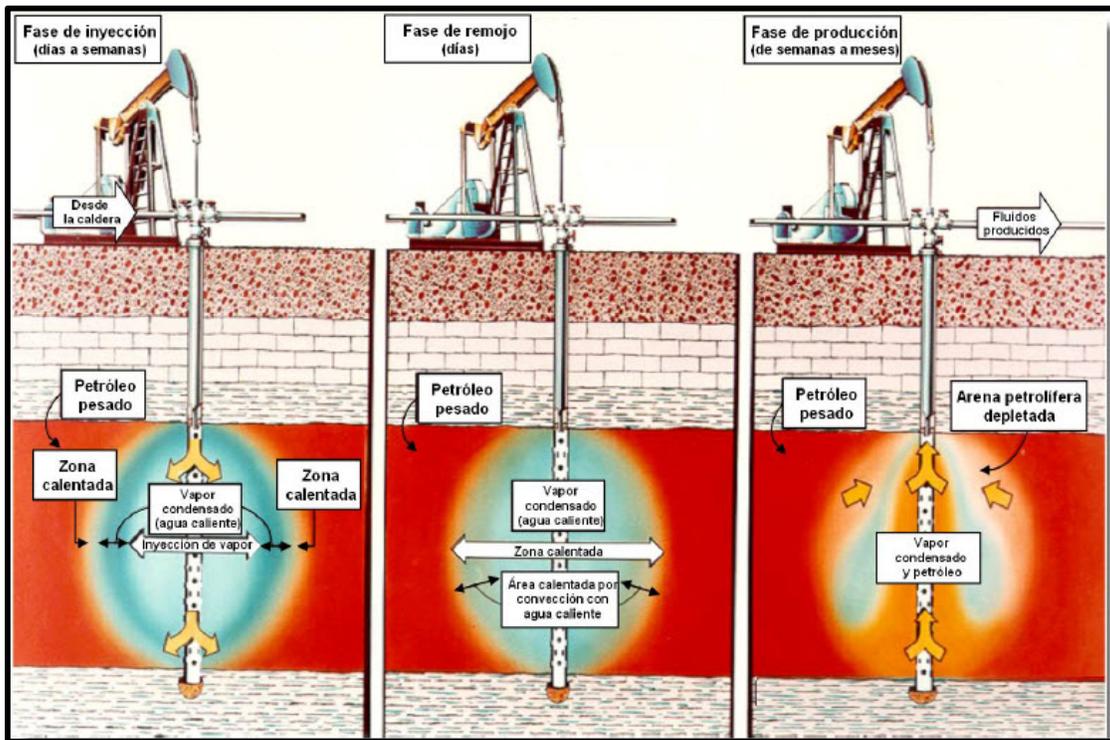
- La primera etapa es la inyección, durante la cual se introduce un volumen de vapor en el yacimiento.
- La segunda etapa, o fase de impregnación, requiere cerrar el pozo durante varios días para permitir la distribución uniforme del calor para reducir la viscosidad del petróleo.

- Por último, durante la tercera etapa, se produce el petróleo diluido a través del mismo pozo. Se repite el ciclo tanto tiempo como sea redituable la producción de petróleo.

La inyección cíclica con vapor se utiliza de manera extensiva en yacimientos de petróleo pesado, arenas bituminosas y, en algunos casos, para mejorar la inyektividad antes de operaciones de inundación con vapor o combustión en sitio.

La inyección cíclica de vapor (también conocida como, remojo con vapor, inyección alternada de vapor), es uno de los métodos de inyección de vapor más ampliamente usados en el presente tiempo). Esta popularidad deriva de la fácil aplicación de este 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 de desplazamiento para la recuperación de petróleo, los cuales tardan meses antes de notarse un incremento en la producción (Fig. 13).

FIGURA 13. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

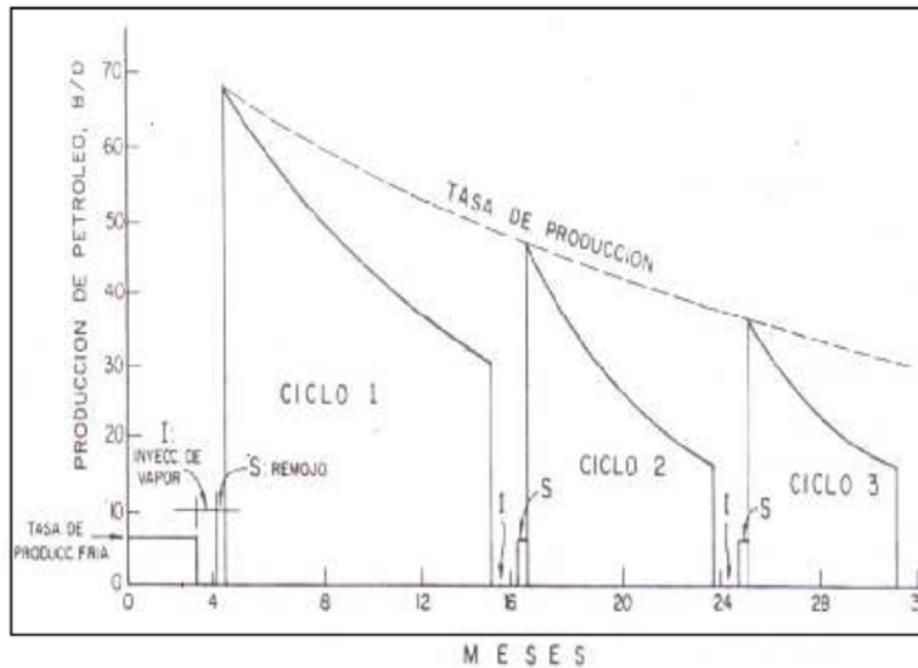


Fuente: [Canadian Association of Petroleum Producers](#), publication, 2014.

Una vez que el pozo es puesto en producción, este producirá a un gasto mayor durante un cierto período que en general, puede ser del orden de 4 a 6 meses, y luego declinará a la producción original. Un segundo ciclo de inyección puede emplearse, y de nuevo la producción aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor.

En la literatura técnica se han reportado hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos. La Fig. 14 presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

FIGURA 14. PROCESO DE INYECCIÓN.



Fuente: Courtesy of the [Canadian Association of Petroleum Producers, 2002.](#)

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, puede utilizarse también para yacimientos de cualquier tipo de crudo.

Existen dudas en cuanto al hecho de que la inyección cíclica de vapor aumenta la producción, pues los incrementos de producción se presentan por un corto periodo. Además, se cree que la aplicación intensa de este proceso en un yacimiento, podría hacer imposible o ineficiente el uso futuro de métodos de desplazamiento para la recuperación de petróleo, tales como inyección continua de vapor, combustión In Situ, desplazamientos miscibles, etc.

Por lo tanto, es importante considerar todos los aspectos de la operación, como también los métodos alternativos de recuperación de petróleo antes de iniciar un proceso de inyección cíclica.

PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

ETAPA DE INYECCIÓN

Consiste en inyectar vapor durante 2 o 3 semanas a través del pozo inyector/productor. La inyección debe ser la máxima posible con el fin de evitar que la cantidad de calor que se pierden en las paredes del pozo sea elevada y minimizar el tiempo que el pozo está sin producir, también lograr el máximo radio calentado y la máxima temperatura en la zona calentada, igualmente se debe tener en cuenta que la presión de inyección no exceda la presión de fractura que presenta el yacimiento.

ETAPA DE REMOJO

Consiste en mantener el pozo cerrado por un determinado tiempo el cual va a depender de la experiencia del campo y del yacimiento a ser aplicado el proceso.

Yacimientos activos por mecanismos de producción primaria que presentan altas presiones es recomendable que el tiempo de remojo sea prolongado de modo que el vapor se desplace a través del medio poroso y disipe el calor del yacimiento, este periodo no debe ser largo ya que el vapor se condensaría y la saturación de agua aumentaría excesivamente.

En yacimientos activos por mecanismos de producción primaria que presentan bajas presiones se recomienda dejar menor tiempo de remojo con el fin de utilizar el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo para efectuar un mejor desplazamiento.

ETAPA DE PRODUCCIÓN

Consiste en abrir el pozo a producción una vez considerado que el yacimiento ha sido calentado y el petróleo se encuentra en mejores condiciones para ser producido. Al comienzo puede observarse una elevada producción de agua, debido a que mucho del vapor se condensa en las cercanías del pozo, pero al cabo de un tiempo comienza la producción normal de petróleo. Esta etapa culminará cuando el pozo presente producciones similares a las presentadas por producción en frío o producciones no rentables

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO

Tabla 5. Ventajas y desventajas (CSS).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• La producción de hidrocarburo se elevará rápidamente a elevados gastos.• Por el bajo contacto del vapor y el petróleo, ocurre menos producción de H₂S que en otros métodos• No es crítico a las heterogeneidades del yacimiento.• Es un proceso altamente rentable y el tiempo de retorno de la inversión es menor a otros métodos.	<ul style="list-style-type: none">• Si el pozo se encuentra cerca de un acuífero, se puede provocar un incremento de la producción de agua.• Se crea una zona de alta saturación de agua, ya que más del 50% de agua que se inyecta en forma de vapor se queda en el yacimiento• El condensado del vapor puede reaccionar con las arcillas hidratándolas y reduciendo la productividad del pozo• Acelera el mecanismo de compactación, lo que crea subsidencia en la superficie.

1.4.3 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (STEAM FLOODING)

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento, y como tal, es más eficiente desde el punto de vista de la recuperación final que la estimulación con vapor, consiste en inyectar vapor en forma continua a través de pozos inyectoros y producir el petróleo por otros pozos. Los pozos de inyección y producción se pueden perforar en arreglos, tal como en la inyección de agua.

En la actualidad se conocen proyectos exitosos y de inyección continua de vapor en el mundo, muchos de los cuales fueron inicialmente proyectos de inyección cíclica, que luego se convirtieron a inyección continua en vista de las mejores perspectivas de recuperación: 6 - 15% para cíclica vs. 20 - 30% para continua.

La inyección continua de vapor difiere 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 ligeras del crudo se destilen y sean transportadas como componentes de hidrocarburos en la fase gaseosa. 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.

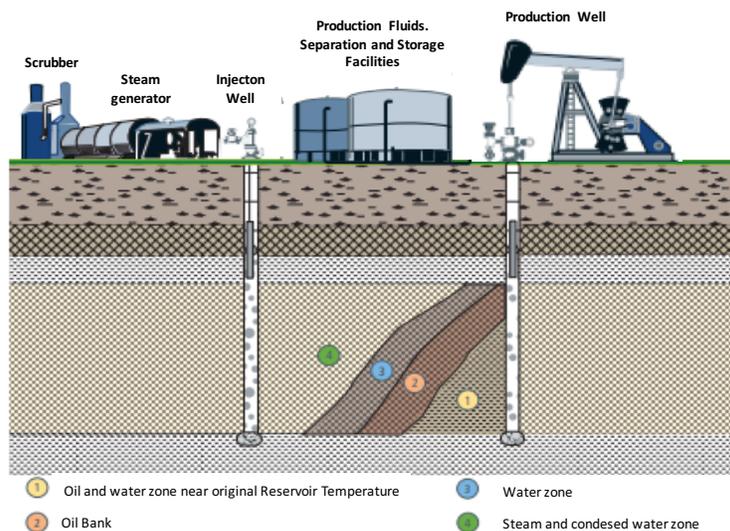
Cuando se inyecta vapor en forma continua a una formación petrolífera, el petróleo es producido por causa de tres mecanismos básicos: destilación por vapor, reducción de la viscosidad y expansión térmica, siendo la destilación por vapor el más importante.

Otros fenómenos que contribuyen a la recuperación de petróleo son la extracción con solventes, empuje por gas en solución y desplazamientos miscibles por efecto de la destilación por vapor. Las magnitudes relativas de cada uno de estos efectos dependen de las propiedades del petróleo y del medio poroso en particular.

PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

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 del petróleo no vaporizado es dejada 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.

FIGURA 15. PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.



Fuente: Adaptación del documento EOR – IOR de CNH, 2014.

Desde este 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. 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 de inyección será mayor que lo que se inyecta como vapor, debido a la capacidad expansiva del vapor.

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 por inyección de agua fría convencional. Sin embargo, la expansión térmica del petróleo aun será responsable de una recuperación del orden del 3% al 5% del petróleo In Situ.

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 ligeros 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 ligeros, los cuales son transportados hacia adelante 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% del petróleo in situ.

El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes ligeros, lo cual causa un efecto 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 sido posible de evaluar cuantitativamente.

Otro mecanismo que opera en la zona de vapor es el empuje por gas en solución ya que el vapor es una fase gaseosa. La recuperación por este factor puede ser del orden del 3% de la recuperación total.

Aún queda por evaluarse la formación de CO₂ (y de otros gases en menores cantidades) resultante de las reacciones entre el vapor y el crudo (o de cualquier otra fuente), proceso conocido como acuatermolisis, el cual también puede actuar como mecanismo de desplazamiento.

En la Tabla 6, se muestran las ventajas y desventajas del método.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO

Tabla 6. Ventajas y desventajas (*Steam flooding*).

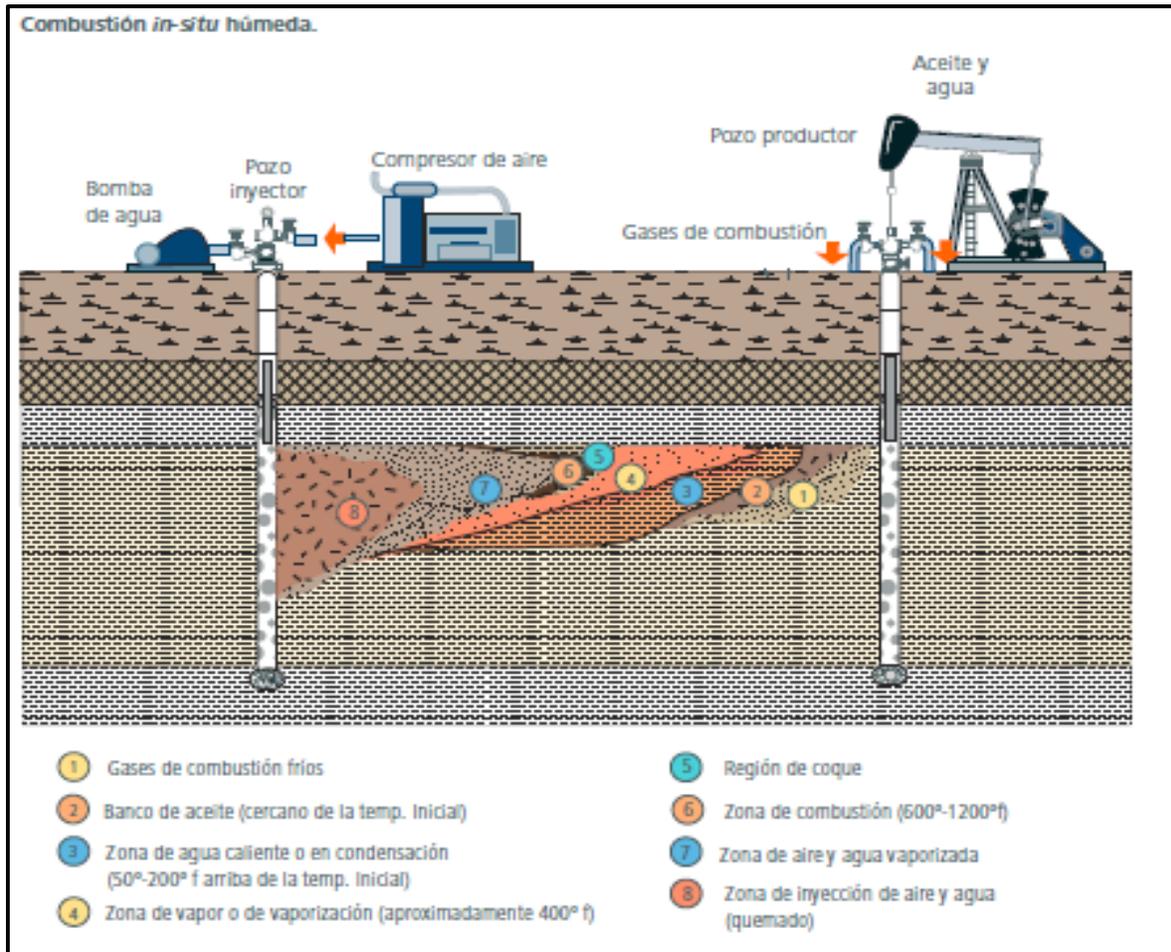
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Altos factores de recuperación en comparación de otros métodos, tales como la inyección de agua caliente, la inyección continua de vapor presenta mayores porcentajes de eficiencia areal, vertical y de desplazamiento. • Su factor de recuperación puede alcanzar hasta el 50%. • Se puede aplicar a una gran variedad de yacimientos por las características que posee. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se tienen altos costos para producir vapor, diseño de líneas de vapor en la superficie y de los pozos de inyección. • Segregación del vapor hacia la parte superior del yacimiento si se tienen espesores pequeños, o si los disparos no se encuentran en la parte inferior del yacimiento. • Hinchamiento de arcillas, al condensarse el vapor inyectado. • Producción de H₂S en crudos con alto nivel de azufre. • Producción de emulsiones que en algunos casos son difíciles de romper.

1.4.4 COMBUSTIÓN IN SITU

La Combustión In Situ implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores. Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la Combustión In Situ en un yacimiento, denominadas: Combustión Convencional o hacia adelante (“forward combustión”) y Combustión en Reverso o Contracorriente (“Reverse Combustión”).

En la primera de ellas se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada Combustión Húmeda, la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua/aire inyectado, en: Húmeda normal, incompleta y superhúmeda. Las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento, reduciendo así los costos del proceso (Fig. 16).

FIGURA 16. PROCESO DE LA COMBUSTIÓN IN SITU.



Fuente: Adaptación del documento EOR – IOR de CNH.

En la Fig. 17 se puede apreciar los diferentes tipos de combustión in situ empleados en el yacimiento, posteriormente se explicará brevemente en que consiste cada uno.

PROCESO DE COMBUSTIÓN IN SITU

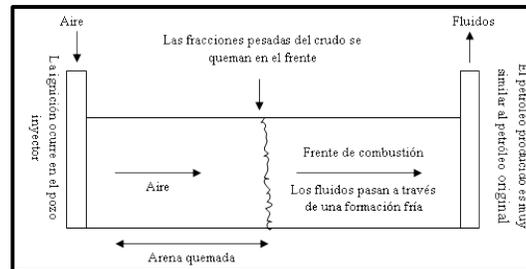
Generalmente se inicia bajando un calentador o quemador en el pozo inyector, posteriormente se inyecta aire hacia el fondo del pozo y se pone en marcha el calentador hasta lograr el encendido. Luego, los alrededores del fondo del pozo son calentados, se saca el calentador y se continúa la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión.

CLASIFICACIÓN

1. COMBUSTIÓN CONVENCIONAL O "HACIA ADELANTE"

Es también llamada combustión seca ya que no existe inyección de agua junto con el aire. La combustión es hacia adelante debido a que la zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos, es decir desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

FIGURA 17. PROCESO DE LA COMBUSTIÓN IN SITU CONVENCIONAL.



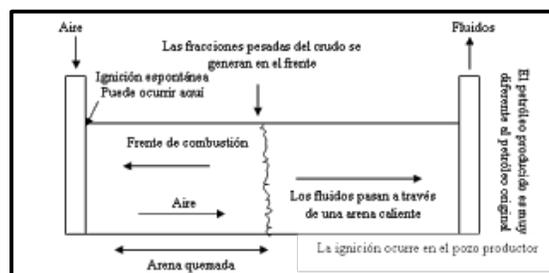
Fuente: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/combustion-in-situ.html>

Como se observa en la Fig. 17, se inyecta aire, esto se hace con la finalidad de oxidar el petróleo, sin embargo, se producen grandes volúmenes de gases residuales los cuales causan problemas mecánicos. El calor se va generando a medida que el proceso de combustión avanza dentro de una zona de combustión muy estrecha hasta una temperatura alrededor de 1200° F. Inmediatamente delante de la zona de combustión ocurre el craqueo del petróleo, esto origina el depósito del coque que se quemará para mantener la combustión. La zona de combustión actúa como un pistón y desplaza todo lo que se encuentra delante de su avance.

2. COMBUSTIÓN EN REVERSA

En este tipo de combustión la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la dirección del flujo de fluidos y la combustión se enciende en los pozos productores. Como se puede apreciar en la Fig. 18, la zona de combustión se mueve en contra del flujo de aire, los fluidos producidos fluyen a través de las zonas de altas temperaturas (500 – 700° F) hacia los pozos productores, originándose así una reducción en la viscosidad del petróleo y por consiguiente el aumento de la movilidad.

FIGURA 18. PROCESO DE LA COMBUSTIÓN EN REVERSA



Fuente: Magdalena Paris de Ferrer. Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros. Pág. 343-347, 2014.

3. COMBUSTIÓN HÚMEDA

Consiste en inyectar agua en forma alternada con aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire, esto se logra gracias a que al inyectar el agua parte de ésta o toda se vaporiza y pasa a través del frente de combustión transfiriendo así calor delante del frente.

En la Tabla 7, se muestran las ventajas y desventajas del método.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO

Tabla 7. Ventajas y desventajas (Combustión In - Situ).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Es fácil tener disponibilidad del aire y puede inyectarse aún en zonas donde es imposible hacerlo con agua o gas.• A escala de poro se tiene una elevada eficiencia de desplazamiento.• Alta eficiencia de recuperación.• Más rápido que otros métodos, especialmente comparado con respecto a procesos de recuperación secundaria.• Es más eficiente utilizar gas natural para el mantenimiento de la presión, debido a su característica de menor compresibilidad y solubilidad.• El gas que queda ocupando el yacimiento no tiene valor comercial.• La relación de volumen de CO₂ por volumen de aceite recuperado es menor comparado a otros métodos.	<ul style="list-style-type: none">• Se puede obtener una relación de movilidades desfavorable.• Se tiende a tener un mayor barrido por la parte alta del yacimiento, por lo tanto, la eficiencia de barrido será baja en formaciones de grandes espesores.• Se requieren grandes inversiones de capital además de ser un proceso de difícil control.• Puede existir una mala canalización debido a la heterogeneidad del yacimiento.• Desfavorable relación de movilidad entre el gas y el petróleo movilizado hacia la zona fría.• Una baja porosidad y saturación llevará a mayores pérdidas de calor.

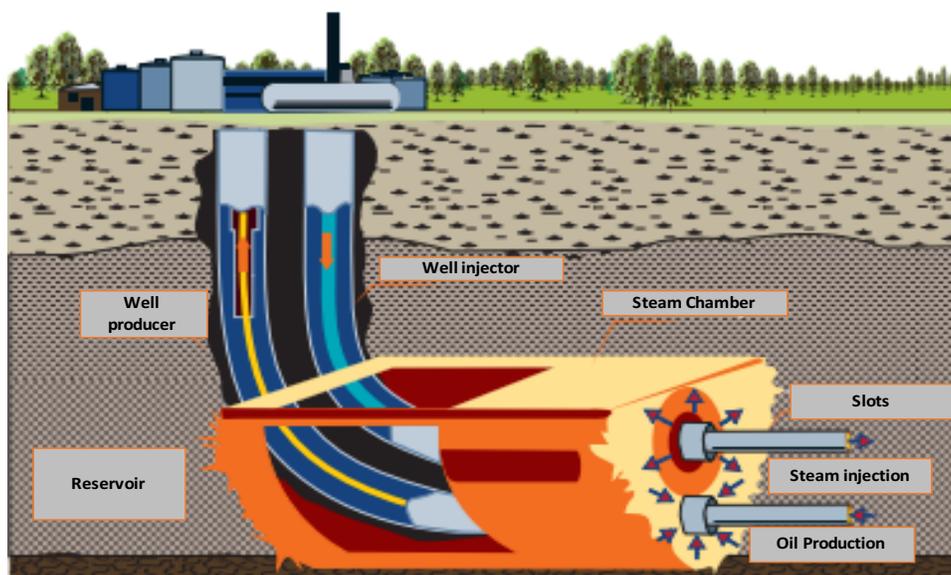
1.4.5 SAGD (STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE)

La intención en el desarrollo del SAGD fue desarrollar un método que permitiera que el petróleo pesado o bitumen pudiera ser removido en una manera sistemática con el objeto de obtener un mayor recobro de lo que es posible en procesos convencionales de inyección de vapor, donde el petróleo se mueve desplazado por los fluidos inyectados.

PROCESO DE SAGD

El proceso SAGD también conocido como drenaje gravitacional asistido con vapor, en su concepción original es una modalidad de la inyección continua de vapor que incorpora la utilización de dos pozos horizontales colocados paralelamente, en donde el pozo inyector de vapor se encuentra en la parte superior y el productor en la parte inferior de la zona de interés. El proceso SAGD, desarrollado por la división de Investigación de Crudos Pesados de Esso Resources en Canadá, se basa en el efecto o efectos que produce el crecimiento de la cámara de vapor (“Steam Chamber”) tanto lateral como verticalmente, cuando ocurre la inyección continua de vapor, en donde el vapor que fluye dentro de la cámara se condensa en la interfase y el calor liberado es transferido hacia la región del yacimiento que rodea la cámara. El petróleo que se encuentra en las vecindades de la cámara se calienta y empieza a moverse debido a la reducción de la viscosidad. La fuerza de gravedad guía el movimiento del petróleo desde los alrededores del perímetro de la cámara hacia el pozo productor, en una dirección aproximadamente paralela a la interfase. El condensado del vapor fluye junto con el petróleo, expandiéndose la cámara a medida que estos fluidos se producen (Fig. 19). El proceso SAGD ha sido implementado a nivel mundial desde 1984. Actualmente, existen más de 20 pruebas piloto y el proyecto DOVER que está en una fase semi-comercial.

FIGURA 19. PROCESO SAGD.



Fuente: Adaptación del documento EOR – IOR de CNH, 2014.

En la Tabla 8, se muestran las ventajas y desventajas del método.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO

Tabla 8. Ventajas y desventajas (SAGD).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">Aunque el pozo inyector y el pozo productor están bastante cerca en dirección vertical, el vapor asciende continuamente y crece en sentido horizontal también, permitiendo drenar petróleo de un área bastante grande.El petróleo permanece caliente y fluye hacia el pozo de producción. En la inyección de vapor convencional, el petróleo desplazado por el vapor se enfría y es más difícil desplazarlo hacia el pozo de producción	<ul style="list-style-type: none">Costo del combustible requerido por pie³ de vapor. Este costo se ha elevado rápidamente debido al precio del combustible principal, el gas natural.La cantidad de agua producida es casi igual a aquellas del vapor inyectado.

1.4.6 HASD (HORIZONTAL ALTERNATING STEAM DRIVE)

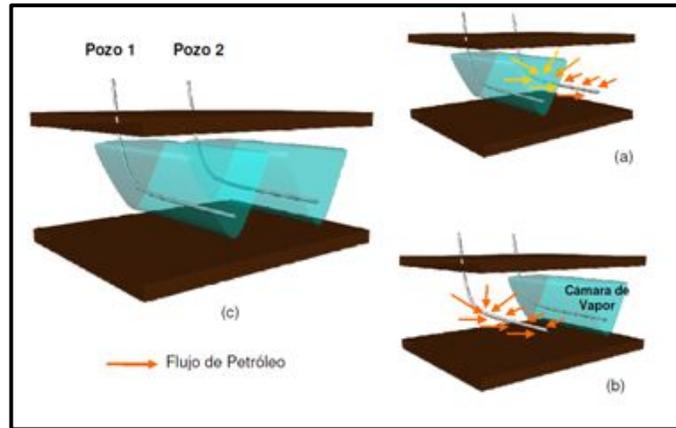
El proceso HASD, “Horizontal Alternating Steam Drive” o Desplazamiento con vapor en pozos horizontales de forma alternada, es un proceso de recuperación térmica que integra tecnología de pozos horizontales, con inyección cíclica e inyección continua de vapor y es una opción interesante para mejorar la explotación de yacimientos de crudos pesados y extra pesados, en arenas delgadas y muy delgadas, donde la eficiencia térmica y la construcción de pozos para la aplicación de otros métodos de recuperación térmica como SAGD e ICV, se ven comprometidos. El método HASD fue modelado mediante la simulación numérica en las arenas delgadas del área de San Diego, del bloque Junín, con el fin de generar la mejor simulación que maximizara el petróleo producido y redujera la relación Vapor/Petróleo. Los resultados reflejados generaron un incremento significativo del petróleo recuperado con respecto a la producción en frío, es decir, sin que se produzca un calentamiento en el yacimiento.

PROCESO DE HASD

Consiste en el uso de un patrón repetitivo de pozos cuyo esquema básico consta de dos pozos horizontales, paralelos entre sí y al plano de echado del estrato, que drenan el yacimiento actuando cada pozo alternativamente como productor de hidrocarburos e inyector de vapor durante cada período o tiempo de ciclo.

Los principales mecanismos de recuperación de este proceso son la reducción de viscosidad con temperatura y el desplazamiento con vapor de forma horizontal entre el pozo inyector-productor (Fig. 20).

FIGURA 20. PROCESO HASD.



Fuente: www.petroleoamerica.com/2011/04/inyeccion-alterna-de-vapor-en-pozos.html

En la Fig. 20 (a) podemos observar cómo se genera la cámara de vapor en uno de los pozos, mientras que el siguiente pozo actúa como productor.

La Fig. 20 (b) muestra como en el siguiente ciclo el pozo que inicialmente era productor fue cambiado a inyector mientras que el que anteriormente inyectaba vapor ahora produce petróleo.

Mientras que la Fig. 20 (c) muestra el impacto de la inyección progresiva de vapor por ambos pozos, durante ciclos sucesivos, generando el calentamiento del yacimiento y sus fluidos.

Esta combinación de la Inyección Cíclica de Vapor y la Inyección Continua de Vapor en un mismo esquema de producción, proyecta al HASD como un proceso más eficiente que los anteriores desde el punto de vista de aceleración de la producción y factor de recobro. Estos pozos requieren un acondicionamiento especial, tanto de la cementación como de las instalaciones del pozo para resistir las elevadas temperaturas a las cuales estarán expuestos. El proceso puede incluir un período de calentamiento inicial de la formación, así como un periodo de cierre o “remojo” entre ciclos.

En la Tabla 9, se muestran las ventajas y desventajas del método.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO

Tabla 9. Ventajas y desventajas (HASD).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> Se pueden requerir menos pozos para este proceso en comparación con SAGD, lo cual daría un beneficio económico. Aplicabilidad en yacimientos con poco espesor. 	<ul style="list-style-type: none"> No se puede utilizar en aceites extra-pesados como el bitumen y con características similares, ya que se necesita formar un gradiente de presión entre los pozos que forman el arreglo. El área de drene es similar a otros métodos.

CAPÍTULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE ARENISCAS

Consiste en la integración de la información geofísica, petrofísica, geológica y de ingeniería para generar un modelo geológico del yacimiento con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo.

Un modelo geológico de un volumen específico del subsuelo incorpora todas las características geológicas del yacimiento. Estos modelos se utilizan para cuantificar características dentro del volumen del subsuelo que son relativamente estables durante largos períodos de tiempo y pueden, por consiguiente, considerarse estáticas. Estos atributos incluyen el modelado de la forma estructural y los espesores de las formaciones dentro del volumen del subsuelo, junto con sus litologías y las distribuciones de porosidad y permeabilidad. Estas dos últimas características a menudo varían significativamente de una ubicación a otra dentro del volumen, lo que genera heterogeneidad. Sin embargo, la porosidad y la permeabilidad son estables en el marco temporal casi geológico y no cambian debido al movimiento de fluidos o gases a través de los espacios porosos en las formaciones.

El resultado de la caracterización de yacimientos es un modelo estático y a veces denominado "modelo geológico". Este modelo se utiliza como insumo en la simulación numérica de yacimientos, durante la cual los ingenieros de yacimientos agregan otras características dinámicas del yacimiento, como producciones, presiones, funciones de saturación roca – fluido, composiciones de los fluidos, entre otras. Estas propiedades cambian con el tiempo debido al movimiento de los fluidos a través de los espacios porosos de las formaciones.

Las simulaciones detalladas de yacimiento (modelos dinámicos) que se basan en caracterizaciones de yacimiento desarrolladas con exactitud (modelos estáticos) son necesarias para optimizar el emplazamiento del pozo y la planificación del desarrollo del campo. En caso de no existir datos de producción en el campo, el modelo estático inicial se usa como información de entrada en la aplicación de métodos volumétricos para estimar el potencial del yacimiento con el objetivo de determinar si es o no rentable su explotación, evaluando las zonas potenciales de producción.

2.1 FORMACIÓN DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

Toda roca está expuesta a los agentes geológicos externos. Estos agentes alteran y destruyen las rocas, originando fragmentos que pueden ser transportados y, por último, sedimentados. El depósito de estos materiales se realiza en las zonas más bajas de la superficie del Planeta. Estas zonas son fondos oceánicos, o fondos de grandes lagos. A estas zonas se las denomina cuencas sedimentarias.

La sedimentación detrítica tiene lugar, como consecuencia de la pérdida de energía del medio de transporte, que hace que este se interrumpa, con lo que las partículas físicas que son arrastradas tienden a depositarse por decantación. Se originan así los **sedimentos**, y a partir de éstos, y mediante el proceso de **diagénesis**, las **rocas sedimentarias detríticas**. Entre ambas, rocas y sedimentos, las más comunes son las arenas y areniscas y las rocas arcillosas (lutitas o pelitas). Además, a menudo estos materiales contienen minerales de interés minero, que se depositan conjuntamente con el resto de la roca (caso de los yacimientos de tipo **placer**), o se introducen en la misma aprovechando su alta **porosidad** y **permeabilidad** (caso del agua, del petróleo, del gas natural).

2.1.1 TIPOS DE ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas sedimentarias pueden ser de distintos tipos:

ROCAS DETRÍTICAS

Son rocas formadas por fragmentos que provienen de la erosión de otras rocas. En muchas ocasiones podemos observarlos a simple vista e identificar la roca originaria (Fig. 21). Estos fragmentos se denominan clastos. Ejemplos de estas rocas son las *areniscas*, las arcillas, las pudingas o las brechas.

FIGURA 21. ROCAS DETRÍTICAS.



Fuente: Apuntes Geología, Ing. Berrio Eduardo, 2012.

ROCAS CALIZAS

Formadas por carbonato cálcico, pueden tener distintos orígenes:

- Biológico: debido al depósito de fragmentos de seres vivos, como conchas o caparazones.
- Químico: debido a la precipitación de sales de carbonato disueltas en agua.
- Detrítico: debido a la compactación de antiguas rocas calizas.
- Caliza fosilífera. Se pueden apreciar restos de fósiles de bivalvos.

ROCAS EVAPORÍTICAS

Proviene de la precipitación de sales al evaporarse el agua. Ejemplos son la halita (sal común) o los yesos. Este tipo de rocas forma sedimentos horizontales al precipitar.

SEDIMENTOS Y ROCAS SEDIMENTARIAS DETRÍTICAS

Son la consecuencia directa de la sedimentación de las partículas físicas arrastradas por las aguas, el viento o el hielo. A su vez, es posible diferenciar dos formas de depósito, en función del tamaño y naturaleza de las partículas:

- Las de *tamaño superior a 4 micras* suelen ser granos minerales, entre los cuales los más comunes son los de cuarzo, seguidos de los de feldespatos, así como fragmentos líticos. En el detalle, en lo que se refiere a la naturaleza de los granos minerales, las posibilidades son prácticamente ilimitadas: granos de otros silicatos (micas, piroxeno, anfíbol...), de óxidos (magnetita, ilmenita, cromita...), incluso de metales nativos, como el oro; estos granos viajan arrastrados por el agua o viento, en suspensión o como carga en fondo, y al disminuir la energía del medio de transporte se depositan casi de inmediato (proceso físico: decantación). A estas partículas se les llama clastos.

- Las de *tamaño inferior a 4 micras* suelen corresponder a minerales de la arcilla, y en este caso el transporte se produce en suspensión coloidal, lo que hace que puedan seguir siendo transportados incluso mediante aguas no agitadas. El depósito en este caso se produce por el proceso físico-químico de floculación, que puede tener lugar de forma conjunta y simultánea al depósito físico de las partículas, o con posterioridad, en zonas tranquilas. En el primer caso se origina la matriz de las rocas detríticas, es decir, la componente intergranular fina, arcillosa, de los conglomerados y arenas o areniscas, mientras que en el segundo se da origen a las rocas arcillosas (lutitas, pelitas).

El principal carácter diferenciador de los sedimentos y rocas sedimentarias es su tamaño de grano. En concreto, la escala más utilizada es la de *Wenworth*, que diferencia entre las variedades gruesas, de diámetro superior a 2 mm (gravas, conglomerados, pudingas, brechas), las de grano intermedio (*arenas y areniscas*), de diámetro comprendido entre 2 mm y 64 mm, y las de grano fino, entre 64 y 4 mm, y que corresponden a los limos y limolitas, como se muestra en la Fig. 22.

FIGURA 22. CLASIFICACIÓN DE WENWORTH.

Diametro			Sedimento	Roca
mm	micras	φ		
4.096		-12	GRAVA BLOQUES	CONGLOMERADOS
256		-8		
64		-6	CANTOS	ARENISCAS
4		-2		
2		-1	Arena muy gruesa	ARENISCAS
1		0	Arena gruesa	
0,5	500	1	Arena media	
0,25	250	2	Arena fina	
0,125	125	3	Arena muy fina	LUTITAS LIMOLITAS
0,062	62	4	Limo grueso	
0,031	31	5	Limo medio	
0,016	16	6	Limo fino	
0,008	8	7	Limo muy fino	
0,004	4	8	Arcilla	ARCILLITAS

Fuente: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/wentworth_scale.aspx, 2014.

El hecho de que se trate de sedimentos sueltos o de rocas ya consolidadas marca también una diferencia considerable: las gravas y arenas son los materiales sueltos, mientras que los conglomerados (o brechas) y areniscas son rocas compactas, en las que los granos o clastos están más o menos sólidamente cementados. En las variedades más finas, los sedimentos no consolidados reciben el nombre de limos, arcillas o lutitas, mientras que las rocas se denominan limolitas o arcillitas, o, cuando desarrollan una cierta esquistosidad por metamorfismo forman las pizarras.

2.2 LAS ROCAS DETRÍTICAS COMO ALMACÉN DE FLUIDOS

Las rocas detríticas gruesas (arenas/areniscas, gravas/conglomerados) están formadas, como sabemos, por granos, de formas más o menos regulares, lo que hace que entre estos granos exista una alta porosidad, en la que a menudo podemos encontrar fluidos, sobre todo agua, pero además otros, como petróleo o gas natural. La presencia de los correspondientes fluidos en la roca obedece a distintos procesos: el agua puede ser de infiltración de agua de lluvia, o transportada por un río bajo su cauce visible, o almacenada durante el depósito de la roca en forma de fase intergranular. Los hidrocarburos naturales, por su parte, proceden de la liberación de la roca madre en la que se forman, y consecuente migración, hasta acumularse en estas rocas (rocas almacén).

Los parámetros litológicos que definen la posibilidad de aprovechar el fluido son dos: la porosidad y la permeabilidad.

La porosidad es el volumen de huecos de la roca, y define la posibilidad de ésta de almacenar más o menos cantidad de fluido. Se expresa por el porcentaje de volumen de poros respecto al volumen total de la roca (porosidad total o bruta). Además de esta porosidad total, se define como porosidad efectiva la correspondiente a huecos interconectados, es decir, el volumen de huecos susceptibles de ser ocupados por fluidos. Este concepto de porosidad efectiva está directamente relacionado con el de permeabilidad. La porosidad efectiva es, en general, inferior en un 20-50% a la total, dependiendo, sobre todo, del tamaño de grano de la roca: cuanto menor sea este tamaño de grano, más baja será la porosidad efectiva respecto a la total. También influye la forma de los granos.

LA GEOMETRÍA DE LOS CUERPOS

La geometría de los cuerpos arenosos es de importancia práctica para los geólogos dedicados a la exploración del petróleo. El estudio de la geometría de los cuerpos arenosos debería permitirnos predecir la existencia y, en su caso, los límites del yacimiento, con las ventajas prácticas y económicas inherentes a su explotación.

La geometría de un cuerpo arenoso está definida en función de su forma, tamaño y orientación (Rittenhouse, en Peterson y Osmond, 1961), la forma a que hacemos mención, no sólo involucra el largo, ancho y espesor máximo, sino todas las dimensiones intermedias, ya que por ejemplo, un prisma y un lente pueden tener las tres dimensiones idénticas pero "forma diferente".

El tamaño es factor importante pues servirá para diferenciar cuerpos arenosos que tengan la misma forma. Finalmente, la orientación, es también importante en especial si se trata de cuerpos arenosos alargados, por que define su tendencia. La forma de los cuerpos arenosos se halla íntimamente relacionada a la historia sedimentaria y estructural de las unidades roca a las que se hallan ligadas, de ahí la importancia de relacionarla a su origen. La geometría por si sola determina el "rumbo" del cuerpo arenoso en estudio, pero nada puede sugerirnos sobre la extensión del mismo. Es en este instante donde el conocimiento geológico sobre la génesis de los cuerpos arenosos es imprescindible ya que los diferentes ambientes de depositación en los que se originaron los cuerpos en estudio, imprimen en éstos características típicas, que servirán para dar una idea más clara sobre su probable geometría incluyendo su extensión.

Por ejemplo, Bush define como las características principales de canales la tendencia a ser erráticos en su distribución, el conformar cuerpos lenticulares completamente incluidos en una sección lutítica o encontrarse depositados en forma de delgadas capas que se unen lateralmente con otras. Este tipo de deposición deltaica, permite predecir la forma y extensión de los cuerpos arenosos debido a su geometría constante para la amplitud de los mismos y su longitud limitada al tamaño del delta o de un abanico submarino.

Debe tenerse en cuenta que la determinación del origen en función de la geometría tiene sus limitaciones, unas inherentes y otras debidas a nuestro limitado conocimiento del problema. La mayor limitación inherente de la geometría es, por supuesto, su carácter tridimensional, por lo cual es necesaria una cantidad considerable de datos antes de poder definirla correctamente.

Otras limitaciones son: la modificación de la forma por compactación interna; compactación de los sedimentos asociados, erosión posterior, fallamiento, plegamiento, etc.

La reconstrucción de los cuerpos arenosos está directamente ligada al tipo de información disponible y a la habilidad del geólogo para interpretar la información existente. Entre los tipos de información necesaria para la reconstrucción en cuestión tenemos:

- a) Recortes de pozo
- b) Promedios de penetración de pozo
- c) Varios tipos de registro de pozo (SP, Resistividad, etc.)
- d) Información de secciones sísmicas
- e) Información de afloramientos (no siempre disponibles).
- f) Información sobre el comportamiento de hidrocarburos.

Otro tipo de información usualmente estudiada es aquella de carácter secundario obtenida de recortes; tal como la porosidad, permeabilidad, litología o combinación de estos factores.

El problema principal es correlacionar los cuerpos arenosos individuales durante el estudio de reconstrucción de su geometría, es decir definir la equivalencia o falta de ella del cuerpo en estudio, entre pozo y pozo o entre puntos de información. En la determinación de unidades mayores la paleontología y la palinología prestan ayuda invaluable, sin embargo, la correlación de unidades menores se basa generalmente en características litológicas.

La correlación es tanto más difícil cuanto mayor sea el espaciamiento de los datos; cuanto mayor sea la monotonía de la secuencia sedimentaria (falta de litologías distintivas); y cuanto menor sea la persistencia lateral. Se debe añadir además problemas de correlación debidos a efectos tectónicos como plegamiento, fallamiento, etc.

Toda la información recolectada sobre la geometría de los cuerpos arenosos debe ser representada gráficamente para que sea de utilidad práctica. Esta representación comprende, principalmente, la reconstrucción de mapas de isopacas, mapas estructurales, mapas de facies, secciones transversales y diagramas en panel. Cada una de estas representaciones usada individualmente para la interpretación de la geología y geometría, tiene sus limitaciones, de ahí la necesidad de usarlas en forma combinadas.

Durante el análisis de los mapas de isopacas en relación al origen de los cuerpos arenosos, se presentan algunos problemas en la interpretación tridimensional de los mismos.

2.3 LOS YACIMIENTOS DE ARENISCAS EN EL MUNDO

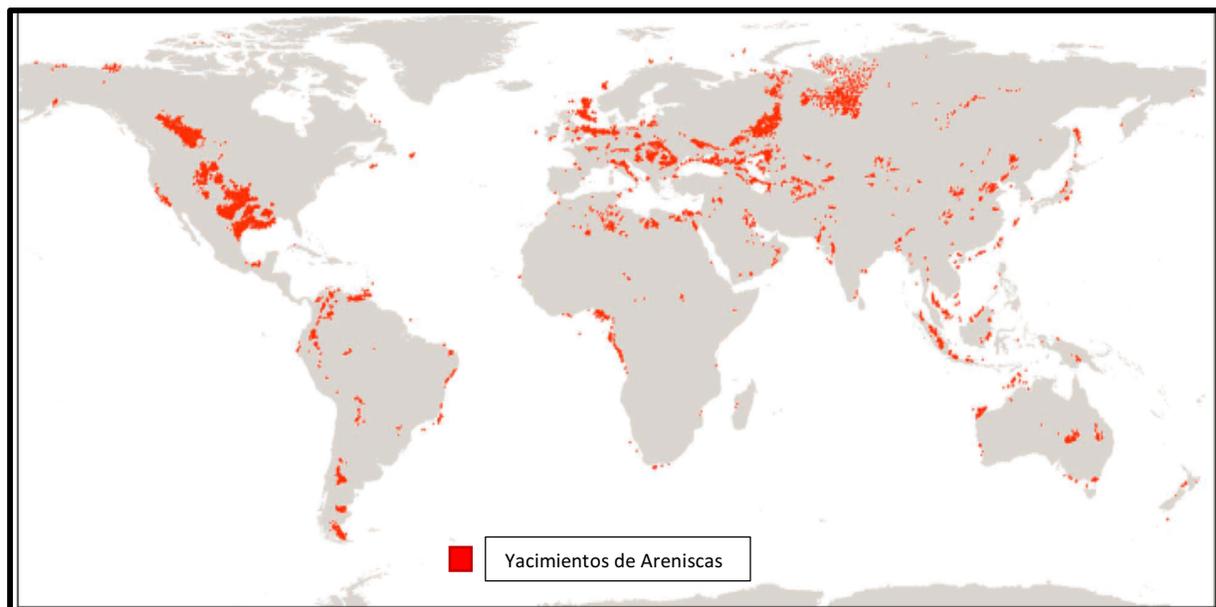
El origen y la distribución de los yacimientos de areniscas son controlados principalmente por el proceso por el cual las arenas fueron depositadas. Los científicos interesados en el origen de las rocas sedimentarias estudian las condiciones y los procesos por los cuales los sedimentos se acumularon y así, interpretan el origen del sedimento más antiguo.

Las dos diferencias fundamentales entre los yacimientos de areniscas y los yacimientos de carbonatos son las siguientes:

1. La **forma de generación** de los sedimentos (alóctono para las areniscas vs. autóctono para los carbonatos, los alóctonos son los que se producen en un lugar y después son transportados al lugar donde se depositarán y los autóctonos se depositan en el mismo lugar donde se han formado).
2. La gran reactividad de los minerales carbonatados (Choquette and Pray, 1970; Moore, 2001).

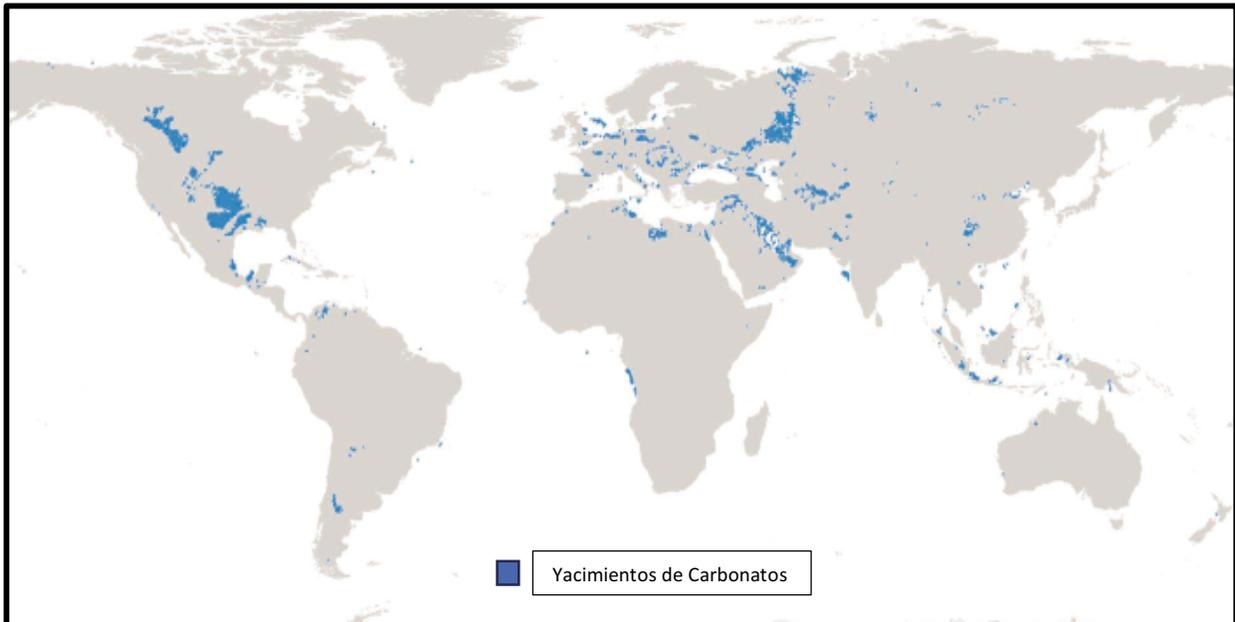
Los siguientes mapas (Figs. 23 y 24) extraídos de un artículo de comparación entre yacimientos de areniscas y yacimientos de carbonatos se realizó con información de IHS Energy, la Universidad de Oklahoma, el Departamento de energía de USA, el Departamento de Trade and Industry de U.K. y el Norwegian Petroleum Directorate, y el Alberta Energy and Utilities Board. Para la información del Golfo de México se obtuvo de Seni y Hentz. Muestran la distribución geográfica de yacimientos de areniscas y de carbonatos:

FIGURA 23. YACIMIENTOS DE ARENISCAS.



Fuente: www.cedip.edu.mx

FIGURA 24. YACIMIENTOS DE CARBONATOS.



Fuente: www.cedip.edu.mx

Los yacimientos se pueden categorizar en tres grandes grupos:

- 1) Silicatos, en su mayoría areniscas, pero también incluyen silicatos y conglomerados (73%),
- 2) Carbonatos (25%);
- 3) Otras litologías, principalmente lutitas y rocas ígneas (2%).

2.4 LOS YACIMIENTOS DE ARENISCAS EN MÉXICO

La mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas almacenadoras detríticas o químicas. En el primer grupo, las representantes más importantes son las areniscas; en el segundo grupo, está representado por dolomías y calizas a las que también se les denomina rocas carbonatadas.

A. ARENISCAS

Las areniscas se presentan en una variedad de consolidaciones y algunas veces presentan texturas muy heterogéneas. Aunque la mayor parte de las areniscas son de granos muy finos a medios; por lo general, los núcleos tomados de yacimientos en areniscas tienen mayor número de servicios a realizar una vez que llega al laboratorio. Son mucho más susceptibles a daños de formación debido a la delicadeza de su mineralogía, y la tortuosidad de su sistema de poro. Por lo mismo, la tortuosidad de su sistema de poro requiere mayor número de herramientas para caracterizar dicho sistema y conocer su efectividad para transmitir fluidos.

- **ARENISCAS CONSOLIDADAS**

Las areniscas consolidadas por lo general son las que tienen de moderada a baja porosidad y permeabilidad. Debido a su regular a pobre calidad de roca frecuentemente se les realizan estimulaciones para mejorar la producción de las mismas.

Los estudios de laboratorio dedicados a suministrar información para el diseño de las estimulaciones de los yacimientos frecuentemente requieren que el núcleo sea tomado con una técnica para orientarlo y preservarlo desde la boca del pozo. En otras instancias, dependiendo del objetivo de la toma del núcleo y las pruebas del laboratorio programadas, es posible que el núcleo consolidado no requiera preservación alguna.

Los núcleos de areniscas consolidadas impregnados con aceite, por ejemplo los de Chicontepec, siempre deben contar con preservación realizada en el pozo. Frecuentemente los núcleos de la cuenca de Burgos no requieren preservación.

La mayor parte de las areniscas consolidadas se encuentran productivas en la cuenca de Burgos y el paleocanal de Chicontepec.

- **ARENISCAS NO CONSOLIDADAS**

Cuando se sospecha que el núcleo puede presentar sedimentos deleznales, muy friables o no consolidados se debe contar con un corte preservación y manejo muy especial. Más del 90% de los núcleos cortados en areniscas deleznales en México hasta la fecha de la publicación de esta guía, han sufrido daños irreparables antes de llegar al laboratorio. Desde un corte brusco, lavado de los sedimentos frente a la corona, el viaje a la superficie, su manejo en la superficie, la falta de estabilización en el pozo, todo permite un reacomodo de los granos de las areniscas produciendo un empacamiento de granos no representativo del yacimiento. La textura de las arenas (tamaño de grano, clasificación de granos, angulosidad y esfericidad) con poca o nula arcilla define muchas de las características de las areniscas.

La alteración de estas texturas por descuido en la planificación de la toma del núcleo representa un gasto innecesario y una pérdida para la empresa.

La mayor parte de las areniscas no consolidadas han sido productivas en la Región Marina Suroeste, en las cuencas de Macuspana, Reforma, Comalcalco, Istmo de Salinas. Por lo general éstas se encuentran a profundidades menores de 2000 metros.

VENTAJAS DE LAS ARENISCAS

La naturaleza generalmente silíceo de las areniscas almacenadoras las hace menos susceptibles a las alteraciones diagenéticas reductoras de la porosidad y permeabilidad, por lo que tales rocas son bastantes consistentes en dichas propiedades, tanto lateral como verticalmente.

Debido a los procesos sedimentarios que intervienen en su formación, las partículas o granos detríticos que las constituyen tienden a adoptar formas más bien esféricas a subesféricas por el efecto del transporte prolongado, lo que se traduce en una geometría porosa de alta calidad para la extracción de los fluidos que contengan.

El transporte prolongado también se traduce en otras características, tales como predominancia de minerales estables y graduación en la granulometría del sedimento (la mayor parte de las areniscas almacenadoras tienen diámetros de grano entre 0.05 y 0.25 mm.), formando estratos en general bien definidos.

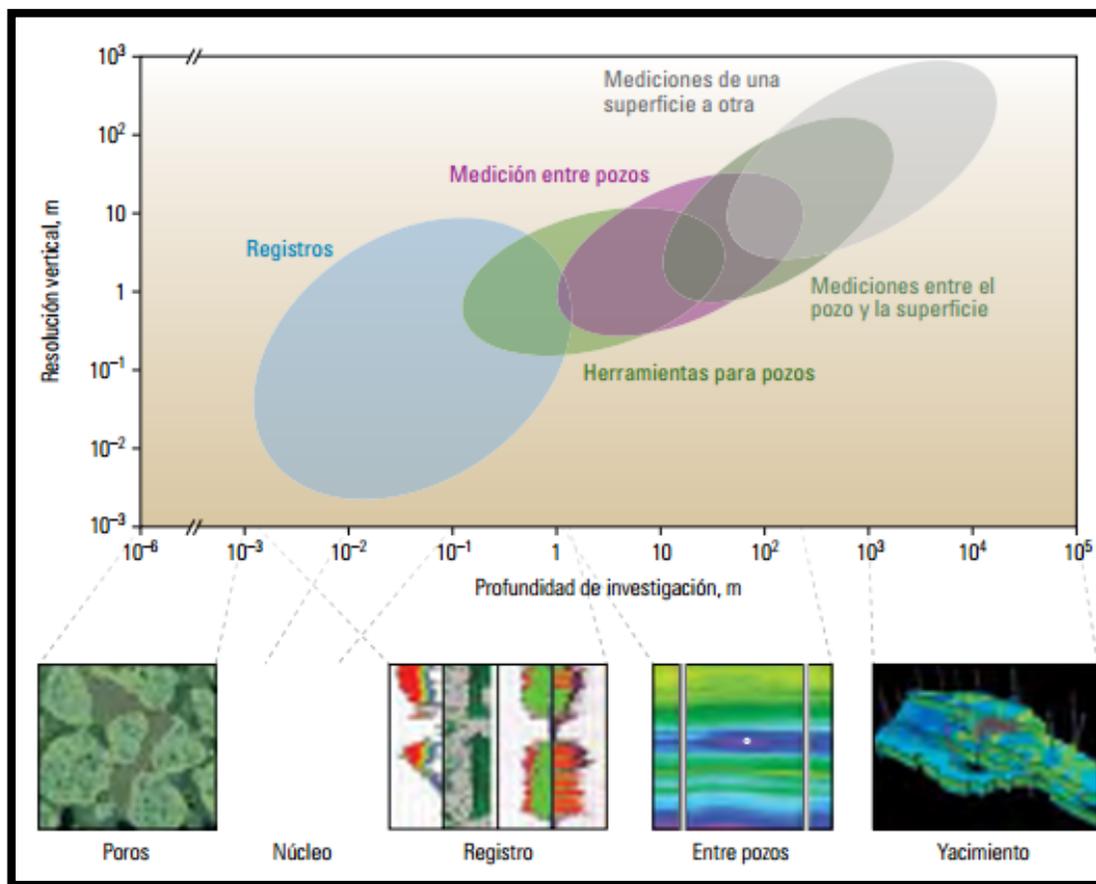
Finalmente, las areniscas de tipo almacenador tienden a formar cuerpos lenticulares, más que en forma de capas muy extensas (excepto las depositadas en condiciones marinas transgresivas), y a acumularse en ambientes de alta energía.

CAPÍTULO 3. SELECCIÓN PRELIMINAR DE LOS MÉTODOS POTENCIALMENTE APLICABLES

La elección de un método o combinación de métodos que han de ser utilizados con fines de recuperación adicional es mejor si se basa en un estudio detallado de cada campo específico. Dado que la mayoría de las técnicas de Recuperación Mejorada involucran componentes físicos complejos, el yacimiento debe ser caracterizado en muchos niveles.

En la Fig. 25 se muestran las escalas de evaluación para procesos de Recuperación Mejorada. Las herramientas y las mediciones utilizadas para evaluar las formaciones para los proyectos de Recuperación Mejorada, en el campo (extremo superior) y en el laboratorio o en la oficina (extremo inferior), abarcan un amplio rango de escalas con diferentes resoluciones. Los diseños para los procesos de Recuperación Mejorada deben considerar tanto el barrido microscópico como el macroscópico, de modo que una evaluación debe incluir mediciones y análisis que abarque desde la escala de poros hasta la escala de yacimientos.

FIGURA 25. ESCALAS DE EVALUACIÓN PARA PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.



Fuente: Schlumberger, Oilfield review, 2014.

La morfología de los poros afecta la eficacia de desplazamiento microscópica. Las propiedades y heterogeneidades de las formaciones inciden en el barrido macroscópico, ya sea a escala de registro, entre pozo, o en todo el campo. Por consiguiente, la evaluación procede en etapas a fin de reducir la incertidumbre asociada con el hecho de que la aplicación técnica de Recuperación Mejorada logre éxito técnico y económico.

La metodología comienza con actividades relativamente económicas, que se desarrollan en la oficina o en el laboratorio; estas actividades avanzan luego a los ensayos de campo y la implementación, con un costo más elevado y un requerimiento de tiempo más prolongado. No obstante, en cualquier etapa, si el proyecto no satisface los criterios técnicos y financieros de la compañía para esta etapa, no se accede a la etapa siguiente. El equipo a cargo del proyecto puede efectuar iteraciones de los pasos previos para hallar una mejor solución con menos incertidumbre o bien abandonar el proyecto.

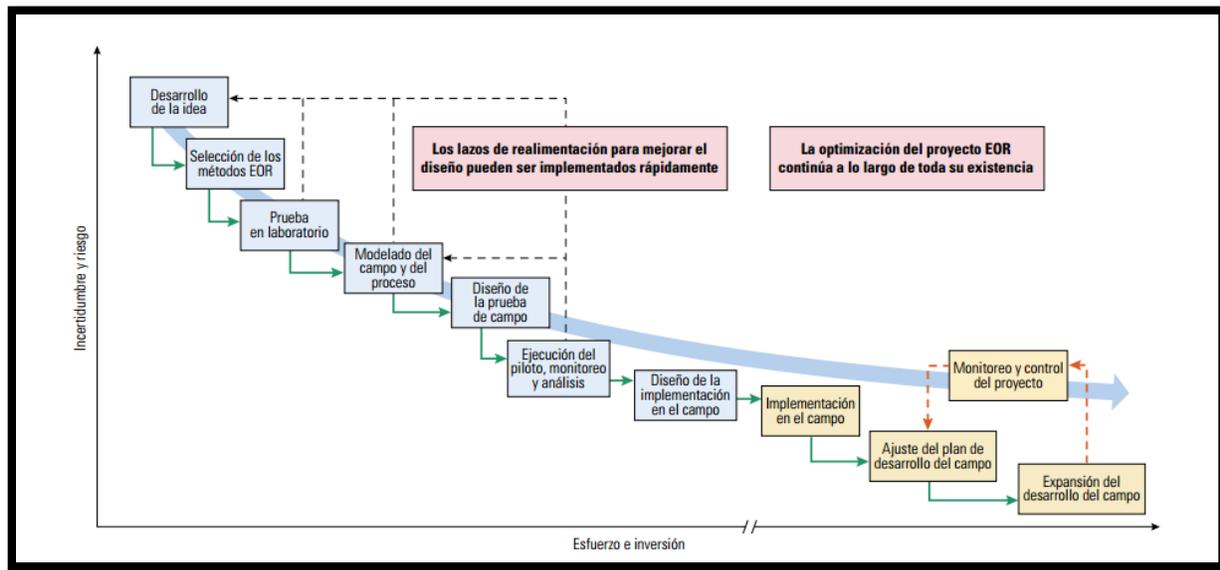
El primer paso consiste en recolectar tantos datos sobre el yacimiento como sea posible y desarrollar un paquete de información coherente. Esto puede compararse con los criterios de selección de los diversos métodos de recuperación. Estos criterios, basados en éxitos y fracasos previos, pueden constituir un cotejo positivo para algunas de las tecnologías de Recuperación Mejorada.

Una vez reducido el número de tecnologías de Recuperación Mejorada factibles, la etapa de evaluación pasa habitualmente a la de laboratorio. Las propiedades físicas de los fluidos y de las combinaciones de fluidos, incluyendo el petróleo crudo y agua de formación, deben ser confirmadas para la técnica seleccionada. Es importante examinar no sólo los aspectos positivos, tales como la miscibilidad y la alteración de la mojabilidad, que son necesarios, sino también los aspectos negativos, tales como los depósitos de incrustaciones y la condensación de cera, que deben de evitarse.

Después de que los ingenieros y geocientíficos evalúan la historia del campo, pueden desarrollar modelos de yacimientos estáticos y dinámicos actualizados, provistos de los resultados de las pruebas de flujo y de otras pruebas de laboratorio, los especialistas en modelado pueden simular el efecto del método de Recuperación Mejorada en el modelo dinámico para predecir la recuperación prevista. En la Industria petrolera existen actualmente diferentes simuladores de yacimientos comerciales que manejan ya la mayoría de las combinaciones de los procesos de Recuperación Mejorada.

En la Fig. 26 se muestra la ruta del proceso de implementación de los métodos de Recuperación Mejorada. El objetivo de una evaluación de los métodos de Recuperación Mejorada es reducir las incertidumbres asociadas con los yacimientos y el riesgo económico. La evaluación comienza mediante un proceso de selección basado en la información existente; se compara el campo en cuestión con los éxitos conocidos de diversos métodos de Recuperación Mejorada en otros campos. Si el proyecto aprueba un paso, accede al siguiente, que puede consistir en pruebas de laboratorio, y se pasa al modelado del campo. Si el proyecto no es rentable, puede ser abandonado o bien el proceso puede retornar a un paso previo para reevaluar ese u otro método. Una vez lograda una confiabilidad suficiente, se procede a implementar un proyecto piloto de campo, con la posible expansión a la fase de implementación en todo el campo o en una parte de éste. El eje horizontal indica un proceso en secuencia, pero además indica la inversión, en general cada vez mayor, requerida para concretar cada paso, desde el desarrollo de las ideas a la izquierda hasta la implementación en el campo a la derecha.

FIGURA 26. GRÁFICA ESFUERZO O INVERSIÓN VS INCERTIDUMBRE Y RIESGO DE PROYECTOS DE EOR.



Fuente: Schlumberger, Oilfield review.

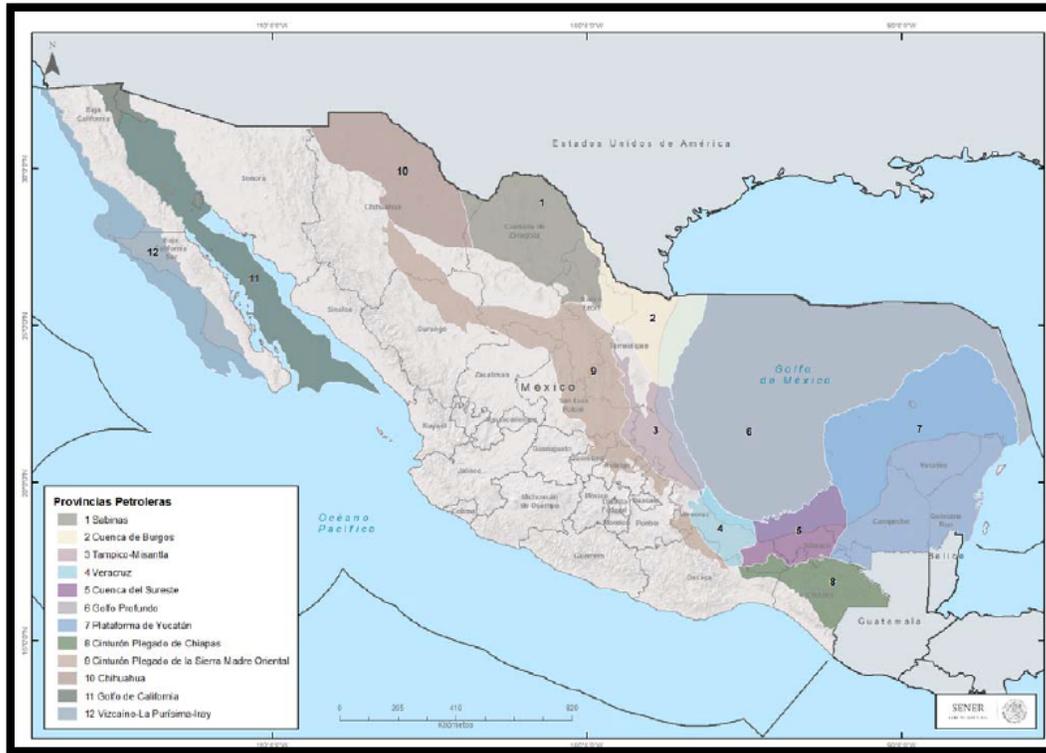
3.1 PROVINCIAS GEOLÓGICAS DE MÉXICO

Para la evaluación de la aplicabilidad de los métodos de Recuperación Mejorada se realizó una investigación de los campos México que tuvieran las características de un yacimiento de areniscas con la presencia de un hidrocarburo pesado con un valor menor a 20° API, para realizar esta investigación es necesario ubicar las principales provincias geológicas y petroleras de México.

En México se ha determinado la existencia de 48 Provincias Geológicas y las zonas marinas mexicanas, con base en modelos geológicos para la clasificación y limitación de escenarios paleogeográficos y tectónicos, rasgos geomorfológicos y geográficos. De las provincias indicadas, 23 cuentan con sistemas petroleros, identificados a partir del grado de conocimiento geológico actual, que sustentan la exploración de hidrocarburos¹⁵.

De las 23 provincias geológicas mencionadas, 12 se definen como Provincias Petroleras (Fig. 27) con sistemas petroleros activos, las cuales se describen a continuación:

FIGURA 27. MAPA DE LAS PROVINCIAS PETROLERAS EN MÉXICO.



Fuente: SENER, 2015

1. **Sabinas-Burro-Picachos:** Es productora principalmente de gas seco. Las rocas generadoras corresponden a la Formación “La Casita” del Jurásico Superior (Tithoniano) y los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Inferior en trampas estructurales laramídicas.
2. **Burgos:** Es la principal productora de gas no asociado. Las rocas generadoras corresponden principalmente a litologías arcillo-calcáreas del Jurásico superior (Tithoniano) y lutitas del Paleógeno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas interestratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales tipo “roll-over” y cierres contra falla.
3. **Tampico-Misantla:** Es productora principalmente de aceite. Las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico inferior – medio; siendo el último el más importante. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), calizas arrecifales y de talud arrecifal del Cretácico (Albiano – Cenomaniano), calizas fracturadas del Cretácico Superior y las areniscas del Paleoceno – Eoceno y Neógeno. Las trampas son de tipo estructural, estratigráficas y combinadas asociadas a altos de basamento.
4. **Veracruz:** Es productora principalmente de gas y aceites en secuencias del Terciario y Mesozoico. Las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior (Tithoniano), calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno Superior. Las rocas almacenadoras son

principalmente siliciclastos del Eoceno y Mioceno así como calizas del Cretácico Inferior – Superior. Los yacimientos se encuentran en trampas estructurales neógenas y laramílicas.

- 5. Cuencas del Sureste:** Es la productora de aceite más importante del país. En esta provincia se han reconocido cinco horizontes generadores, el de mayor importancia en las rocas del Tithoniano. La generación de estas rocas inicia desde principios del terciario y alcanza su máximo del Mioceno al Plio-Pleistoceno. Los horizontes del Cretácico fueron depositados en ambientes reductores y contribuyrn a la generación de kerógeno en las áreas de mayor sepultamiento. Las lutitas del Oligoceno Inferior y del Mioceno entran a la ventana de generación durante el Plio-Pleistoceno pero sólo en las zonas de mayor gradiente geotérmico y mayor sepultamiento.
- 6. Golfo de México Profundo:** La principal roca generadora se compone de calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior (Tithoniano). Los hidrocarburos descubiertos se encuentran en calizas del cretácico y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas. En el área de Cinturón Plegado Perdido se ha confirmado la presencia de aceite con la perforación de los pozos Trion-1, Supremos-1 y Maximino-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas. Los campos más importantes de esta última son Noxal, Lakach, Lalail, Kunah, Piklis, Nat y Hem. Por su parte, en el área de Salina del Istmo se ha descubierto aceite extra-pesado en el campo Tamil.
- 7. Plataforma de Yucatán:** Esta abarca la plataforma continental y la península de Yucatán y se extiende hasta Guatemala y Belice. Se compone de rocas generadoras carbonatadas de la Formación Cobán del Cretácico Inferior – Medio y de rocas almacenadoras carbonatadas del Cretácico. Las trampas son estructurales sutiles y estratigráficas. En esta provincia se ha establecido producción únicamente en Guatemala y Belice.
- 8. Cinturón Plegado de Chiapas:** En esta provincia se ha establecido producción comercial de aceite y condensados. Las rocas generadoras corresponden a calizas arcillosas y lutitas del Jurásico superior Tithoniano y secuencias carbonatada-evaporíticas del Cretácico Inferior - Superior. Los hidrocarburos están almacenados en calizas y dolomías del Cretácico en trampas estructurales originadas por el evento tectónico Chiapaneco. Existen descubrimientos en su porción norte, centro y oriente.
- 9. Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental:** Constituida por la cadena de pliegues y fallas más extensa de México. Las rocas generadoras son del Jurásico Superior, las almacenadoras son siliciclastos y carbonatos del Jurásico y Cretácico. Las trampas son estructurales laramílicas. Las áreas más atractivas se encuentran en los frentes sepultados. A la fecha no se tiene descubrimientos de hidrocarburos. No se cuenta con estimación de recursos prospectivos.
- 10. Chihuahua:** En ella se han definido cuatro secuencias sedimentarias de rocas generadoras de las edades Paleozoico, Jurásico Superior Tithoniano, Aptiano y Turoniano. Por la alta madurez de la roca generadora y la falta de sincronía, el sistema petrolero tiene alto riesgo. Las rocas almacenadoras son calizas dolomías del Paleozoico y areniscas y calizas del Jurásico y Cretácico. Las trampas potenciales son estructurales asociadas a la deformación laramílica. A la fecha no se tienen descubrimientos de

hidrocarburo y se considera de potencial medio-bajo. No se cuenta con detección de oportunidades ni de estimación de recursos potenciales convencionales.

11. **Golfo de California:** Aquí se ha probado la existencia de gas seco. Las rocas generadoras son lutitas del Mioceno y los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas del Mioceno y Plioceno. Las trampas son combinadas y están asociadas a procesos extensionales y transtensionales. El único pozo que resultó productor fue Extremeño-1. No se cuenta con una evaluación actualizada de los recursos de esta provincia.
12. **Vizcaíno-La Purísima-Iray:** Es una cuenca de antearco, sus rocas generadoras corresponden a lutitas del Cretácico y Paleoceno, sus rocas almacenadoras corresponden a areniscas de la Formación Valle del Cretácico Superior. Las trampas son principalmente estratigráficas y combinadas, son acuíferos arenosos contra altos de basamento. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y no existe estimación de recursos potenciales.

3.1.1 FORMACIONES IMPORTANTES DE MÉXICO

CUENCA SALINA DEL ISTMO

La Cuenca Salina del Istmo se encuentra localizada en la porción suroriental del país, y abarca los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas.

La cuenca del Istmo está representada por la siguiente columna estratigráfica, donde podemos apreciar la ubicación de las formaciones Paraje Solo, Filisola y Encanto que son formaciones de areniscas productoras de algunos campos con presencia de hidrocarburos pesados.

Formación Encanto

En esta formación se ha obtenido la mayor parte del petróleo de ésta cuenca. Está constituida por lentes alternados de areniscas de grano fino, medio y grueso de origen marino, de colores grises, crema y azul. A veces se encuentra alternado con capas de lutitas arenosas o arcillas arenosas. El espesor varía entre 500 y 800 metros.

Formación Filisola

La formación está constituida principalmente por lutitas arenosas, areniscas cuarcíferas y lentes de areniscas de grano medio poco consolidadas, su color es variable siendo en algunas ocasiones blanco, amarillento, gris azulado y gris pardo, esta última coloración debido a la presencia de óxidos de hierro. Localmente estas areniscas tienen gran importancia económica, ya que se explotan en algunas zonas para fabricación de vidrio.

Por las características propias de su ambiente de depósito, donde interactúan el mar y el continente, el espesor de la formación es variable, encontrándose espesores entre 250 y 400 metros.

Formación Paraje Solo

La parte inferior está constituida por areniscas compactas de grano grueso interstratificadas con lutitas mal compactadas; son rocas de color gris al fresco y colores rojizos por intemperismo. Presenta algunos horizontes con abundantes microfósiles y otros con abundante materia orgánica leñosa (lignito). La parte superior se compone de areniscas con granulometría variable de color gris, con intercalaciones de lutitas de color gris oscuro carbonosa. Los líticos que componen esta secuencia son fragmentos subordinados de rocas volcánicas, cuarzo metamórfico reordenado y cuarzo ígneo subanguloso. El espesor de esta unidad varía entre 300 y 600 metros.

3.2 PROCESO DE SELECCIÓN DE LOS CAMPOS

RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para iniciar el proceso de selección de los campos de México que hayan sido caracterizados previamente y sean candidatos a poder implementar un método térmico de Recuperación Mejorada.

Dentro de las cuencas de México encontramos a los campos de la Tabla 10 con las características geológicas de una arenisca y con un fluido con densidad API menor a 20, lo que los clasificará como productores de un hidrocarburo pesado.

Dadas las características geológicas, petrofísicas y del tipo de hidrocarburos que tiene nuestro país, el potencial de la Recuperación Mejorada se puede dividir en dos grandes rubros:

- i. La recuperación mejorada en carbonatos (la mayoría de los yacimientos de Cantarell, Ku-Maloob- Zaap, Complejo Bermudez, Jujo-Tecominoacan, entre otros) y
- ii. La recuperación mejorada en siliciclásticos (la mayoría de los yacimientos de Chicontepec, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y otros).

Tabla 10. Tabla de datos generales.

DATOS GENERALES						
Campo	Tipo de Yacimiento	Densidad API	Producción Acumulada (mmb)	Reservas remanente 3P (mmb)	Volumen original total 3P (mmb)	Proyecto
Samaria Terciario	Aceite Negro Pesado	11'-23	1632.5	435.4	4635.2	SAMARIA-LUNA
	Aceite Negro Extrapesado	5'-10				
Agua Fria	Aceite Negro Pesado	17'-27	44.3	153.2	1538.8	ATG
Carrizo	Aceite Negro Pesado a extrapesado	12° - 15°	14.9	50.2	308.6	SAMARIA-LUNA
Remolino	Intermedio - Pesado	17'-22	3.7	809.6	2463.5	ATG
Pdte. Aleman	Aceite Negro Pesado	18	29.2	447.8	3322.9	ATG
Iride	Aceite Negro Pesado a extrapesado	5-23'	495.7	327.4	1696.1	SAMARIA-LUNA
Platanal	Aceite Negro Pesado extrapesado	8-11°	22	1	117	SAMARIA-LUNA
Moloacán	Aceite Negro Pesado	18 - 20°	39	2	222	Cinco Presidentes

Fuente: Datos de CNH, al 1 de enero de 2015.

Como es bien sabido, el 90% del volumen se encuentra en un número pequeño de yacimientos, lo cual establece una oportunidad para el estudio detallado de los métodos más recomendables para ellos. Utilizando los métodos más comunes de Recuperación Mejorada se puede identificar que los yacimientos de rocas de origen clástico tienen un poco de mayor flexibilidad, permitiendo para el caso de hidrocarburos pesados, el uso de métodos térmicos.

En México, los campos de la Tabla 10 poseen las condiciones y características necesarias para implementarles un proceso térmico de recuperación mejorada, para realizar la selección del método óptimo se evalúa si la característica petrofísica del yacimiento y del fluido ese encuentra dentro del rango de aplicación del método.

La recopilación de la información de los campos se realizó a través de publicaciones de tesis y artículos por la SPE, de la información disponible públicamente se clasificó de la siguiente manera para utilizarlo como datos de entrada en la plantilla de Excel y además de un plugin de Petrel denominado EORt (Tabla 11).

Tabla 11. Información básica de campos.

Información básica requerida										
Información del proyecto										
Nombre del trabajo:	Prueba 1									
Campo:										
País:	México									
Compañía cliente:	UNAM									
Campos										
Definición de la formación	Samaria Pesada	Samaria Extra Pesada	Agua Fría	Carrizo	Remolino	Pte. Alemán	Íride	Platanal	Moloacán	Escobal
Nombre de la formación	Paraje Solo, Filisola	Paraje Solo	Santiago, Taman	Paraje solo	Chicontepec	Chicontepec superior	Paraje solo - Filisola	Paraje Solo	Encanto	Chicontepec
Profundidad (m)	1100 - 2200	600 - 900	2062	800	3149	2400	1000 - 1500	1000 - 1500	600 - 900	1500
Espesor neto (m)	50 - 80	20 - 50	727	200	36	20 - 40	50	3 -- 35	280	
Tipo de formación	Clastic	Clastic	Clastic	Clastic	Clastic	Clastic	Clastic	Clastic	Clastic	Clastic
Porosidad (%)	20 - 40	20 - 40	0.09	0.18 - 0.22	6 - 8 %	0.07 - 0.12	18 - 32		20 - 25	13-16%
Permeabilidad (mD)	400 - 4000	3000 - 5000	3	200 - 400	0.1-10	0.1 - 5			100 - 300	150
API °	12 - 18	05-oct	15 - 27	17 - 26	17 - 22	18-ene	5° - 23°		20-ene	24-ene
Viscosidad (cP)	200 - 2000	3000 - 5000	4	8.98	0.5 - 17	5			5 - 30	0.5 - 17
Salinidad (ppm)	5000 - 15000	5000 - 15000		50000 - 80000		25000 - 30000			>100000	
Presión (kg/cm2)	149.8 - 200.8	96.87	234.5		236.55	350.75	98.9		90.747	81.57
Temperatura (°C)	60-80	45 - 47	88	80 - 86	83	201.2	65		40	
Saturación de petróleo (%)	0.9 - 0.7	.9 - .8	0.78	0.65	0.35	0.6	50 - 85		75 - 85 %	95-65%
Rs (m3/m3)	80.4	9.81	72.9	32.8	60	620	60		550 scf/stb	
Corte de agua (%)	0.2	0.2	20 - 70 %	45 - 50	0.5	0.55				
Bo	1.036	1.03	1.215	1.1262	1.19	1.27				1.692
Presión de fondo fluyendo (kg/cm2)	120 - 170			76.4		175.37	50.98			
Mecanismo de empuje	Expansión Roca-Fluido y empuje de agua	Rock and fluids Expansion and Water Drive	Empuje por gas		Empuje por gas				Empuje por agua	Empuje por gas
Ambiente de depósito	Ambiente fluvial	Ambiente deltaico		Ambiente marino / fluvial			Ambiente deltaico			

3.3 HERRAMIENTAS DE EVALUACIÓN

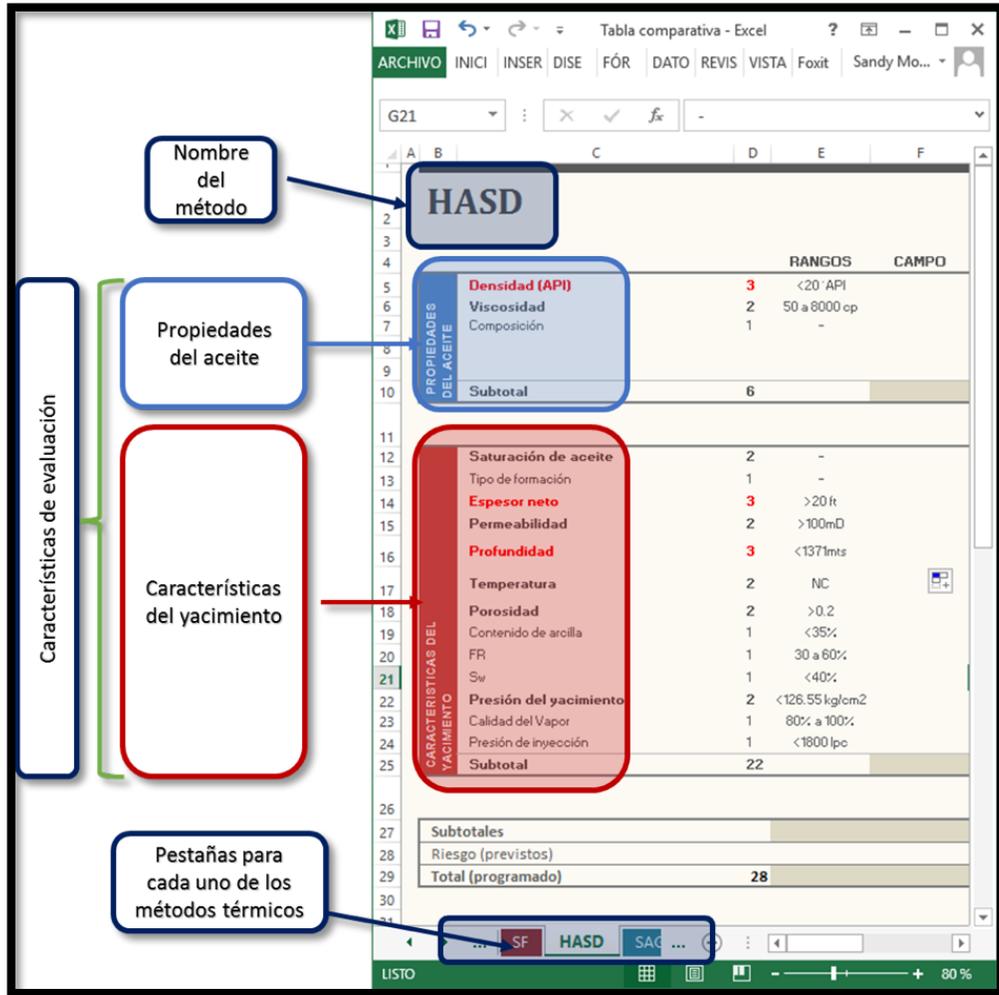
Para la evaluación de la aplicación de los métodos térmicos de Recuperación Mejorada se utilizaron dos herramientas de apoyo:

1. Creación de una hoja de cálculo en Excel
2. EORt (Plugin de Petrel®)

3.3.1 HOJA DE CÁLCULO EN EXCEL

La hoja de cálculo está diseñada de tal manera que, en una misma pestaña a la cual corresponde un método térmico de EOR, sea posible analizar más de un campo al mismo tiempo. En la Fig. 28, se muestran las características generales que conforman la hoja de cálculo, en la parte superior de la hoja se encuentra el nombre del proceso térmico, posteriormente las características de evaluación divididas en dos secciones, las características principales del fluido y las características del yacimiento, finalmente en la parte inferior de la hoja se encontrará la ponderación final de la evaluación. El esquema de la plantilla dentro de la hoja de cálculo es la siguiente (Fig. 28):

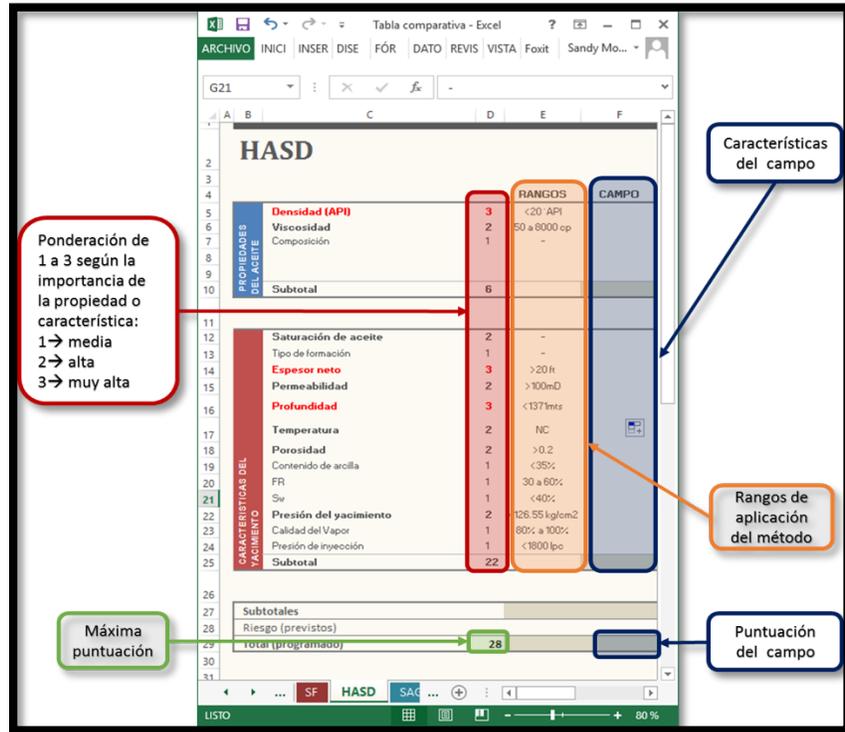
FIGURA 28. HOJA DE CÁLCULO DE EXCEL.



METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

Al integrar la información del campo si la **propiedad o característica** está dentro del **rango de aplicación del método** se puede dar la **ponderación** correspondiente, existe una **máxima puntuación** para cada uno de los métodos y es comparable con la **puntuación** que obtendrá el campo, con todo esto es posible realizar comparaciones de todos los campos de los que se obtuvo información, a continuación se muestran las hojas con los rangos para cada uno de los métodos y la tabla de resultados de ponderación de los campos en cada uno de los métodos, en la Fig. 29, se muestra la estructura de la forma en que se evaluará cada proceso térmico.

FIGURA 29. PROCESO DE EVALUACIÓN.



De la Fig. 30 a la Fig. 34, se encuentra el esquema de evaluación para los procesos térmicos de Combustión In – Situ, Inyección cíclica de vapor, Inyección continua de vapor, HASD y SAGD, así como los rangos de aplicación que la literatura ha designado óptimos para la aplicación de cada proceso.

FIGURA 30. COMBUSTIÓN IN – SITU.

COMBUSTION IN-SITU			
		RANGOS	
PROPIEDADES DEL ACEITE	Densidad (API)	3	< 40 (Preferentemente: 10 a 27 °API)
	Viscosidad	2	< 50 000 cP
	Composición	1	Contenido de asfaltenos que ayuden a la deposición del coque
	Subtotal	6	
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	Saturación de aceite	2	>40-50% del volumen poroso
	Tipo de formación	1	Areniscas
	Esesor neto	3	> 3 metros (10 pies)
	Permeabilidad	2	> 30 mD
	Profundidad	3	>3500 metros(11500 pies)
	Temperatura	2	>38 °C (100 °F)
	Porosidad	2	>25%
	Subtotal	15	
Total		21	

FIGURA 31. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR			
		RANGOS	
PROPIEDADES DEL ACEITE	Densidad (API)	3	>8°API
	Viscosidad	2	>100 cp
	Subtotal	5	5
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	Saturación de aceite	2	> 60 %
	Tipo de formación	1	Areniscas
	Esesor neto	3	> 9 mts
	Permeabilidad	2	>10 mD
	Profundidad	3	>1371mts
	Temperatura	2	NC
	Porosidad	2	> 20%
	Presión del yacimiento	2	<175.7 kg/cm2
	FR	1	15 a 20%
	Sw	1	<40%
	Relación kw/kh	1	<0.6
Subtotal	20		
Total		25	

FIGURA 32. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR.

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR		
		RANGOS
PROPIEDADES DEL ACEITE	Densidad (API)	3 >8 °API
	Viscosidad	2 2 a 100 000 cP
	Subtotal	5
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	Saturación de aceite	2 >50%
	Tipo de formación	1 Arenisca
	Esesor neto	3 > 9 mts
	Permeabilidad	2 >200 mD
	Profundidad	3 < 1300 mts
	Temperatura	2 NC
	Porosidad	2 > 20 %
	Calidad de Vapor	1 80% a 85%
	FR	1 40% a 50%
	Sw	1 <50%
	Presión actual del yacimiento	2 >175.5 kg/cm2
	Subtotal	20
Total	25	

FIGURA 33. HASD.

HASD		
		RANGOS
PROPIEDADES DEL ACEITE	Densidad (API)	3 <20 °API
	Viscosidad	2 50 a 8000 cP
	Composición	1 -
	Subtotal	6
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	Saturación de aceite	2 > 60 %
	Tipo de formación	1 Areniscas
	Esesor neto	3 > 6 mts
	Permeabilidad	2 >100mD
	Profundidad	3 <1371mts
	Temperatura	2 NC
	Porosidad	2 >0.2
	Contenido de arcilla	1 <35%
	FR	1 30 a 60%
	Sw	1 <40%
	Presión del yacimiento	2 <126.55 kg/cm2
	Subtotal	20
Total	26	

FIGURA 34. SAGD.

SAGD			CAMPOS RANGOS
PROPIEDADES DEL ACEITE	Densidad (API)	3	6 a 20 °API
	Viscosidad	2	>200 cp
	Composición	1	
	Subtotal	6	
CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	Saturación de aceite	2	> 60 %
	Tipo de formación	1	Areniscas
	Espesor neto	3	> 15 mts
	Permeabilidad	2	>100 mD
	Profundidad	3	< 1400 mts
	Temperatura	2	NC
	Porosidad	2	> 20 %
	Contenido de arcilla	1	<35%
	FR	1	30 a 60%
	Sw	1	25 a 40%
	Presion actual del yacimiento	2	<107.57 kg/cm2
	Subtotal	20	
Total	26		

COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DESPUÉS DE EVALUAR CADA PROCESO

En la Tabla 12, se muestran los resultados que obtuvo cada uno de los campos al realizar la evaluación de la aplicabilidad de cada proceso.

Tabla 12. Resultados de la plantilla de Excel.

Resultados de la plantilla de Excel		Métodos térmicos				
		Combustión In- Situ	Inyección Cíclica de Vapor	Inyección Contnua de Vapor	HASD	SAGD
Campos	Maxima Destrucción	21	25	25	26	26
Samaria (Pesado)		15	17	18	16	16
Samaria (Extra Pesado)		15	14	18	16	15
Carrizo		13	12	15	11	13
Platanal		13	12	14	11	14
Moloacán		13	13	11	11	13
Íride		13	13	11	9	14
Agua Fría		13	11	11	12	8
Remolino		13	13	13	9	6
Presidente Aleman		15	13	14	6	6

Debe tomarse en cuenta que los resultados obtenidos también se ven afectados en gran medida por la falta de información de los campos, para la realización de esta evaluación fue necesario consultar tesis y artículos disponibles de manera pública, la falta de información se denotará como puntos negativos en la evaluación.

Los campos con mayor información pública en México son Samaria y Carrizo, en el Campo Samaria Pesado ya se han realizado pruebas exitosas de inyección alterna de vapor, campos análogos a Samaria son Remolino, Presidente Alemán, Platanal e Íride, que pertenecen a la misma formación productora y además poseen un fluido productor extra pesado, sin embargo, son campos con poca disponibilidad de información específica del yacimiento.

3.3.2 EORt (PLUGIN DE PETREL®)

La herramienta de EORt ayuda a evaluar las características del yacimiento y propone métodos de Recuperación Mejorada comparando cada técnica con una base de datos de más de 2700 proyectos exitosos implementados en todo el mundo, dicha información incluye tipo de formación, porcentaje de éxito, y resultados finales de una gran variedad de proyectos de Recuperación mejorada.

La herramienta de EORt consiste en cuatro módulos:

→ Ingreso y validación de datos

- Garantiza que la calidad y cantidad de los datos son consistentes con los estándares de evaluación de los métodos de Recuperación Mejorada.

→ Interpretación de datos y análisis

- Permite mejorar la descripción de los yacimientos para la toma de mejores decisiones e informadas a través de todas las fases del procedimiento.

→ Primer paso del proceso de selección

- Incluye métodos analíticos y numéricos con resultados y experiencias de proyectos de Recuperación Mejorada.

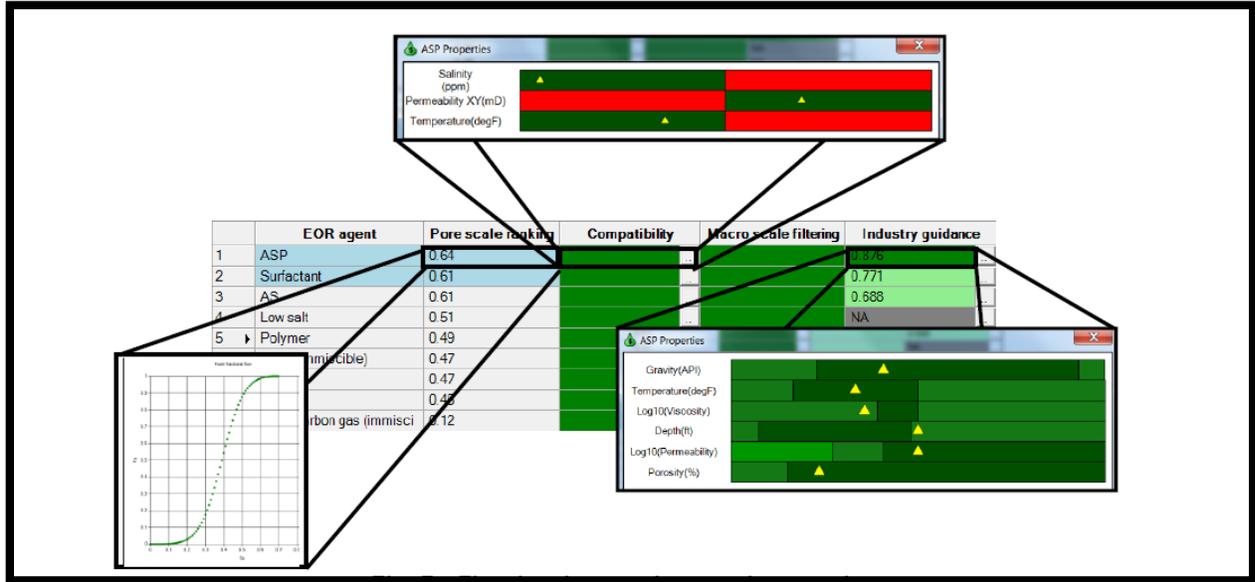
→ Pronósticos de producción

- Derivado de la información de modelos se puede cuantificar el beneficio de aplicar el proceso seleccionado.

Las opciones que tiene EORt en los procesos térmicos son sólo tres: Inyección cíclica de vapor (*CSS: Cyclic Steam Stimulation, por sus siglas en inglés*), Inyección continua (*Steam flooding*), y SAGD (*Steam Assited Gravity Drainage, por sus siglas en inglés*), en todos estos procesos es posible modificar sus características según las necesidades del proyecto.

En la Fig. 35 se muestra un ejemplo de los resultados que proporciona EORt para cada una de los campos analizados, en la sección de “Compatibilidad” nos demuestra la viabilidad de aplicar el proceso con base en las propiedades requeridas para cada proceso y además la última sección de proporciona una comparación con casos exitosos dentro de la industria y las características de los yacimientos que estamos proponiendo para la evaluación del proceso.

FIGURA 35. RESULTADOS EN EORT.



Al terminar este proceso de evaluación se confirma que la aplicabilidad de los procesos térmicos de Recuperación Mejorada es una alternativa factible para cada uno de los campos que se han seleccionado al inicio de este capítulo, un resumen de los resultados se muestra al final de éste capítulo.

3.3.3 RESULTADOS DEL PROCESO DE SELECCIÓN

Al analizar los resultados de la hoja de cálculo y de EORt, que se muestran en la Tabla 12, se observa que el campo que se demuestra mayor compatibilidad con los métodos térmicos de Recuperación Mejorada, es Samaria, tanto la parte productora de hidrocarburo pesado, como extrapesado.

CAPITULO 4. EVALUACIÓN DE LA SENSIBILIDAD DE LAS PRINCIPALES VARIABLES QUE AFECTAN LOS PROCESOS EN YACIMIENTOS TIPO MÉXICO

La simulación numérica es una herramienta clave en la toma de decisiones de la administración moderna de yacimientos es la Simulación Numérica de Yacimientos. Surgió en los años 60 del siglo pasado y ha evolucionado conforme a los avances tecnológicos en materia de recursos computacionales y numéricos.

En la simulación de yacimientos, el comportamiento y características de los fluidos son modelados por las ecuaciones de Darcy (para el flujo de fluidos) y Continuidad (Conservación de la materia), para el estudio termodinámico y volumétrico se puede obtener de los datos necesarios a través de ecuaciones de estado o análisis de pruebas PVT, es importante saber también que la combinación de las ecuaciones mencionadas anteriormente y con la ecuación de estado del fluido se obtiene la Ecuación de Difusividad, la cual describe el comportamiento del yacimiento en su totalidad.

4.1 DEFINICIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN

4.1.1 PRINCIPIOS BÁSICOS Y ECUACIONES FUNDAMENTALES

Las ecuaciones que se emplean en la simulación de yacimientos se obtienen de la combinación de varios principios físicos:

- a) Ley de la conservación de la masa
- b) Ley de la conservación del momento
- c) Ley de la conservación de energía (1ª Ley de la termodinámica)
- d) Ecuaciones de flujo (Ley de Darcy)
- e) Ecuaciones de estado

El flujo de fluidos a través de medios porosos está relacionado con tres tipos de potencial de energía o fuerzas:

- 1) Energía gravitacional
- 2) Energía de presión y
- 3) Energía cinética (la cual se desprecia debido a la velocidad del fluido en el medio poroso)

Ley de Darcy

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, el francés Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre. La ley se ha extendido, con ciertas limitaciones, al movimiento de otros fluidos incluyendo dos o más fluidos no miscibles en rocas consolidadas y otros medios porosos (Fig. 36).

Darcy descubrió que el gasto que pasaba a través de un filtro de arena era proporcional al gradiente de presión aplicado al área transversal al flujo e inversamente proporcional a la longitud del empacamiento.

FIGURA 36. EXPERIMENTO DE DARCY.

Matemáticamente:

$$Q = CA \frac{h_1 - h_2}{L}$$

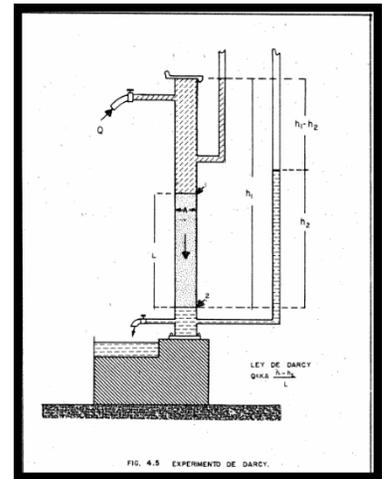
Donde:

Q: gasto de agua, hacia abajo a través del empacamiento de arena

A: área transversal del empacamiento

L: longitud del empacamiento

C: constante de proporcionalidad, característica del empacamiento



Fuente: Subsurface Hydrology, John Wiley & Sons, 2002.

Al aplicarse la ley a otros fluidos se encontró que la constante **C** podía ser considerada como **K/μ**, donde **μ** es la viscosidad del fluido y **K** la permeabilidad exclusiva de la roca.

La forma general de la Ley de Darcy para el flujo de fluidos a través de un medio poroso es:

$$V_s = -\frac{K}{\mu} \left[\frac{dp}{ds} - \rho g \frac{dz}{ds} \right]$$

Donde:

S: distancia a lo largo de la dirección de flujo

V_s: ritmo de flujo a través de un área unitaria del medio poroso en la unidad de tiempo (**V_s: Q/A**)

Z: coordenada vertical dirigida hacia abajo

ρ: densidad del fluido

g: aceleración de la gravedad

$\frac{dp}{ds}$ = gradiente de presión a lo largo de **s** en el punto al que se refiere **V_s**.

$$\frac{dz}{ds} = \text{sen } \theta$$

μ: viscosidad del fluido

K: permeabilidad del medio poroso

θ: ángulo que forma la dirección del flujo con la horizontal

Si $\theta = 0^\circ$ el flujo es horizontal la ecuación queda de la siguiente forma:

$$q = -\frac{KA}{\mu} \frac{dp}{ds}$$

Donde:

q [cm³ / seg]

μ [cP]

s [cm]

A [cm²]

P [atmósfera]

K [Darcys]

“Un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy si al hacer pasar un fluido a través de él, de viscosidad de un centipoise, con un área transversal al flujo de 1 cm^2 , una longitud de medio poroso de 1 cm , con un gasto de $1 \text{ cm}^3/\text{seg}$, ocurre una caída de presión de una atmósfera”

Como la caída de presión aumenta en la dirección al flujo, el signo negativo de la ecuación se requiere para contrarrestar el signo negativo del gradiente.

Ecuación de continuidad

La descripción matemática del flujo de fluidos en medios porosos está basada en la ley de la conservación de la masa, la cual establece que la masa dentro de un sistema permanece constante con el tiempo, es decir, $dm/dt = 0$. La ecuación de continuidad, que es una consecuencia de la aplicación de dicha ley, determina, para un cierto elemento de medio poroso, que la rapidez de crecimiento de la masa dentro del elemento es exactamente igual al flujo neto de masa hacia el mismo elemento.

Los ingenieros utilizan un simulador para ayudarse a comprender el comportamiento de las variables físicas que rigen el comportamiento de un yacimiento. Las ecuaciones descritas anteriormente, son las que rigen el funcionamiento de un simulador, mientras que la ecuación de continuidad nos ayuda a describir la conservación de la masa, para muchos yacimientos la ecuación de Darcy es la que rige el flujo de los fluidos, pero la ecuación de estado es la que describirá la relación presión-volumen o presión-densidad para los fluidos que se encuentren presentes. Es decir, en todo momento las tres ecuaciones son combinadas en una única ecuación diferencial parcial, estas ecuaciones deben ser escritas en forma de diferencias finitas para poder observar al yacimiento como un conjunto de bloques que poseen distintas características a través del tiempo.

4.2.2 SIMULADOR DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos es una forma de modelar numéricamente el yacimiento para cuantificar e interpretar los fenómenos físicos que allí ocurren, con la habilidad de predecir el comportamiento del futuro. El proceso consiste en dividir el yacimiento en un determinado número de celdas en tres dimensiones y representar el progreso del mismo y las propiedades de los fluidos en el tiempo y espacio para cada etapa.

La simulación del flujo del petróleo y gas modelan actividades que se extienden desde las profundidades del yacimiento hasta las plantas de proceso en la superficie y, en última instancia, incluyen la evaluación económica final. Un gran número de factores están llevando la planificación actual de la simulación de la producción a obtener resultados precisos en el menor tiempo posible. En la actualidad, las compañías operadoras deben tomar decisiones de inversión rápidamente y ya no pueden basar las decisiones de desarrollo de los campos únicamente en datos del comportamiento anterior de los pozos. Ahora, los operadores requieren simulaciones precisas del campo desde el descubrimiento de la formación hasta el abandono final, pasando por la recuperación secundaria. En ningún lugar estos factores reciben más atención que en el yacimiento.

Desde el año 2000, un ingeniero petrolero podía escoger entre un número de simuladores de yacimientos. Aunque los simuladores difieren entre sí, sus estructuras tienen raíces comunes, que están en la computación en serie y la base de cuadrículas sencillas. Un ejemplo de este tipo de simulador de yacimientos es ECLIPSE, ha sido utilizado por más de 25 años ya que se ha actualizado continuamente para manejar una variedad de características de yacimientos.

El simulador lo que hace es calcular presiones y saturaciones de cada celda, así como estimar producción de cada pozo. Para esto se fundamenta en que:

- El yacimiento está dividido en un número finitos de celdas
- Los pozos están en el centro de las celdas
- Se proporcionan los datos básicos para cada celda
- La producción de los pozos es suministrada en función del tiempo
- Dependiendo del tipo de proceso adicional que se implemente se incrementará producción a los resultados

Básicamente lo que hace cualquier simulador es resolver un modelo matemático. Los datos que se ingresan de propiedades de la roca y de los fluidos son leídos y guardados en un archivo de datos. Luego de esto se verifica que los datos sean consistentes. El siguiente paso es dentro del simulador, realiza los procesos indicados y calcula presiones y saturaciones a lo largo del tiempo. Por último, el simulador nos muestra los resultados que se hayan solicitado y da ciertos datos de salida.

El análisis de los modelos se ejecuta en la versión 2014 del programa ECLIPSE, un simulador de yacimientos comercial ampliamente utilizado en la industria petrolera, el cual en su modalidad ECLIPSE 300 posee la característica de poder resolver las ecuaciones de flujo para la simulación térmica, por lo que resulta una herramienta conveniente para el desarrollo de esta tesis.

4.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Para realizar el modelo de simulación se utilizó el simulador ECLIPSE, la finalidad de utilizar un modelo de simulación es poder comparar los cuatro métodos térmicos de EOR (Inyección continua de vapor, Inyección cíclica de vapor, SAGD y HASD) en un mismo tipo de yacimiento y así poder comparar la eficiencia de los métodos, además con ayuda del simulador, podremos observar las variables que afectan a cada proceso.

ECLIPSE utiliza un archivo *.data que debe contener las secciones básicas que se especifican en el Apéndice 2, que se encuentra al final de ésta tesis, las propiedades del yacimiento que se cargarán a éste archivo serán las del campo Samaria ya que este campo es representativo de la Región Sur de México.

A continuación, se muestra un resumen del Campo Samaria.

CAMPO SAMARIA

El campo Samaria tiene la particularidad de producir en dos horizontes, el primero y más joven es el Cretácico, un yacimiento de calizas, y con una densidad API entre 28 y 31 grados, es decir, un crudo ligero, cuenta con una producción acumulada a 2014 de 1,608 MMbbls. El segundo horizonte productor es el Terciario, es un yacimiento de arenas no consolidadas que se encuentran en la etapa de desarrollo. Pertenecen al Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez y actualmente es el más exitoso en la explotación de aceite pesado y extra pesado.

Samaria Terciario es productor de dos tipos de crudo, pesado y extra pesado, con rangos de densidad API de 12 – 18 y de 5 – 10 para cada uno.

El campo se ubica a 20 kilómetros al noroeste de Villahermosa, Tabasco (Fig. 37) y se encuentra en explotación desde el año 1964.

FIGURA 37. UBICACIÓN DEL CAMPO SAMARIA.



Fuente: Pemex, 2014

En la Tabla 13 se muestra un resumen de las características principales del campo Samaria Terciario.

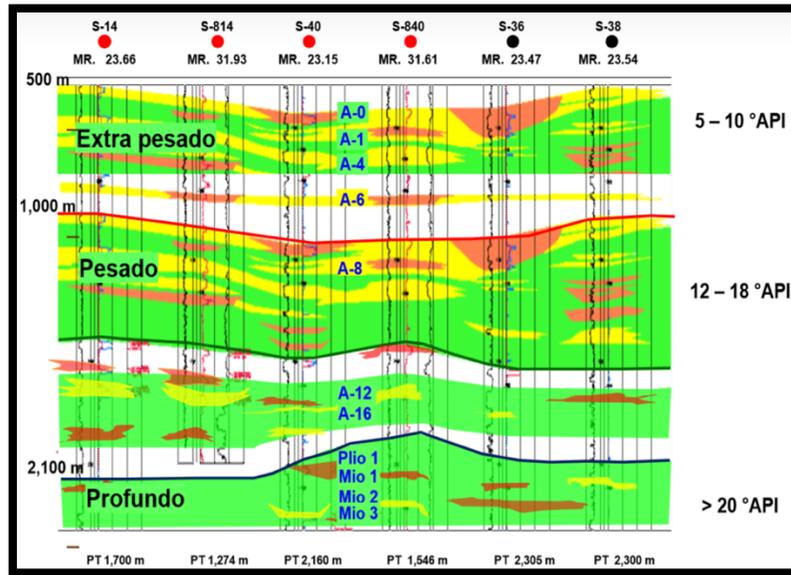
TABLA 13. SAMARIA TERCIARIO, DATOS GENERALES.

Samaria Terciario	Pesado	Extra Pesado
Profundidad	1,100 - 2,000 [m]	600 - 900 [m]
Porosidad	20 - 40 [%]	20 - 40 %
Permeabilidad	400 - 4000 [mD]	3,000 - 5,000 [mD]
Sw	10 - 30 [%]	10 - 30 %
Espesor Neto	50 - 80 [m]	20 - 50 [m]
Formación productora	Paraje Solo - Filisola	Paraje Solo
API	12 - 18 °	5 - 10 °
Temperatura	140 - 176 [°F]	113 - 125[°F]
Viscosidad	200 - 2,000 [cP]	6,000 - 45,000 [cP]
Presión inicial	2,000 - 2,500 [psi]	1,400 [psi]
Presión actual (2012)	1,500 - 1,700 [psi]	1,300 [psi]

Fuente: Godínez, L. (2011). "Reporte ejecutivo de Samaria Terciario"

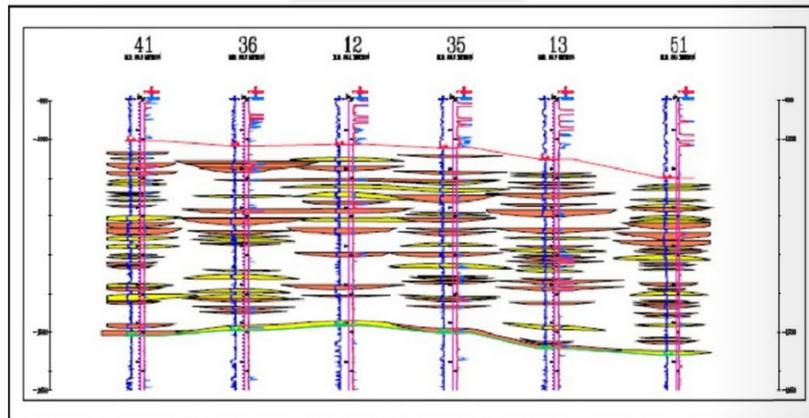
En la Fig. 38, se muestra una correlación de pozos dónde se pueden identificar las arenas productoras, la arena A-8 es la mayor caracterizada y estudiada a la fecha de este campo, y es dónde se implementó una prueba piloto de inyección alterna de vapor, como se muestra en la Fig. 39, la arena A-8 no tiende a ser continua.

FIGURA 38. ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SAMARIA.



Fuente: Pemex, 2011

FIGURA 39. CORRELACIÓN DE POZOS (ARENA A-8).



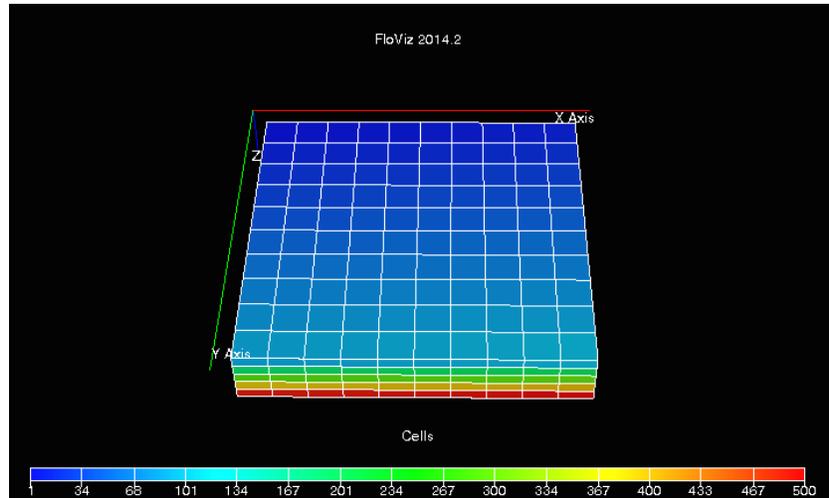
Fuente: Pemex, 2011

La construcción del modelo de simulación para el presente trabajo está enfocado a las arenas A-0, A-1, A-4 y A-6, como una zona candidata a un proceso de Recuperación Mejorada con métodos térmicos, no se debe olvidar que las arenas presentaran discontinuidades, pues se ha concluido en varios estudios que son arenas cuyos canales tienen distancias horizontales muy cortas. Se ha demostrado que existe un potencial de gran magnitud en las arenas someras de Samaria, pero el fluido presenta su mayor complicación para producir en las altas viscosidades.

4.2.1 MODELO DE SIMULACIÓN

La creación de la malla está delimitada por 500 celdas, es decir, una malla con dimensiones de 10x10x5 en direcciones X, Y y Z correspondientemente. Como se muestra en la Fig. 40, se tienen las 500 celdas activas. Cada celda tiene como dx (delta x) y dy (delta y) la longitud de 30 ft, es decir, 9.14 m y una longitud de dz (delta z) de 10 ft, es decir, 3.048 m, dando como resultado una malla con dimensiones de 91.4 m x 91.4 m x 15.24 m.

FIGURA 40. MALLA DEL MODELO DE SIMULACIÓN.



Las características generales del modelo se muestran en las Figs. 41 a la 48, mismas que son semejantes a las propiedades de las arenas A-0, A-1, A-4 y A-6, es necesario hacer incapié en que el espesor del modelo de simulación hace referencia al espesor de solamente una arena.

FIGURA 41. PROFUNDIDAD, 610 – 625 MTS.

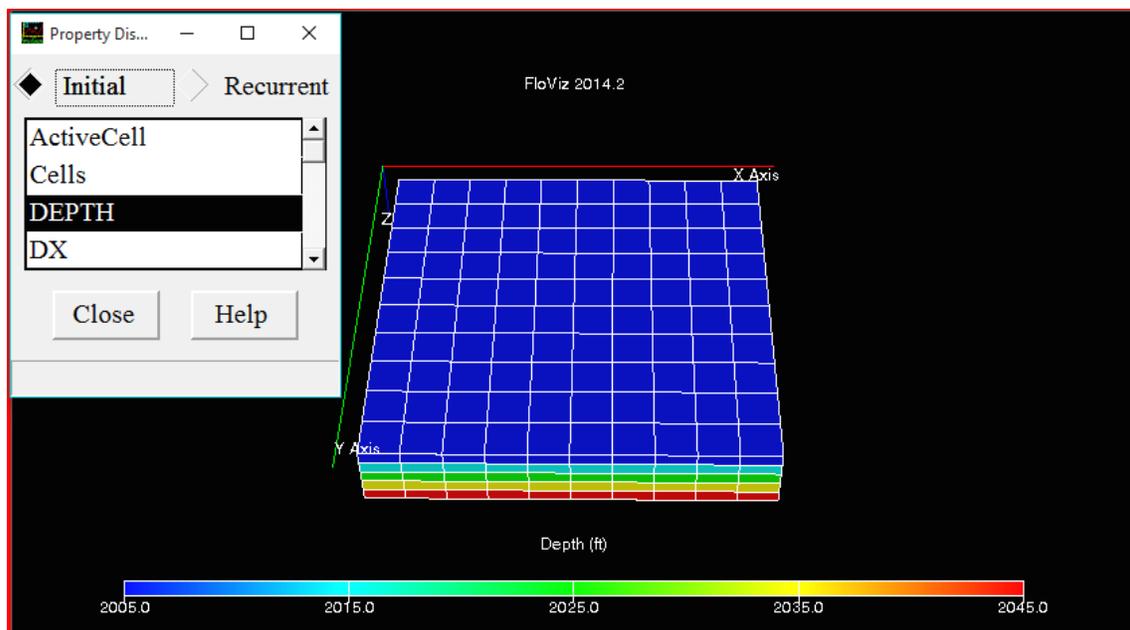


FIGURA 42. HEATCR (ROCK HEAT CAPACITY, CAPACIDAD CALORÍFICA DE LA ROCA), 35 [BTU/FT³/°F].

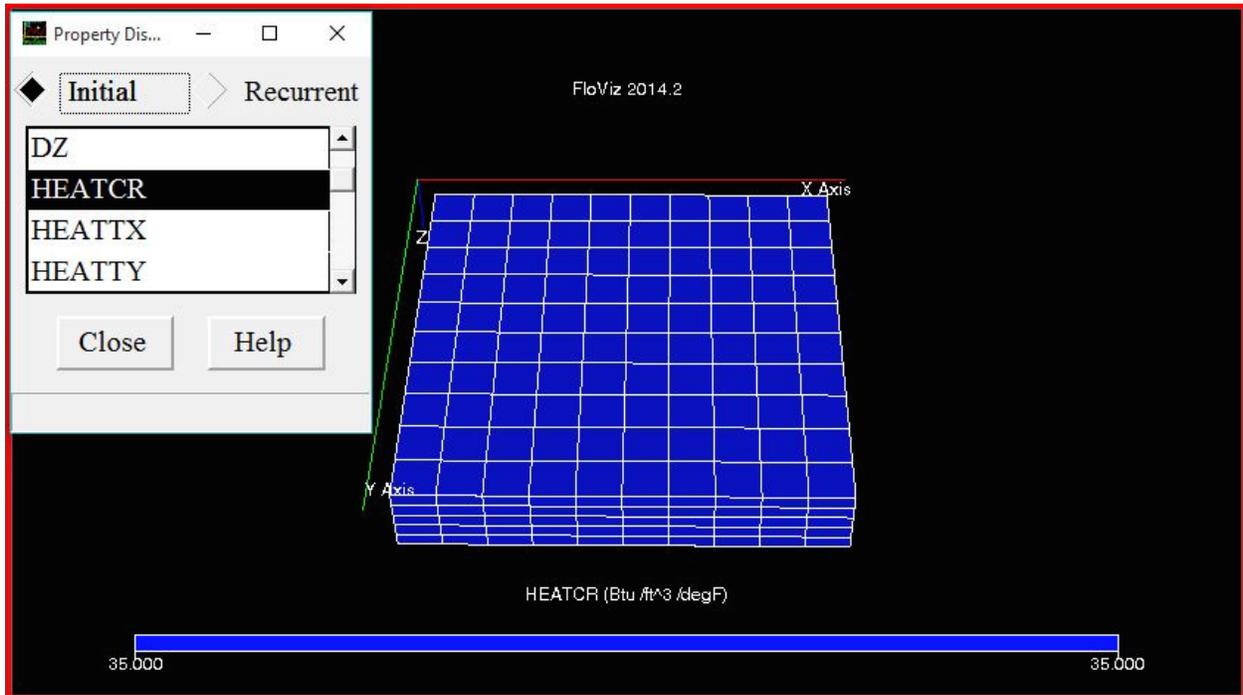


FIGURA 43. PERMEABILIDAD, 5,000 [MD].

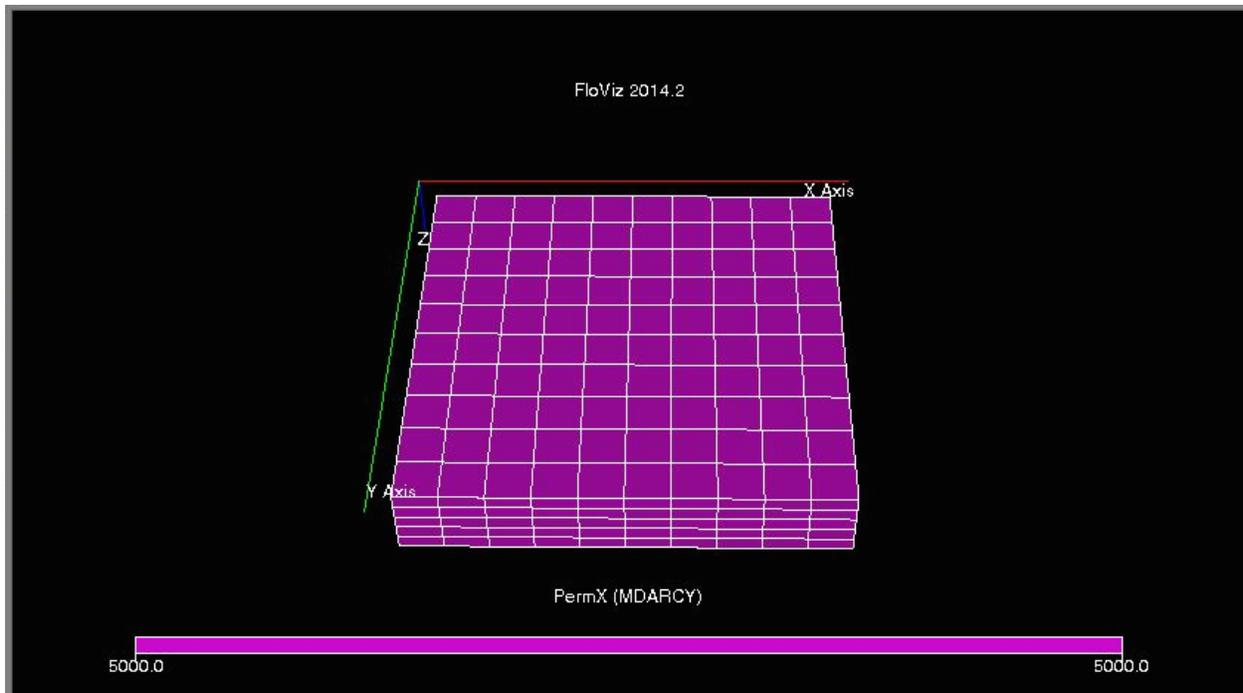


FIGURA 44. POROSIDAD, 35 [%].

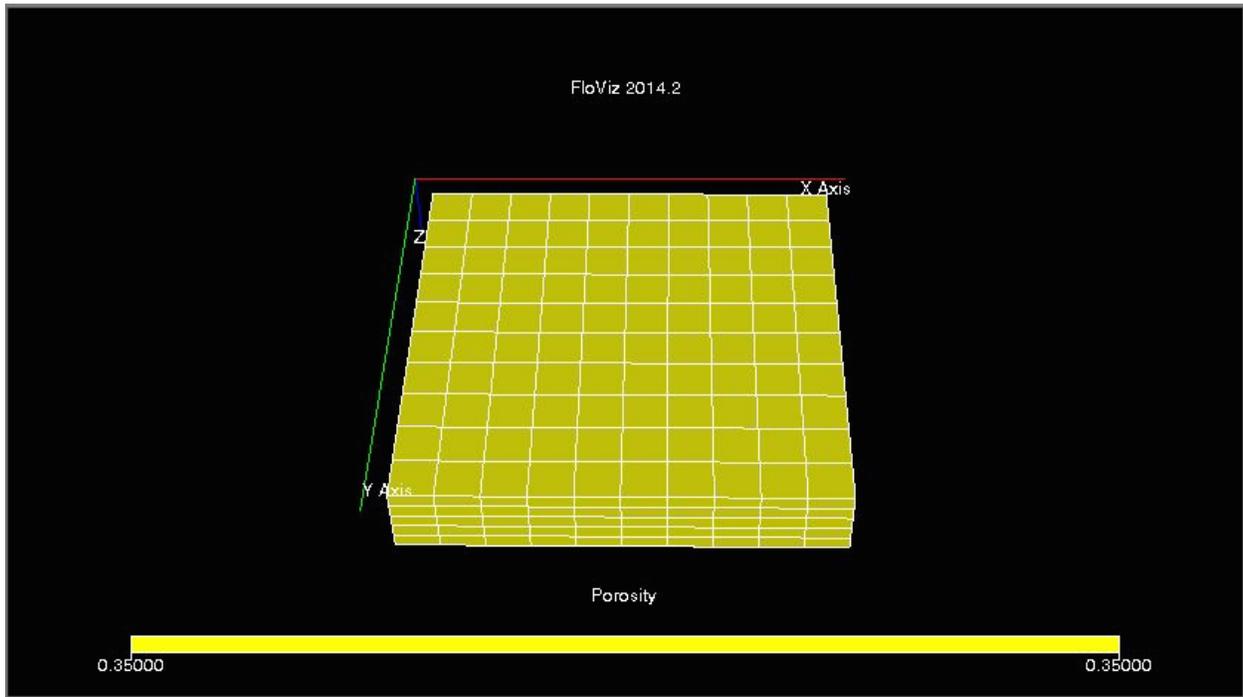


FIGURA 45. PRESIÓN PROMEDIO, 1300 [PSI].

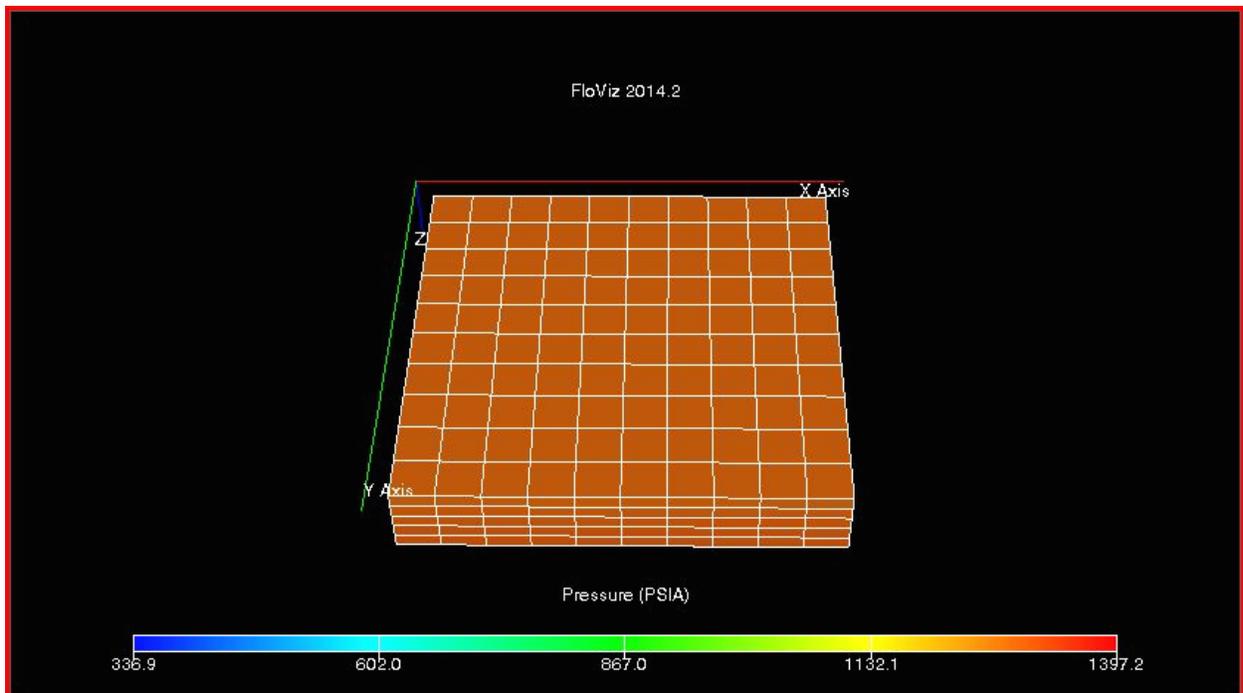


FIGURA 46. SATURACIÓN DE ACEITE, 55 [%].

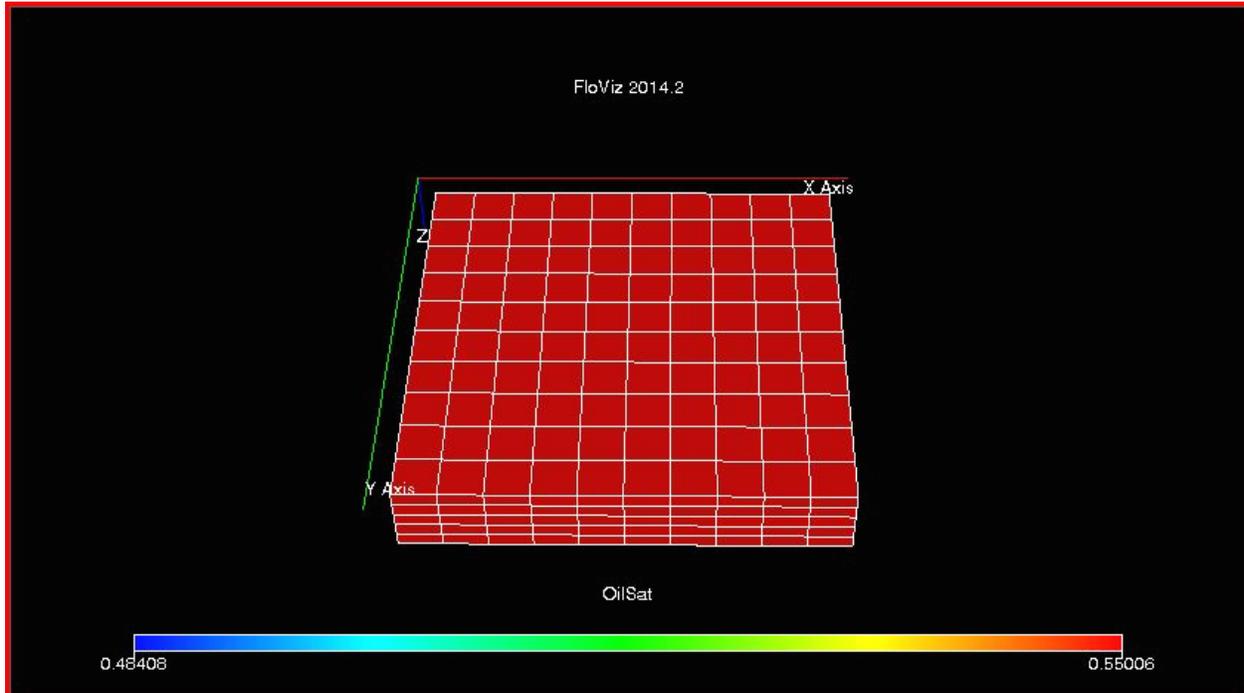


FIGURA 47. TEMPERATURA, 125 [°F] – 51.66 [°C].

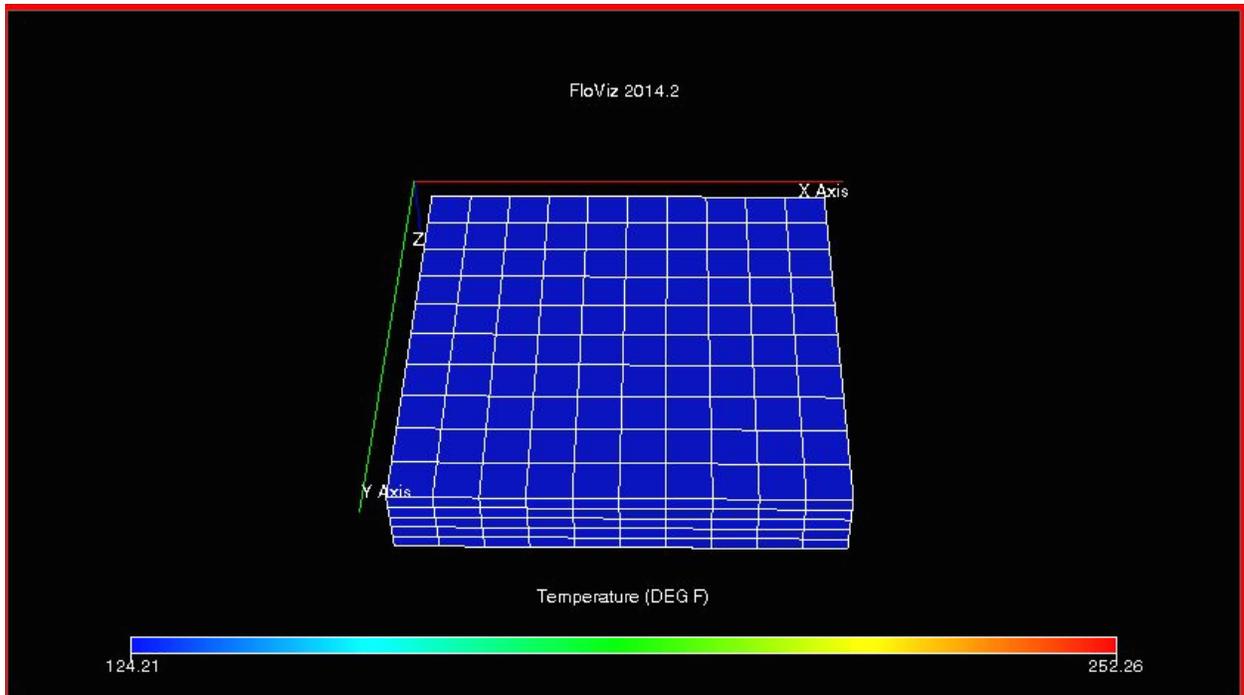
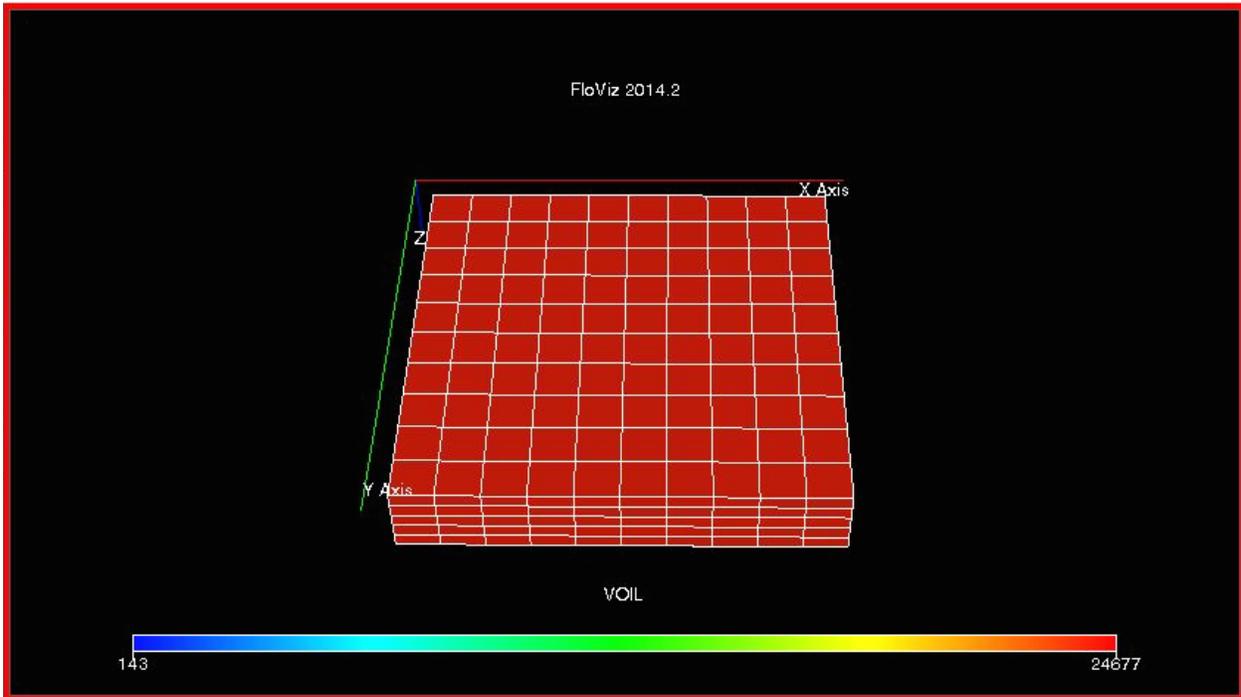
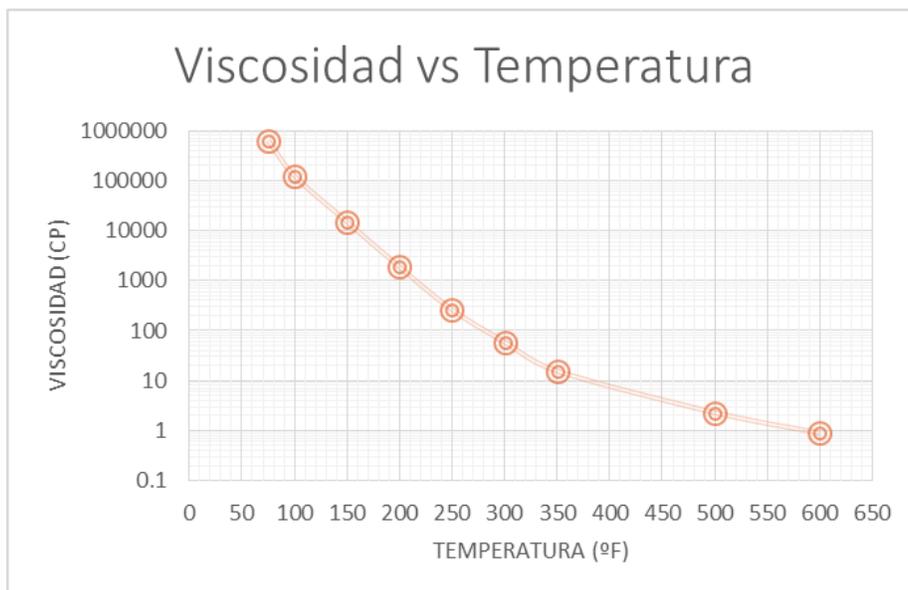


FIGURA 48. VISCOSIDAD, 24,120 [cP].



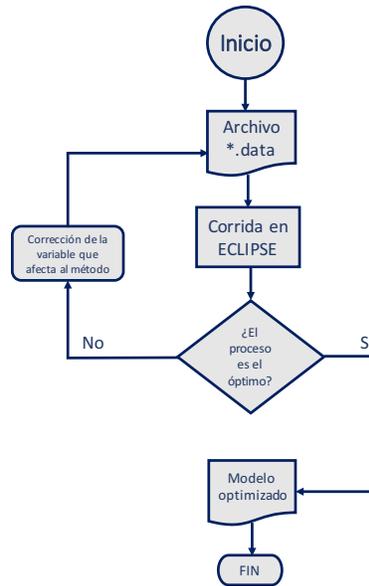
El modelo de simulación tiene tres fases presentes, agua, aceite y gas, y la caracterización del fluido es con dos componentes, uno para la parte pesada del fluido y otro para el gas. En la Fig. 49 se muestra la gráfica de temperatura vs viscosidad que determinará el comportamiento de la disminución de la viscosidad al incrementar la temperatura por la implementación de los métodos térmicos de Recuperación Mejorada.

FIGURA 49. TEMPERATURA VS VISCOSIDAD.



A continuación, se reportan las variables de sensibilidad para cada método térmico de Recuperación Mejorada, en inyección cíclica de vapor y en inyección continua de vapor se realizaron sensibilidades con pozos verticales y horizontales. Para realizar las sensibilidades se utilizó un algoritmo básico de decisiones que se muestra en el diagrama de la Fig. 50.

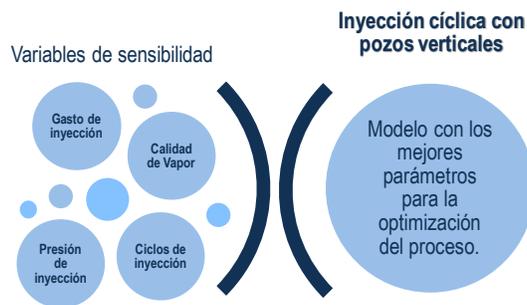
FIGURA 50. DIAGRAMA DE CORRECCIÓN DE LOS MODELOS.



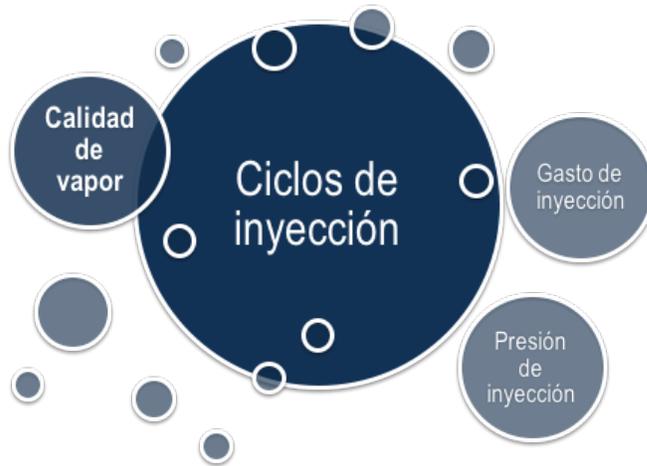
4.2.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN POZOS VERTICALES

La inyección cíclica de vapor con pozos verticales se le aplicaron las siguientes variables de sensibilidad:



Al terminar de realizar el análisis de sensibilidad de cada uno de las variables se pudo concluir que los pozos tienen un área de contacto muy pequeña y esto ocasiona que la producción sea de menor rango, además que los ciclos de inyección en este proceso vuelven a ser de vital importancia para optimizar la producción de los hidrocarburos.



El modelo obtuvo los mejores resultados con las siguientes características:

Inyección cíclica con pozos verticales



Después de optimizar el modelo de simulación a continuación se mostrarán las condiciones iniciales y el cambio en las variables de referencia.

PRESIÓN

La presión inicial para todos los métodos fue de 1300 [psi]. En la Fig. 51 se muestra en condiciones iniciales, es decir, después de la primera etapa del primer ciclo de *Huff and Puff*. En las Imágenes siguientes (Fig. 52) se muestran los cambios de presión a lo largo del proceso. La paleta de colores tiene como presión mínima 336.9 psia (azul) y máxima de 1397.2 psia (rojo).

FIGURA 51. CAMBIO DE PRESIÓN AL TIEMPO 1.

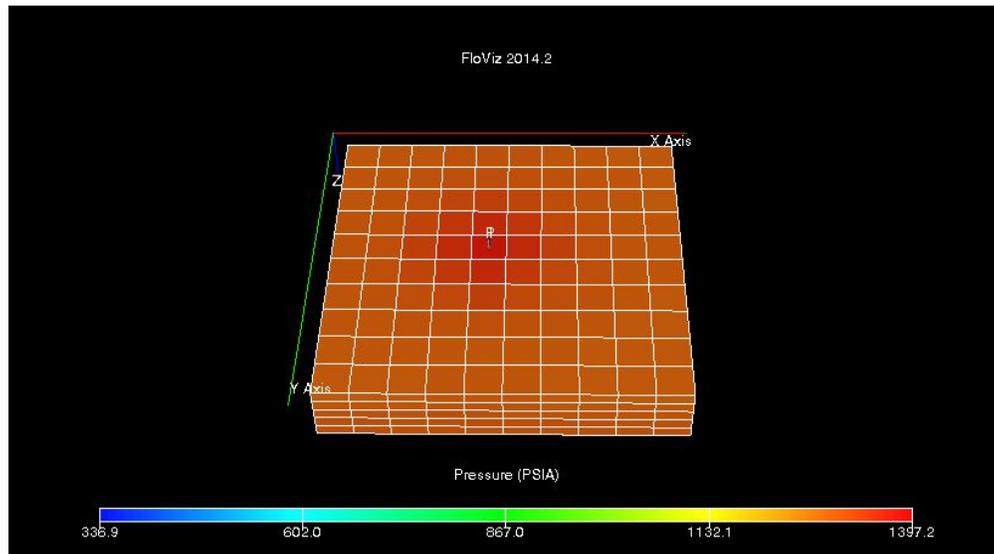
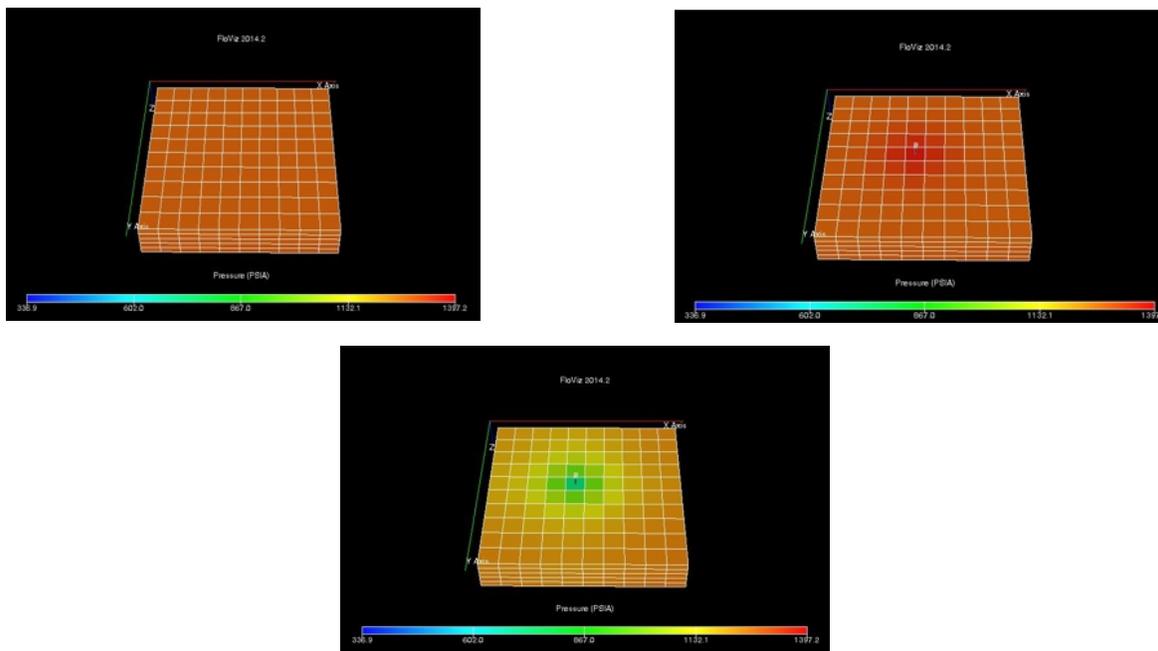


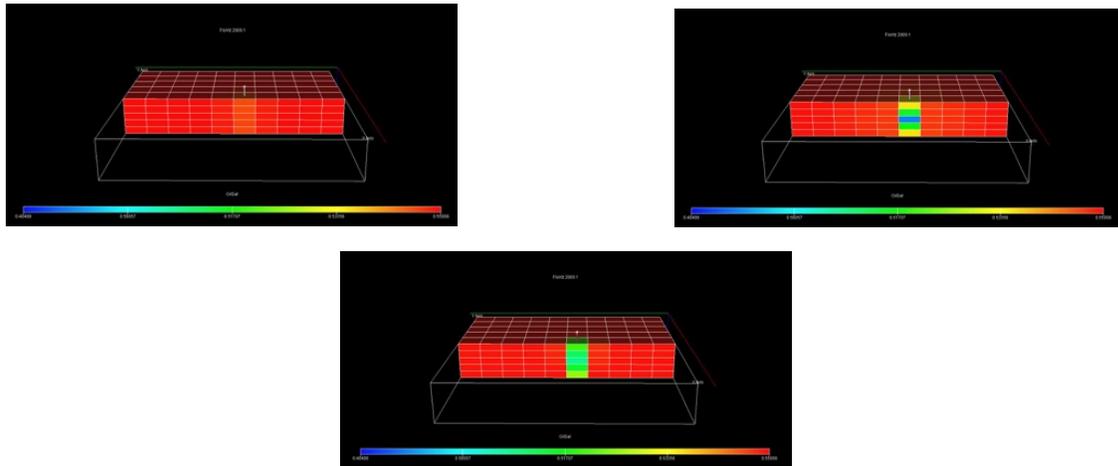
FIGURA 52. CAMBIOS DE PRESIÓN A LO LARGO DEL PROCESO.



Saturación de Aceite

La saturación de aceite tenderá a disminuir al momento que es puesto en producción el yacimiento, a su vez al implementar el método y recíprocamente al cambio de presión ocurren cambios en la saturación de aceite, las imágenes siguientes (Fig. 53) muestran el cambio de la saturación a lo largo del proceso. La paleta de colores tiene como valor mínimo 0.4840 (azul) y máximo de 0.5506 (rojo).

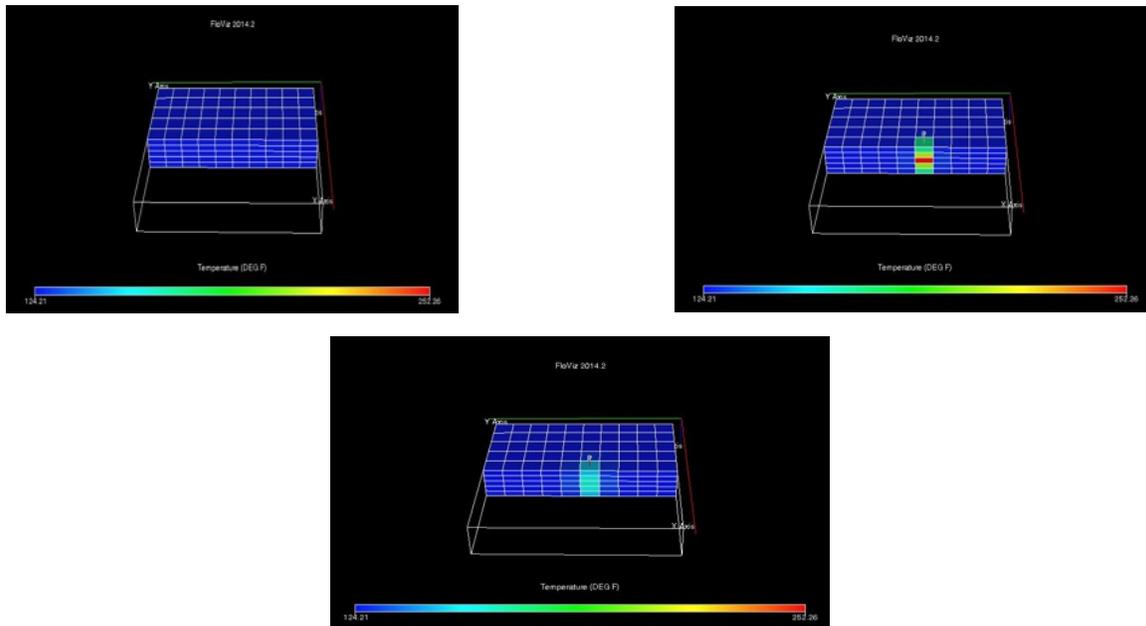
FIGURA 53. CAMBIOS DE LA SATURACIÓN DE ACEITE A LO LARGO DEL PROCESO.



Temperatura

Las imágenes siguientes (Fig. 54) muestran el cambio de la temperatura a lo largo del proceso, a la izquierda la temperatura inicial, en el centro después de inyectar el vapor y a la derecha la temperatura al momento de la producción después de la estimulación. La paleta de colores tiene como temperatura mínima 124°F (azul) y máxima de 252.3 °F (rojo).

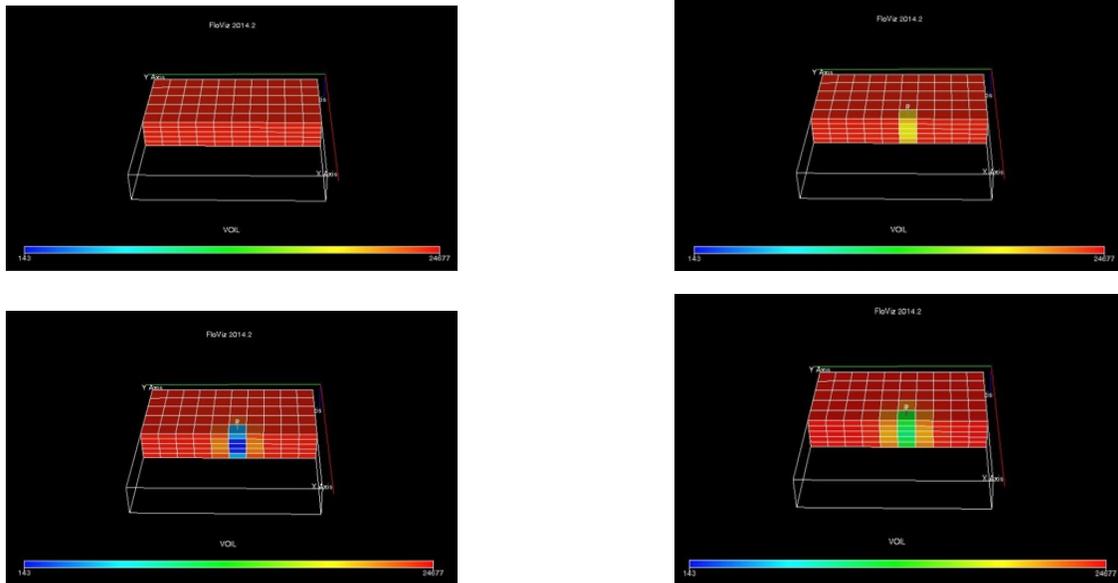
FIGURA 54. CAMBIOS DE TEMPERATURA A LO LARGO DEL PROCESO.



Viscosidad

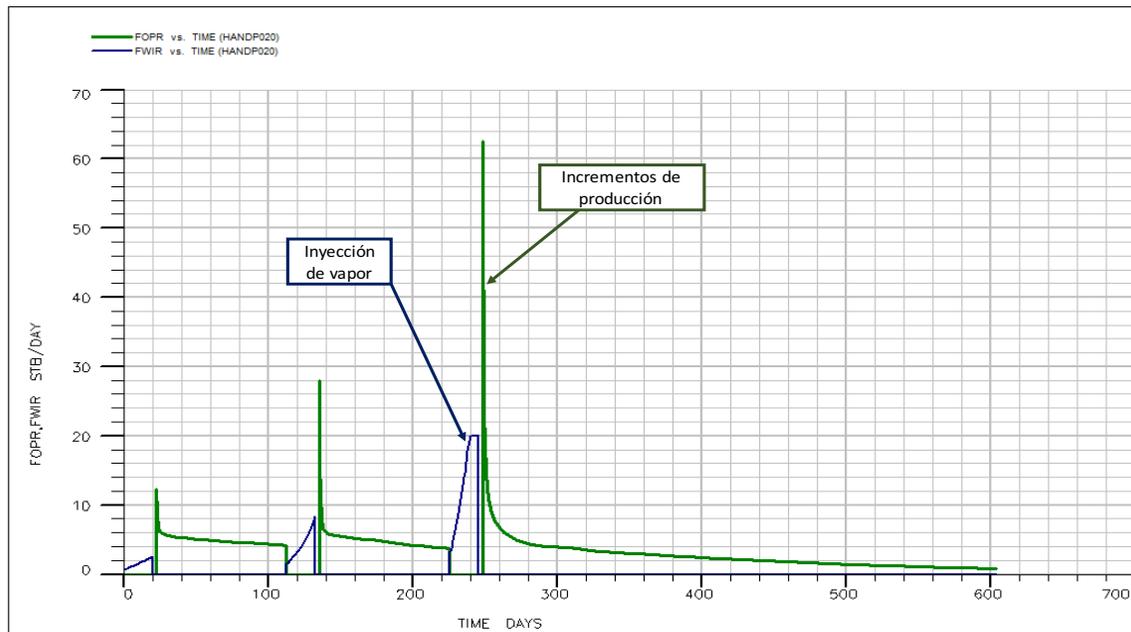
De manera inversa al aumento de la temperatura, la viscosidad del fluido tenderá a disminuir como se muestra en la Fig. 55, de izquierda a derecha y de arriba abajo, se muestra la disminución de la viscosidad llegando a tener una viscosidad de hasta 150 cp, lo que se verá traducido en un aumento de producción. La paleta de colores tiene como viscosidad mínima 146 cp (azul) y máxima de 24677 cp (rojo).

FIGURA 55. CAMBIOS DE VISCOSIDAD A LO LARGO DEL PROCESO.



En la Fig. 56, se muestran los ciclos que involucra el proceso de *Huff and Puff*, siguiendo la gráfica en el eje horizontal se especifican los días que duró el proceso y el eje vertical tiene como unidades barriles por día, cabe mencionar que la inyección según el simulador se introducen en dichas unidades, mientras que comúnmente un generador de vapor utiliza como unidad base toneladas de vapor; como primera fase, la inyección del vapor, posteriormente el cerrado del pozo para el “remojo” y finalmente los días en que se pone a producir.

FIGURA 56. HUFF AND PUFF EN POZOS VERTICALES.



Finalmente, es muy importante comparar los incrementos de producción que proporciona la implementación de éste método térmico versus la producción en frío. En las Figs. 57 y 58 se muestran las comparaciones de los gastos de producción.

FIGURA 57. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN (EN FRÍO Y CON HUFF AND PUFF).

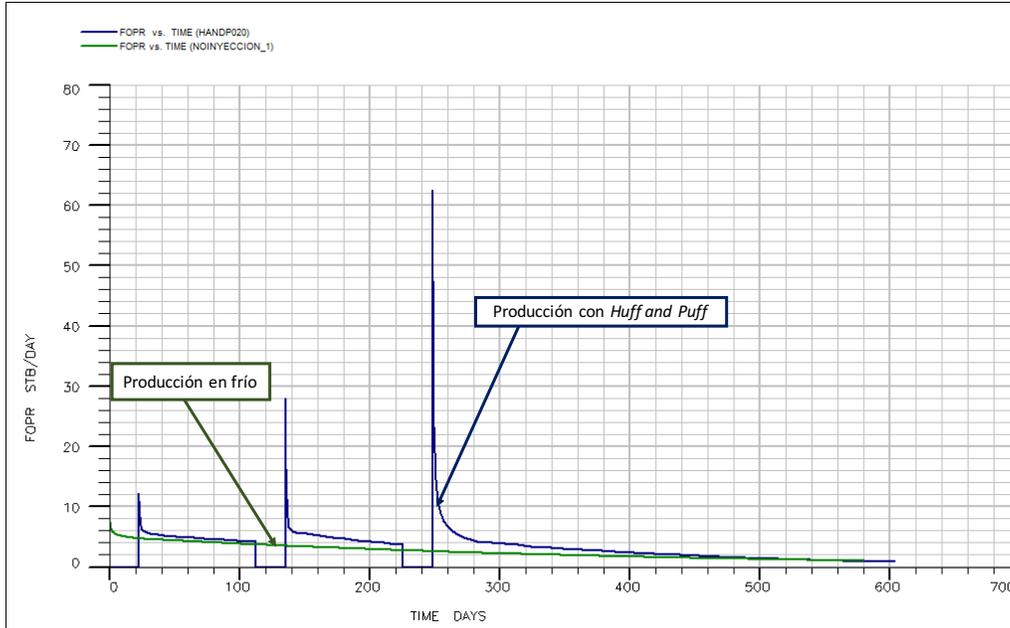
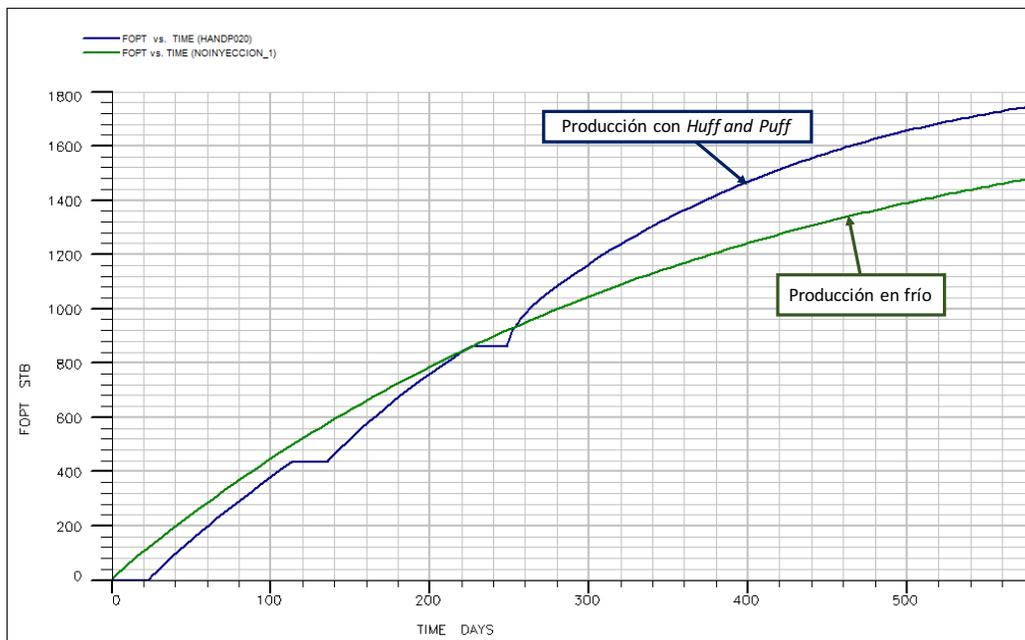


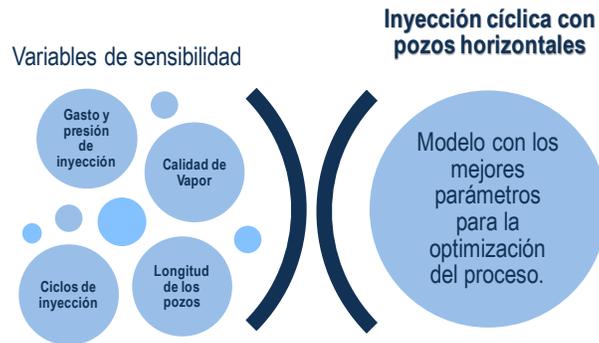
FIGURA 58. PRODUCCIÓN ACUMULADA (EN FRÍO Y CON HUFF AND PUFF).



Al realizar la comparación de la producción en frío y la producción esperada al aplicar 3 ciclos de *Huff and Puff*, podemos observar un incremento en el Np del proceso mostrado en el eje vertical de la gráfica en barriles (Fig. 58) del 23% adicional.

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES

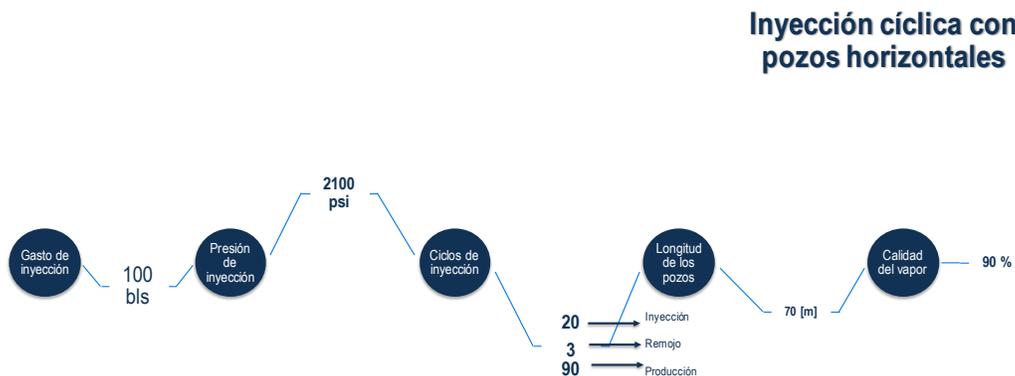
Un proceso de inyección cíclica de vapor con perforación horizontal tendrá la posibilidad de sensibilizar los siguientes parámetros y así obtener el mejor pronóstico de producción que incremente el factor de recuperación del método.



Al terminar de realizar el análisis de sensibilidad se pudo determinar que la longitud de los pozos horizontales es la variable que más incrementó y afectó la producción, sin embargo, los ciclos de inyección también son de gran importancia para determinar los tiempos correctos necesarios para cada proyecto. Los gastos, la presión de inyección y la calidad de vapor son igual de importantes pues determinan la calidad de calor inyectada al fluido y así generar un cambio en la viscosidad y temperatura del hidrocarburo.



Finalmente, el mejor caso de inyección cíclica con pozos horizontales con las variables optimizadas quedaría de la siguiente manera:



Después de optimizar el modelo de simulación a continuación se muestran las condiciones iniciales y el cambio en las variables de referencia.

Presión

La presión inicial para todos los métodos fue de 1300 [psi]. En la Fig. 59 se muestra el cambio de presión después del primer ciclo de *Huff and Puff*. En las Imágenes siguientes (Fig. 60) se muestran los cambios de presión a lo largo del proceso. La paleta de colores tiene como presión mínima 256.1 psia (azul) y máxima de 1902.9 psia (rojo).

FIGURA 59. CAMBIO DE PRESIÓN.

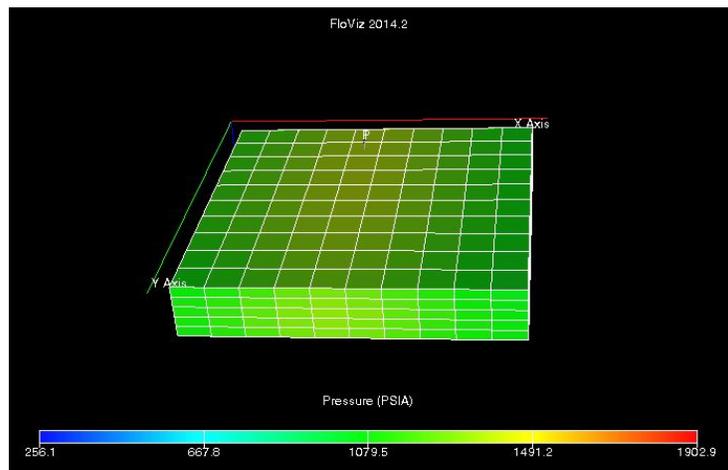
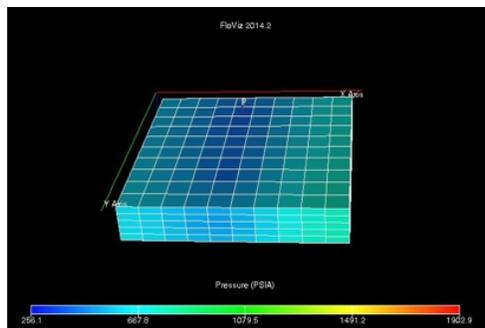
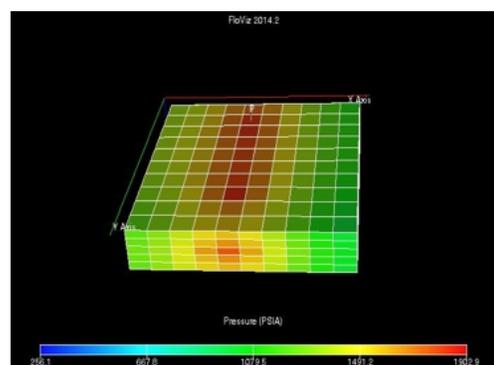
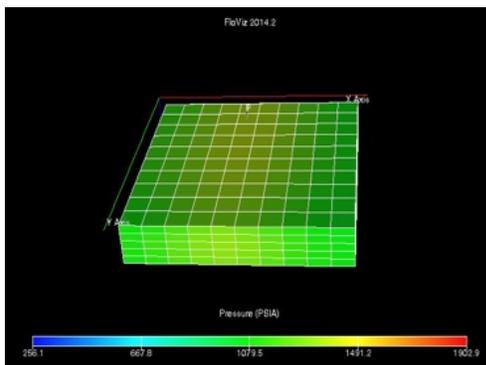


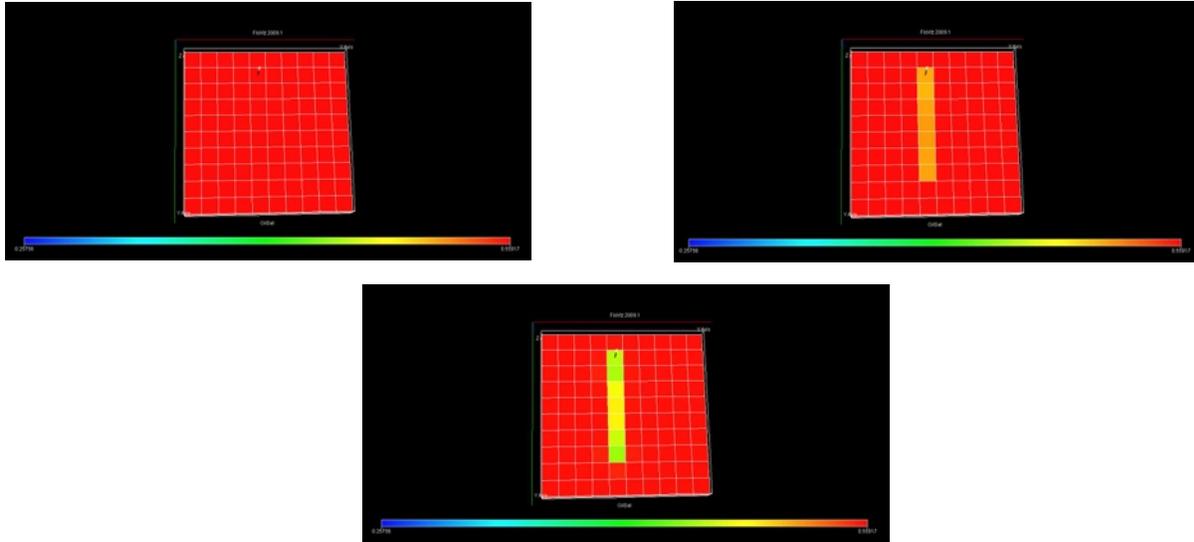
FIGURA 60. CAMBIOS DE PRESIÓN A LO LARGO DEL PROCESO.



Saturación de Aceite

La Saturación de aceite tenderá a disminuir al momento que es puesto en producción el yacimiento, a su vez al implementar el método y recíprocamente al cambio de presión ocurren cambios en la saturación de aceite, las imágenes siguientes (Fig. 61) muestran el cambio de la saturación a lo largo del proceso. La paleta de colores tiene como valor mínimo 0.2540 (azul) y máximo de 0.5506 (rojo).

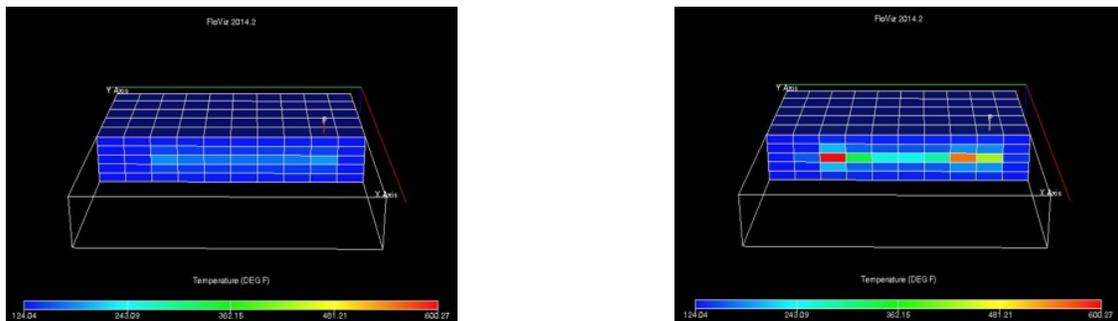
FIGURA 61. CAMBIOS DE LA SATURACIÓN DE ACEITE A LO LARGO DEL PROCESO.

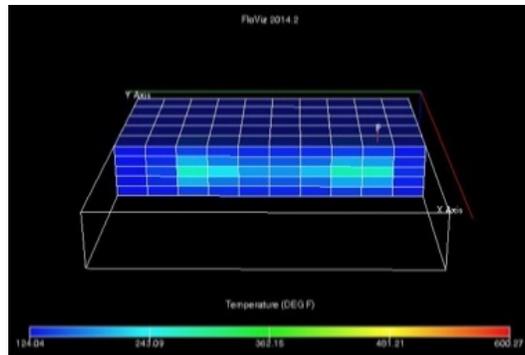


Temperatura

Las imágenes siguientes (Fig. 62) muestran el cambio de la temperatura a lo largo del proceso, a la izquierda la temperatura inicial, en el centro después de inyectar el vapor y a la derecha la temperatura al momento de la producción después de la estimulación. La paleta de colores tiene como temperatura mínima 124°F (azul) y máxima de 600°F (rojo).

FIGURA 62. CAMBIOS DE TEMPERATURA A LO LARGO DEL PROCESO.

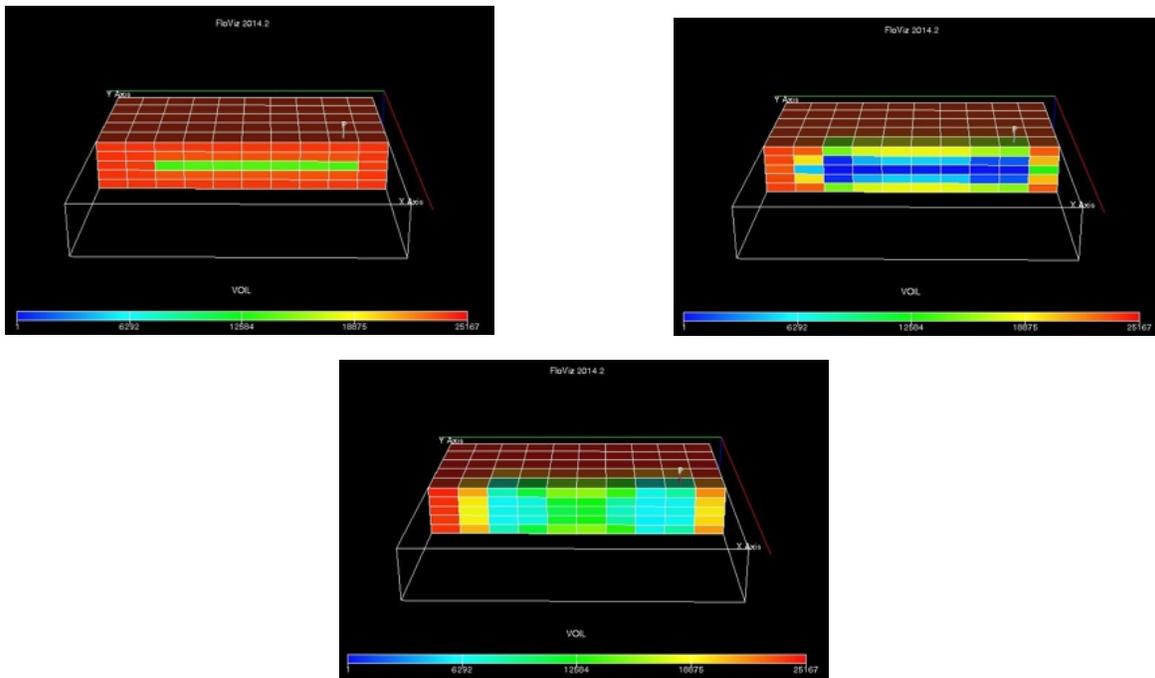




Viscosidad

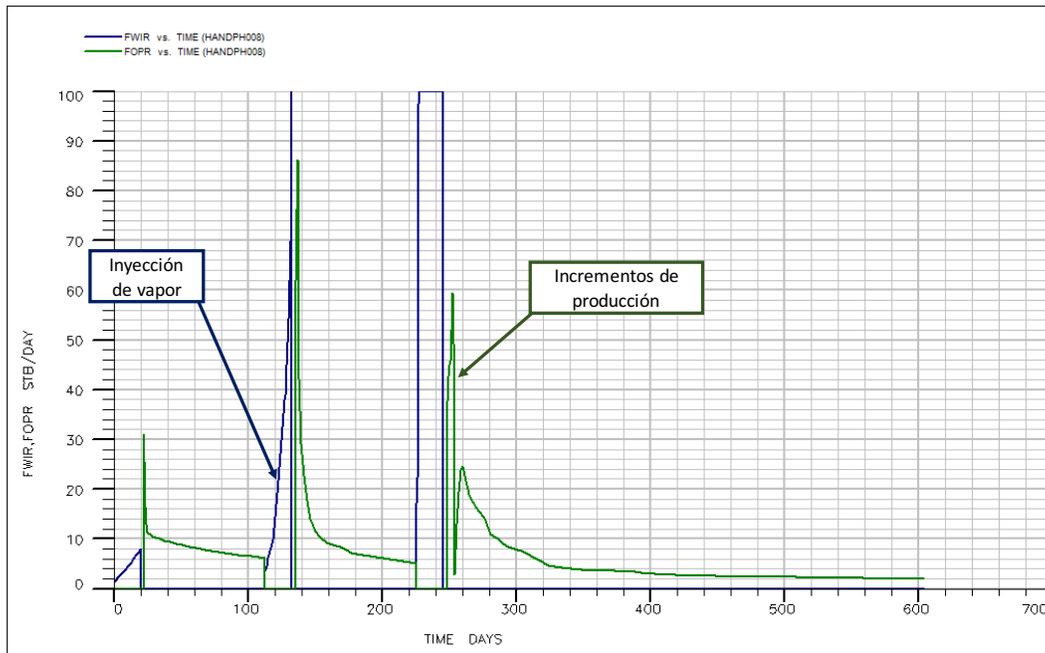
De manera inversa al aumento de la temperatura, la viscosidad del fluido tenderá a disminuir como se muestra en la Fig. 63, de izquierda a derecha, se muestra la disminución de la viscosidad llegando a tener una viscosidad de hasta 2 cp, lo que se verá traducido en un aumento de producción. La paleta de colores tiene como viscosidad mínima 1 cp (azul) y máxima de 25167 cp (rojo).

FIGURA 63. CAMBIOS DE VISCOSIDAD A LO LARGO DEL PROCESO.



En la Fig. 64, se muestran los ciclos que involucra el proceso de *Huff and Puff*, siguiendo la gráfica en el eje horizontal se especifican los días que duró el proceso y el eje vertical tiene como unidades barriles por día, cabe mencionar que la inyección según el simulador se introducen en dichas unidades, mientras que comúnmente un generador de vapor utiliza como unidad base toneladas de vapor; como primera fase, la inyección del vapor, posteriormente el cerrado del pozo para el “remojo” y finalmente los días en que se pone a producir.

FIGURA 64. HUFF AND PUFF EN POZOS VERTICALES.



Finalmente, es muy importante comparar los incrementos de producción que proporciona la implementación de éste método térmico versus la producción en frío. En las Figs. 65 y 66 se muestran las comparaciones de los gastos de producción.

FIGURA 65. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN (EN FRÍO Y CON HUFF AND PUFF).

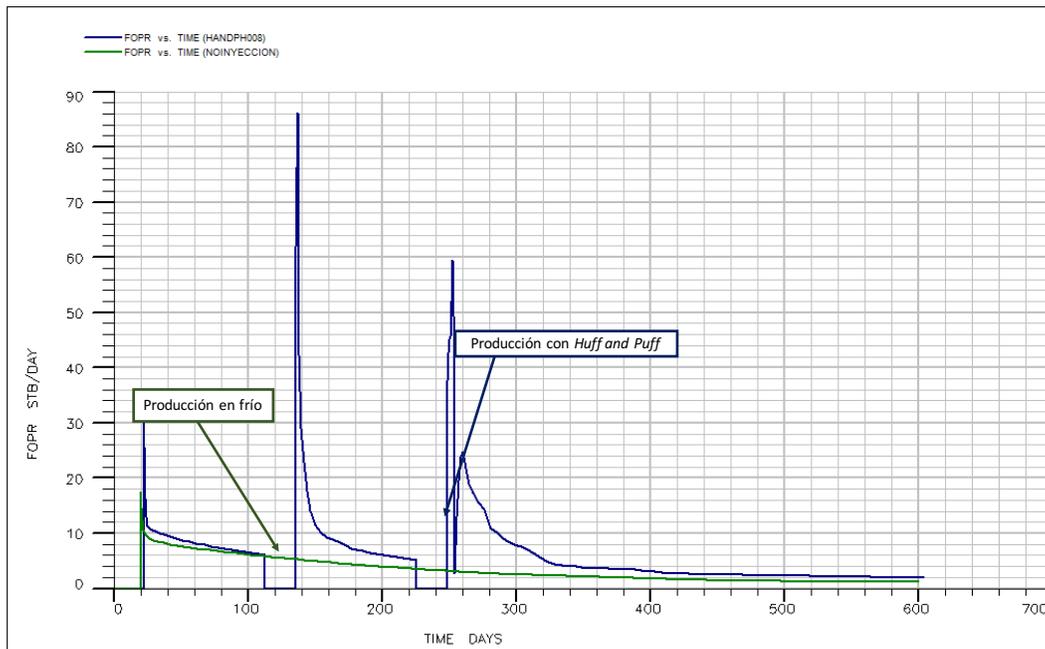
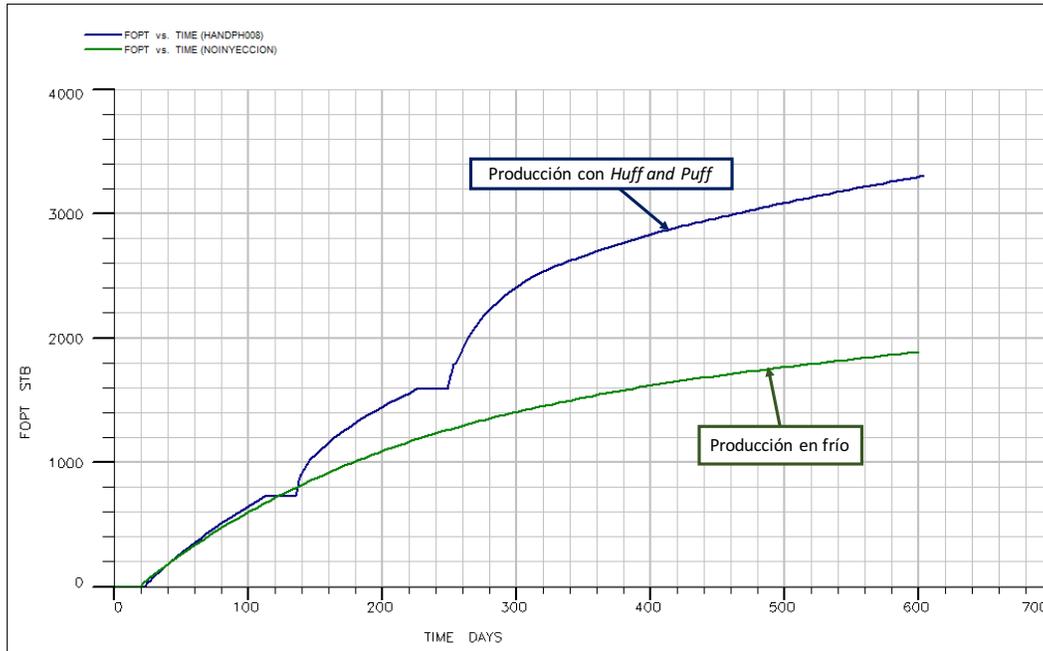


FIGURA 66. PRODUCCIÓN ACUMULADA (EN FRÍO Y CON HUFF AND PUFF).

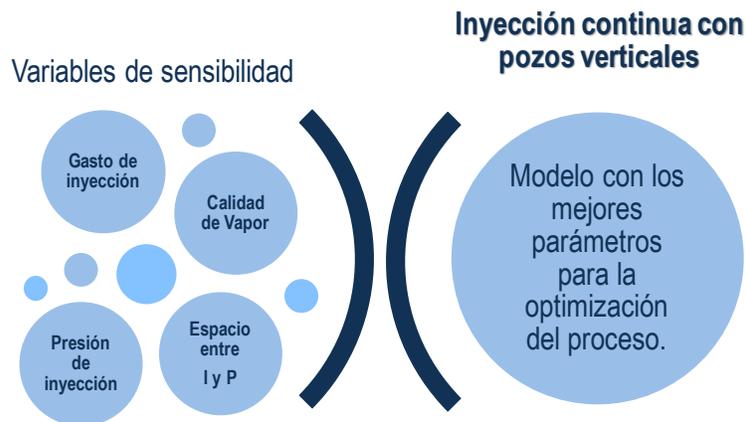


Al realizar la comparación de la producción en frío y la producción esperada al aplicar 3 ciclos de *Huff and Puff*, podemos observar un incremento en el N_p del proceso mostrado en el eje vertical de la gráfica en barriles (Fig. 66) del 74% adicional.

4.2.3 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

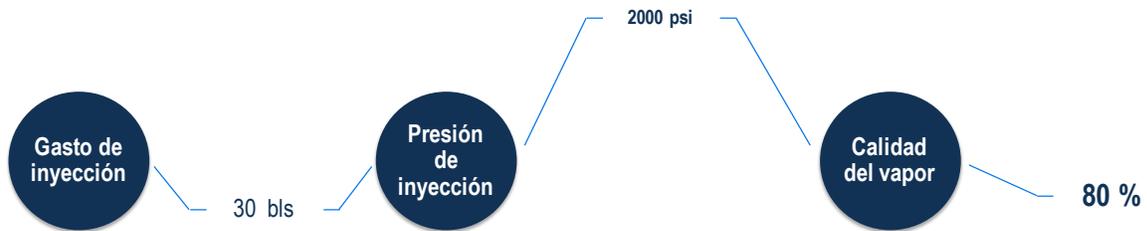
INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR POZOS VERTICALES

A este método de recuperación térmica se le aplicaron las siguientes variables de sensibilidad:



Por último, el mejor caso de inyección continua con pozos verticales con las variables optimizadas quedaría de la siguiente manera:

Inyección continua con pozos verticales



En este método, la presión de inyección es la variable que ayudó aún más a la optimización del modelo, seguido de la distancia entre el pozo inyector y el pozo productor.



Después de optimizar el modelo de simulación a continuación se muestran las condiciones iniciales y el cambio en las variables de referencia.

Presión

La presión inicial para todos los métodos fue de 1300 [psi]. En la Fig. 67 se muestra el cambio de presión más importante para este proceso. En las imágenes siguientes (Fig. 68) se muestran los cambios de presión a lo largo de la aplicación del método, pero cabe mencionar que la presión tiene a disminuir rápidamente al final del proceso. La paleta de colores tiene como presión mínima 253.2 psia (azul) y máxima de 1298.1 psia (rojo).

FIGURA 67. CAMBIO DE PRESIÓN AL TIEMPO 1.

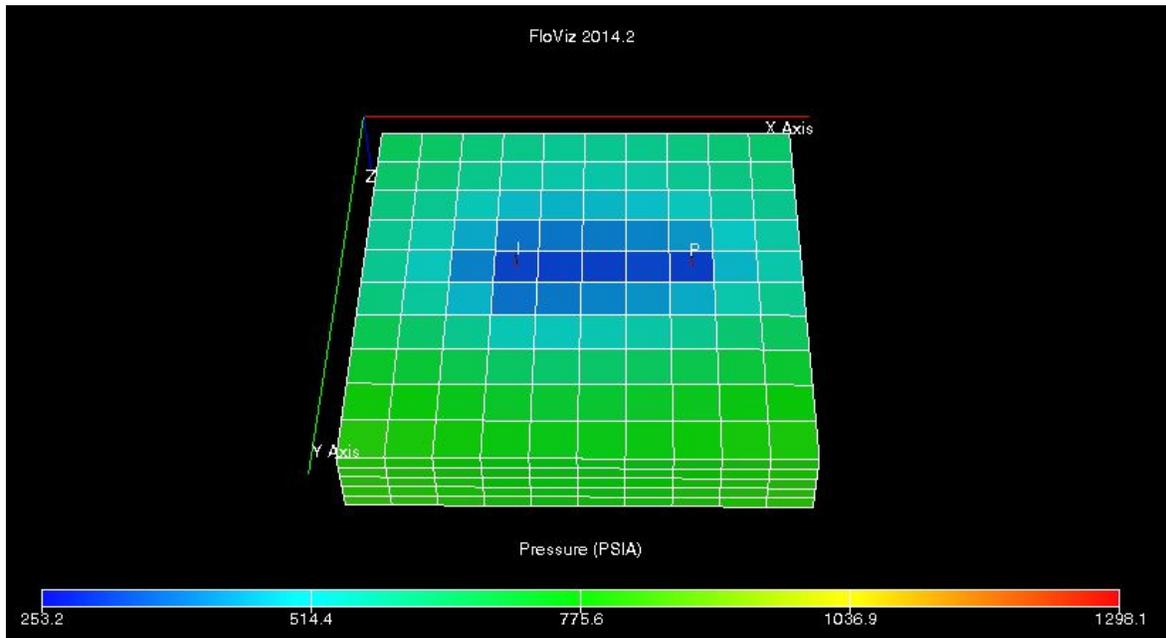
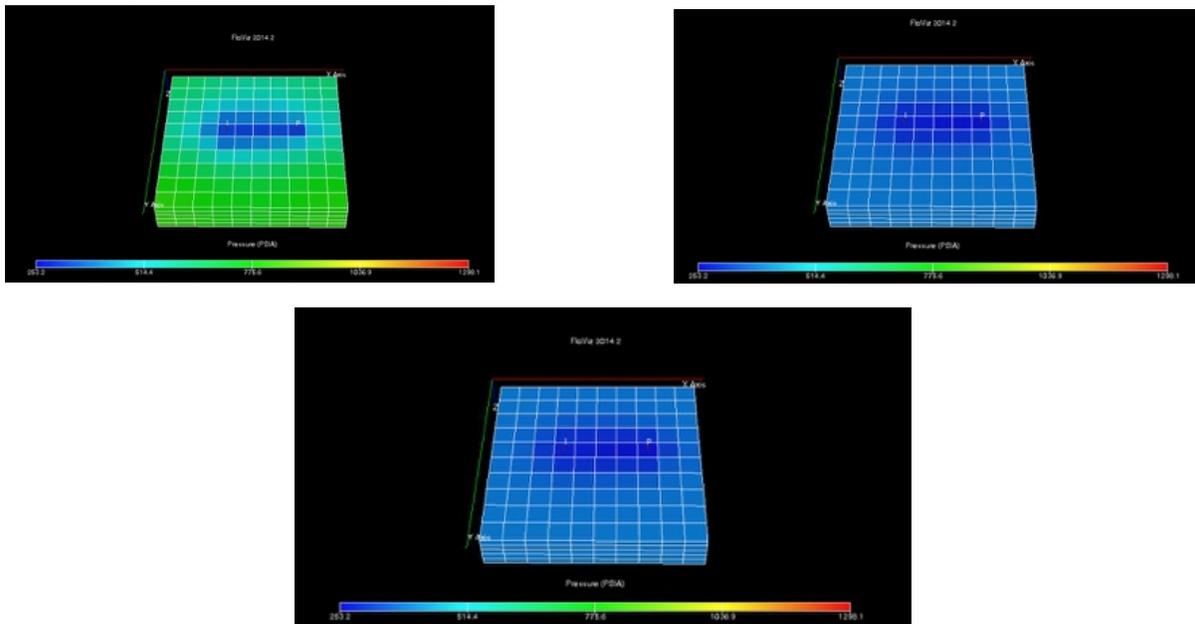


FIGURA 68. CAMBIOS DE PRESIÓN A LO LARGO DEL PROCESO.

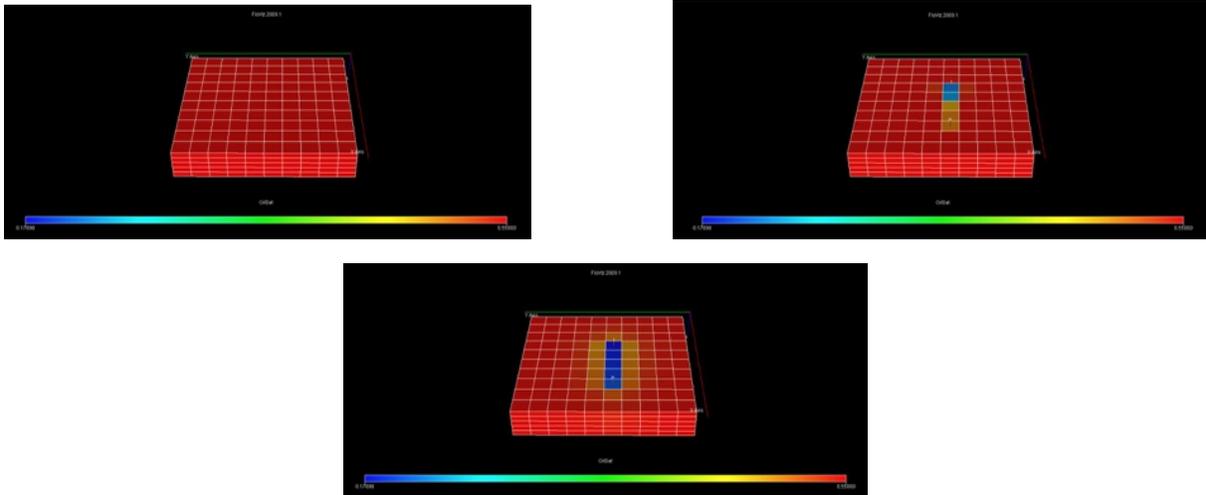


Saturación de Aceite

La saturación de aceite tenderá a disminuir al momento que es puesto en producción el yacimiento, a su vez al implementar el método y recíprocamente al cambio de presión ocurren cambios en la saturación

de aceite, las imágenes siguientes (Fig. 69) muestran el cambio de la saturación a lo largo del proceso. La paleta de colores tiene como valor mínimo 0.1340 (azul) y máximo de 0.5506 (rojo).

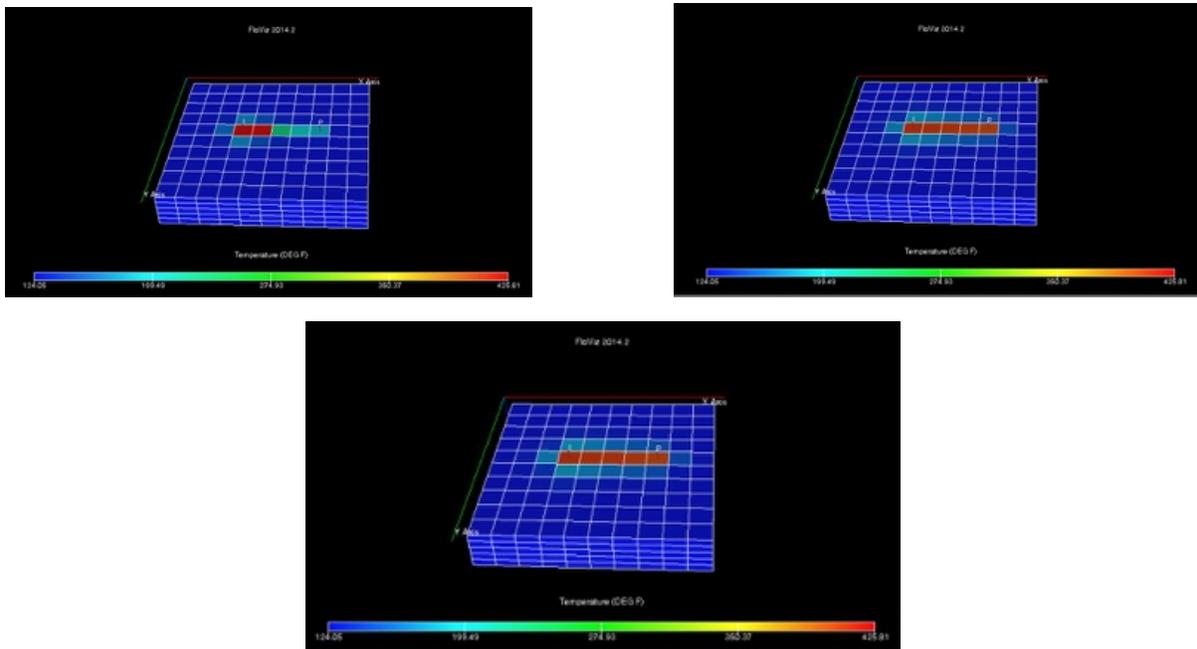
FIGURA 69. CAMBIOS DE LA SATURACIÓN DE ACEITE A LO LARGO DEL PROCESO.



Temperatura

Las imágenes siguientes (Fig. 70) muestran el cambio de la temperatura a lo largo del proceso, a la izquierda la temperatura inicial, en el centro después de inyectar el vapor y a la derecha la temperatura al momento de la producción después de la estimulación. La paleta de colores tiene como temperatura mínima 124°F (azul) y máxima de 435 °F (rojo).

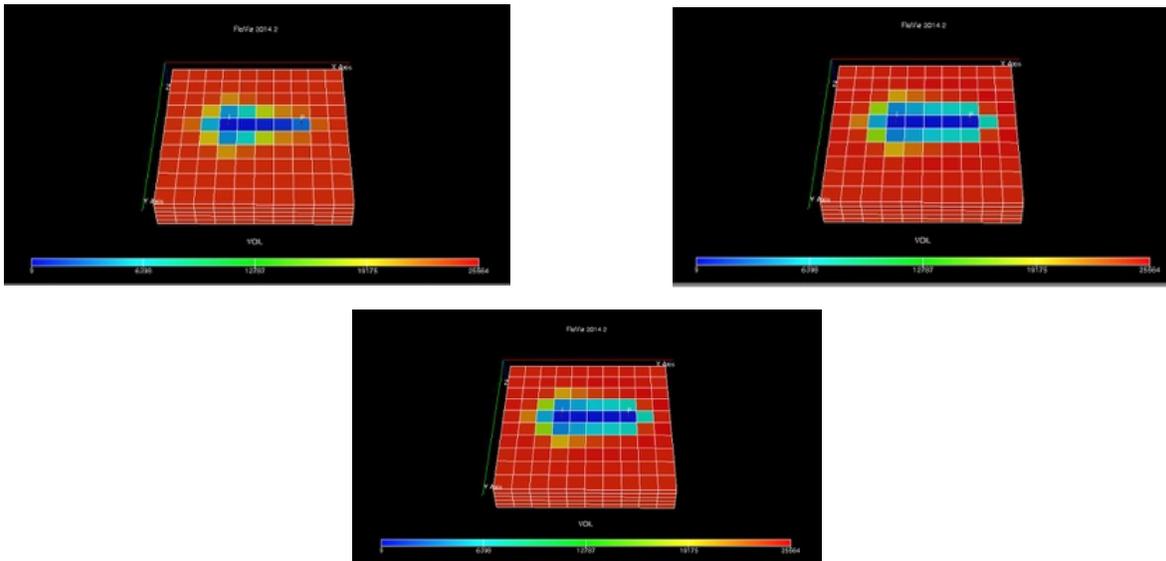
FIGURA 70. CAMBIOS DE TEMPERATURA A LO LARGO DEL PROCESO.



Viscosidad

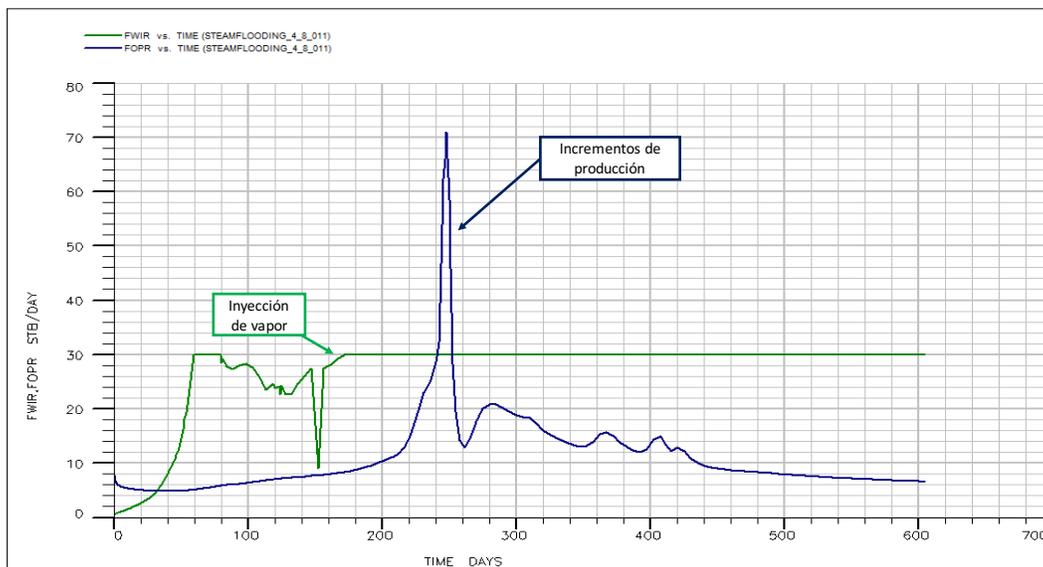
De manera inversa al aumento de la temperatura, la viscosidad del fluido tenderá a disminuir como se muestra en la Fig. 71, de izquierda a derecha y de arriba abajo, se muestra la disminución de la viscosidad llegando a tener una viscosidad de hasta 10 cp, lo que se verá traducido en un aumento de producción. La paleta de colores tiene como viscosidad mínima 1 cp (azul) y máxima de 24677 cp (rojo).

FIGURA 71. CAMBIOS DE VISCOSIDAD A LO LARGO DEL PROCESO.



En la Fig. 72, se muestran los gastos de inyección que se logran alcanzar a lo largo del proceso, además de los incrementos de producción asociados a la estimulación. siguiendo la gráfica en el eje horizontal se especifican los días que duró el proceso y el eje vertical tiene como unidades barriles por día, cabe mencionar que la inyección según el simulador se introduce en dichas unidades, mientras que comúnmente un generador de vapor utiliza como unidad base toneladas de vapor.

FIGURA 72. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN POZOS VERTICALES.



Finalmente, es muy importante comparar los incrementos de producción que proporciona la implementación de éste método térmico vs. la producción en frío. En las Figs. 73 y 74 se muestran las comparaciones de los gastos de producción.

FIGURA 73. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN (EN FRÍO Y CON INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR).

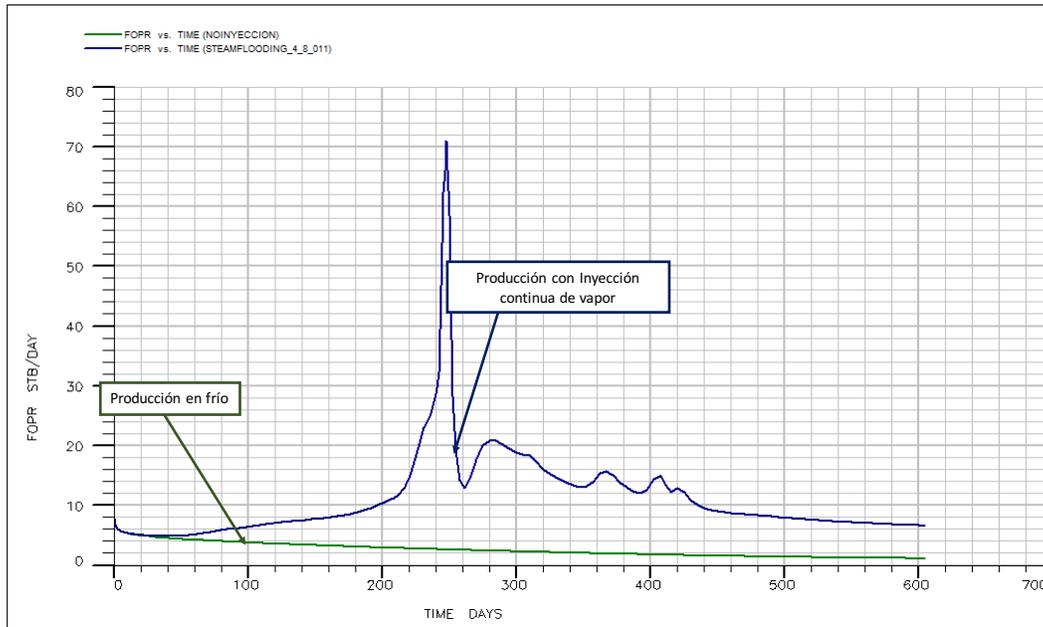
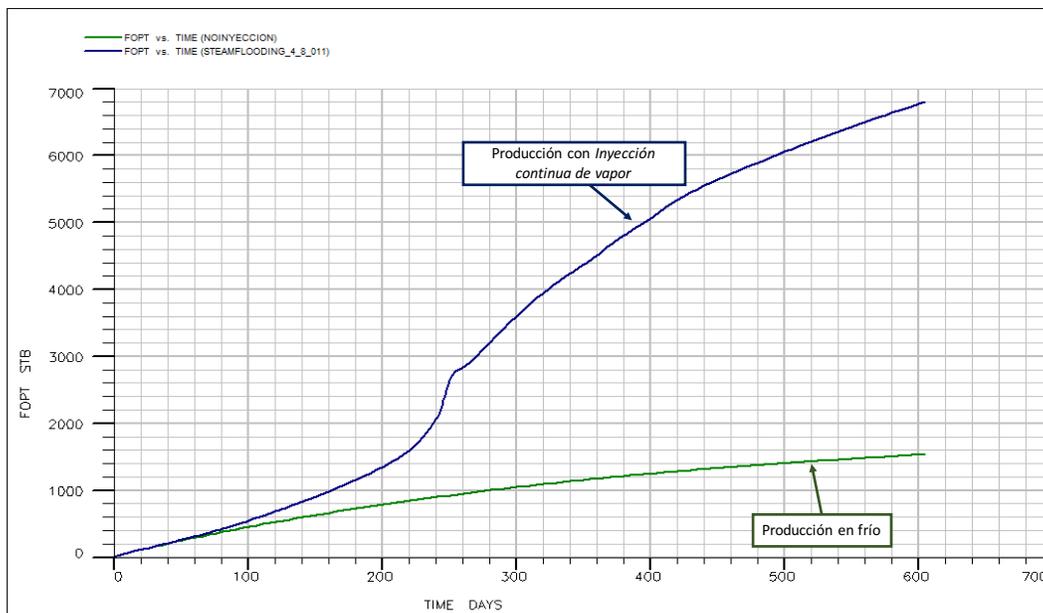


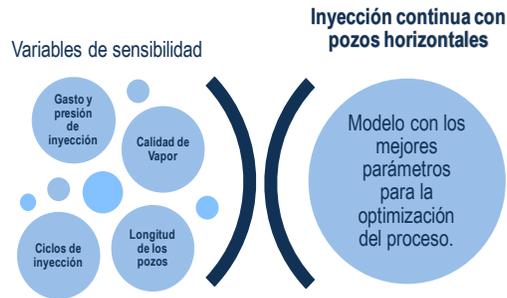
FIGURA 74. PRODUCCIÓN ACUMULADA (EN FRÍO Y CON INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR).



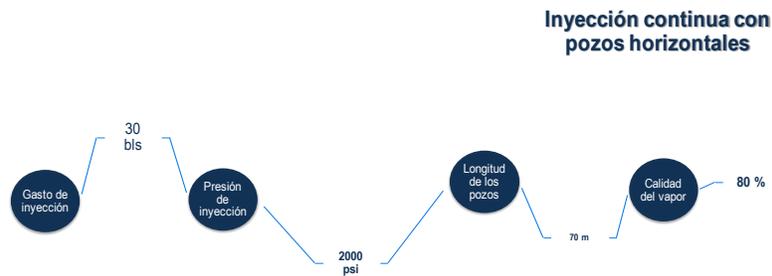
Al realizar la comparación de la producción en frío y la producción esperada al implementar la inyección continua de vapor, podemos observar un incremento en el Np del proceso mostrado en el eje vertical de la gráfica en barriles (Fig. 74) del 350% adicional, es decir, 3.5 veces la producción en frío.

INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR POZOS HORIZONTALES

A este método de recuperación térmica se le aplicaron las siguientes variables de sensibilidad:



Por último, el mejor caso de inyección continua con pozos horizontales con las variables optimizadas quedaría de la siguiente manera:



Por último, la longitud de perforación es el parámetro que más incremento de producción proporcionaba al modelo, aunque el espacio entre el pozo Inyector y el pozo Productor es también de gran importancia, pues proporciona un equilibrio entre la distancia para poder calentar el fluido de inyección.



Después de optimizar el modelo de simulación a continuación se muestran las condiciones iniciales y el cambio en las variables de referencia.

Presión

La presión inicial para todos los métodos fue de 1300 [psi]. En la Fig. 75 se muestra el primer cambio de presión presente en el método. En las Imágenes siguientes (Fig. 76) se muestran los cambios de presión a lo largo del proceso. La paleta de colores tiene como presión mínima 258.1 psia (azul) y máxima de 1298.1 psia (rojo).

FIGURA 75. CAMBIO DE PRESIÓN AL TIEMPO 1.

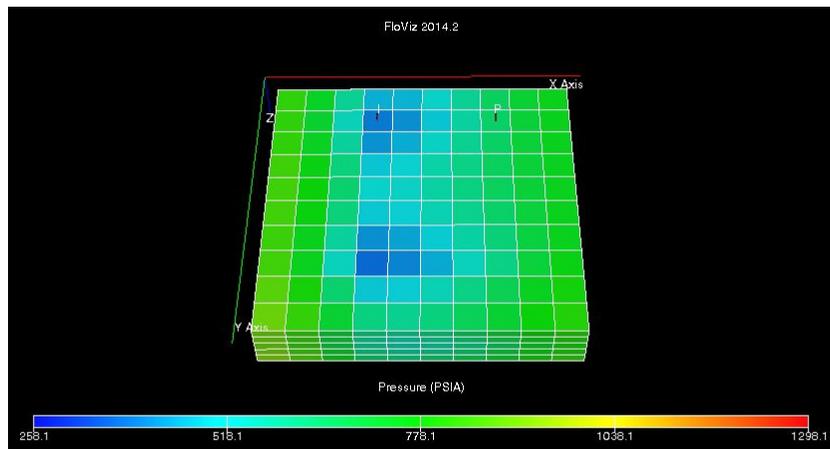
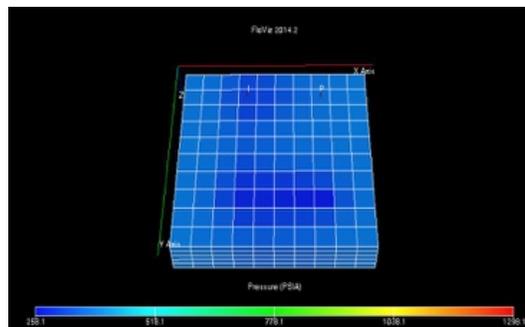
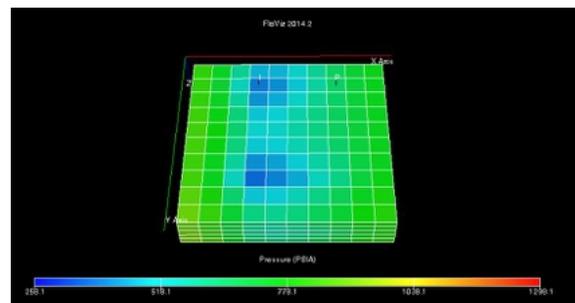
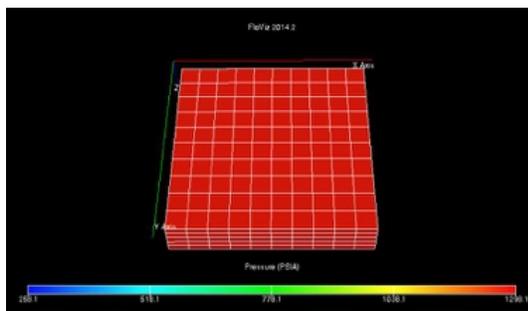


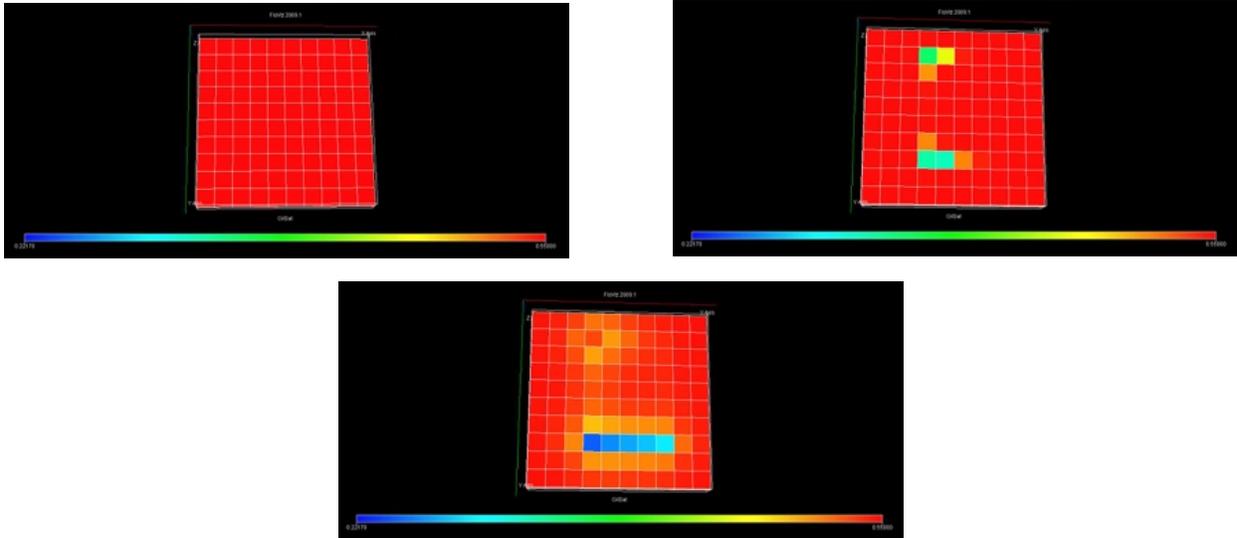
FIGURA 76. CAMBIOS DE PRESIÓN A LO LARGO DEL PROCESO.



Saturación de Aceite

La saturación de aceite tenderá a disminuir al momento que es puesto en producción el yacimiento, a su vez al implementar el método y recíprocamente al cambio de presión ocurren cambios en la saturación de aceite, las imágenes siguientes (Fig. 77) muestran el cambio de la saturación a lo largo del proceso. . La paleta de colores tiene como valor mínimo 0.2225 (azul) y máximo de 0.5506 (rojo).

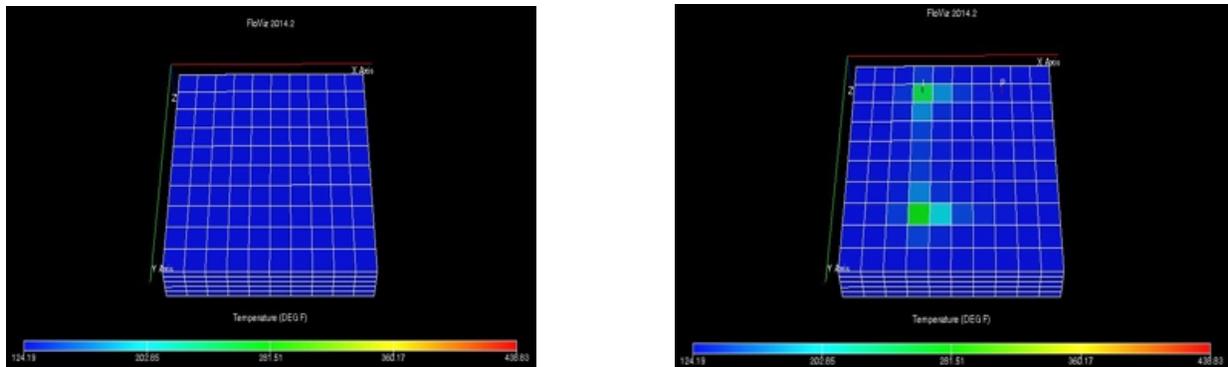
FIGURA 77. CAMBIOS DE LA SATURACIÓN DE ACEITE A LO LARGO DEL PROCESO.

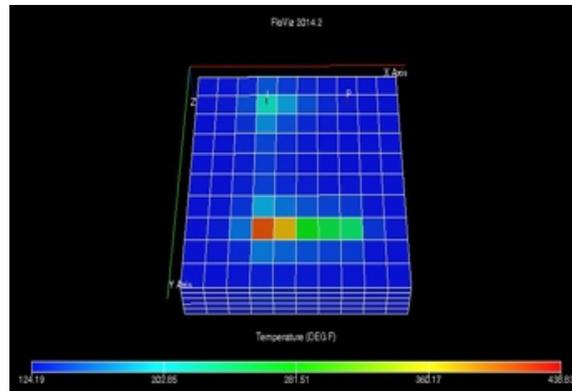


Temperatura

Las imágenes siguientes (Fig. 78) muestran el cambio de la temperatura a lo largo del proceso, a la izquierda la temperatura inicial, en el centro después de inyectar el vapor y a la derecha la temperatura al momento de la producción después de la estimulación. La paleta de colores tiene como temperatura mínima 124°F (azul) y máxima de 435 °F (rojo).

FIGURA 78. CAMBIOS DE PRESIÓN A LO LARGO DEL PROCESO.

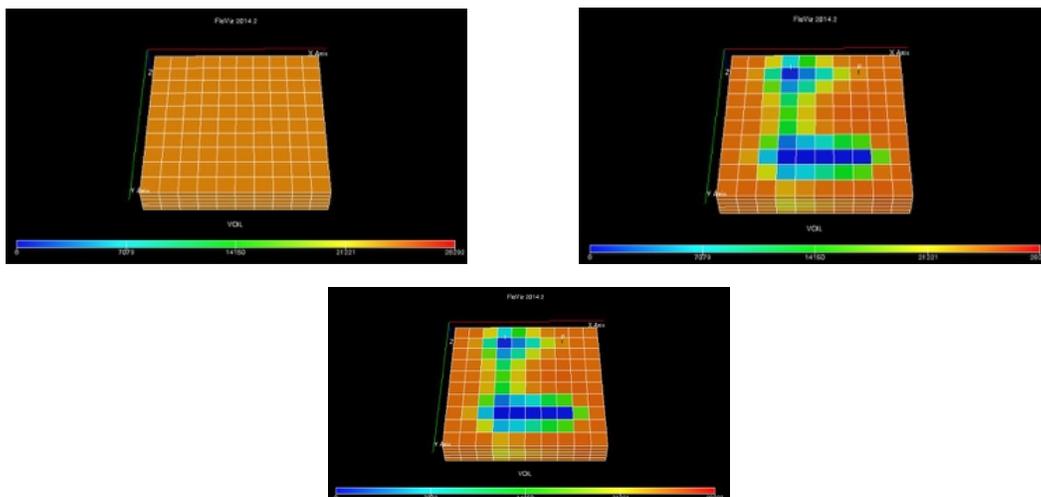




Viscosidad

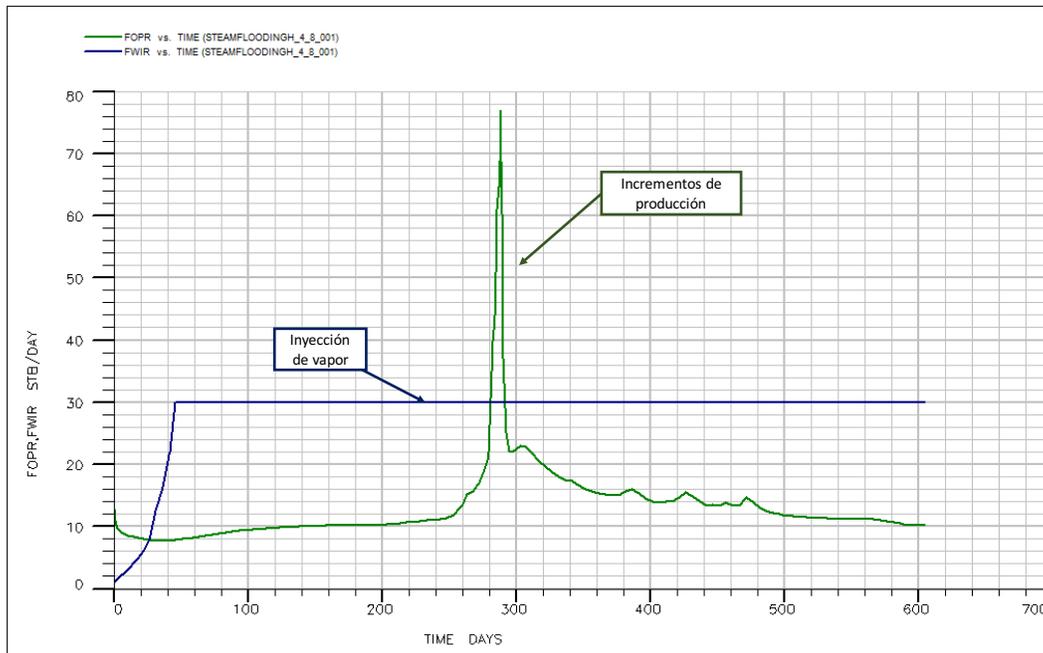
De manera inversa al aumento de la temperatura, la viscosidad del fluido tenderá a disminuir como se muestra en la Fig. 79, de izquierda a derecha y de arriba abajo, se muestra la disminución de la viscosidad llegando a tener una viscosidad de hasta 10 cp, lo que se verá traducido en un aumento de producción. La paleta de colores tiene como viscosidad mínima 6 cp (azul) y máxima de 24677 cp (rojo).

FIGURA 79. CAMBIOS DE VISCOSIDAD A LO LARGO DEL PROCESO.



En la Fig. 80, se muestran los gastos de inyección y a la vez la producción que genera el proceso de *Steam flooding*, siguiendo la gráfica en el eje horizontal se especifican los días que duró el proceso y el eje vertical tiene como unidades barriles por día, cabe mencionar que la inyección según el simulador se introduce en dichas unidades, mientras que comúnmente un generador de vapor utiliza como unidad base toneladas de vapor.

FIGURA 80. INYECCIÓN CONTINUA EN POZOS HORIZONTALES



Finalmente, es muy importante comparar los incrementos de producción que proporciona la implementación de éste método térmico versus la producción en frío. En las Figs. 81 y 82 se muestran las comparaciones de los gastos de producción.

FIGURA 81. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN (EN FRÍO Y CON INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR).

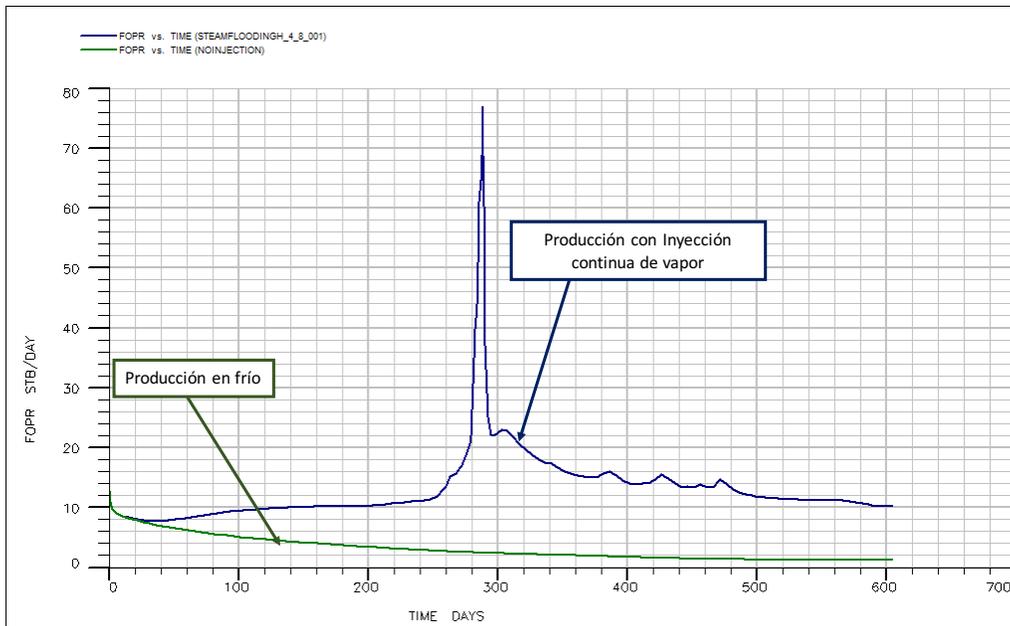
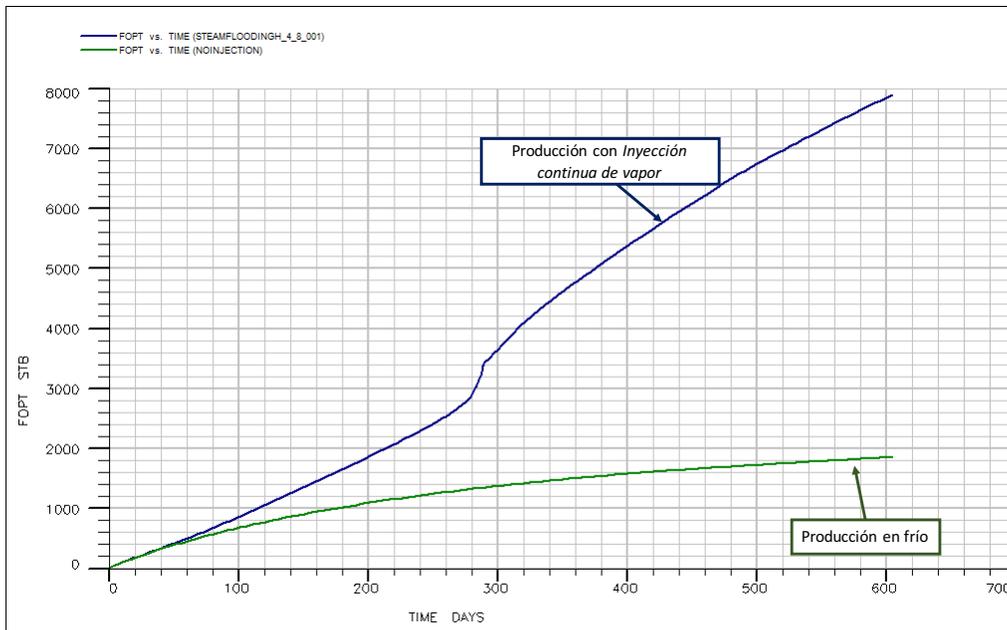


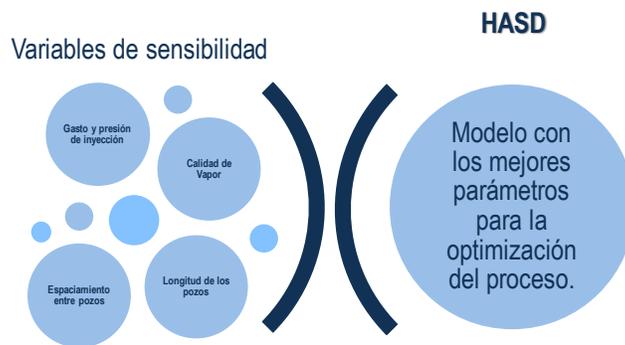
FIGURA 82. PRODUCCIÓN ACUMULADA (EN FRÍO Y CON INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR).



Al realizar la comparación de la producción en frío y la producción esperada al aplicar inyección continua en pozos horizontales, podemos observar un incremento en el Np del proceso mostrado en el eje vertical de la gráfica en barriles (Fig. 82) del 330% adicional, es decir, poco más de tres veces la producción en frío.

4.2.4 HASD

El proceso HASD, podrá tener las siguientes variables de sensibilidad con las que podremos optimizar este modelo y elevar su capacidad.

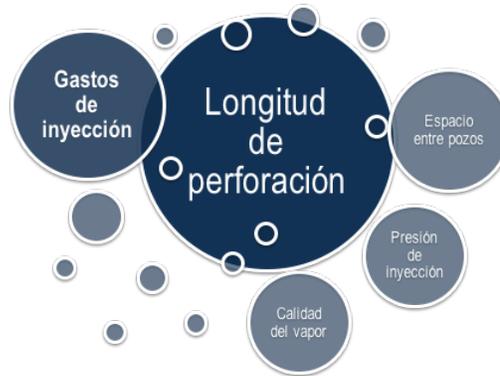


Finalmente, el mejor caso del proceso de HASD con las variables optimizadas quedaría de la siguiente manera:

HASD



Al terminar el análisis de sensibilidad se pudo determinar que la longitud de los pozos horizontales es la variable que más incrementó la producción. Los gastos, la presión de inyección y la calidad de vapor son igual de importantes pues determinan la calidad de calor inyectada al fluido y así generar un cambio en la viscosidad y temperatura del hidrocarburo.



Después de optimizar el modelo de simulación a continuación se muestran las condiciones iniciales y el cambio en las variables de referencia.

Presión

La presión inicial para todos los métodos fue de 1300 [psi]. En las Imágenes siguientes (Fig. 83) se muestran los cambios de presión a lo largo del proceso. La paleta de colores tiene como presión mínima 221.0 psia (azul) y máxima de 2194.4 psia (rojo).

FIGURA 83. PRESIÓN EN EL PRIMER CICLO.

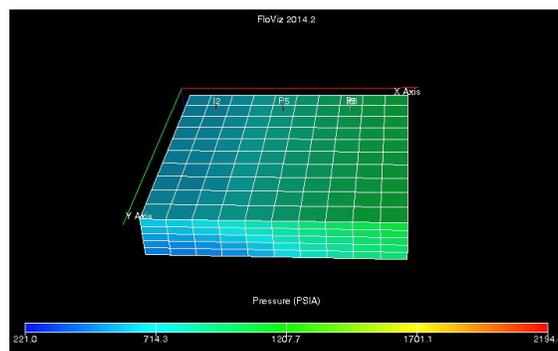
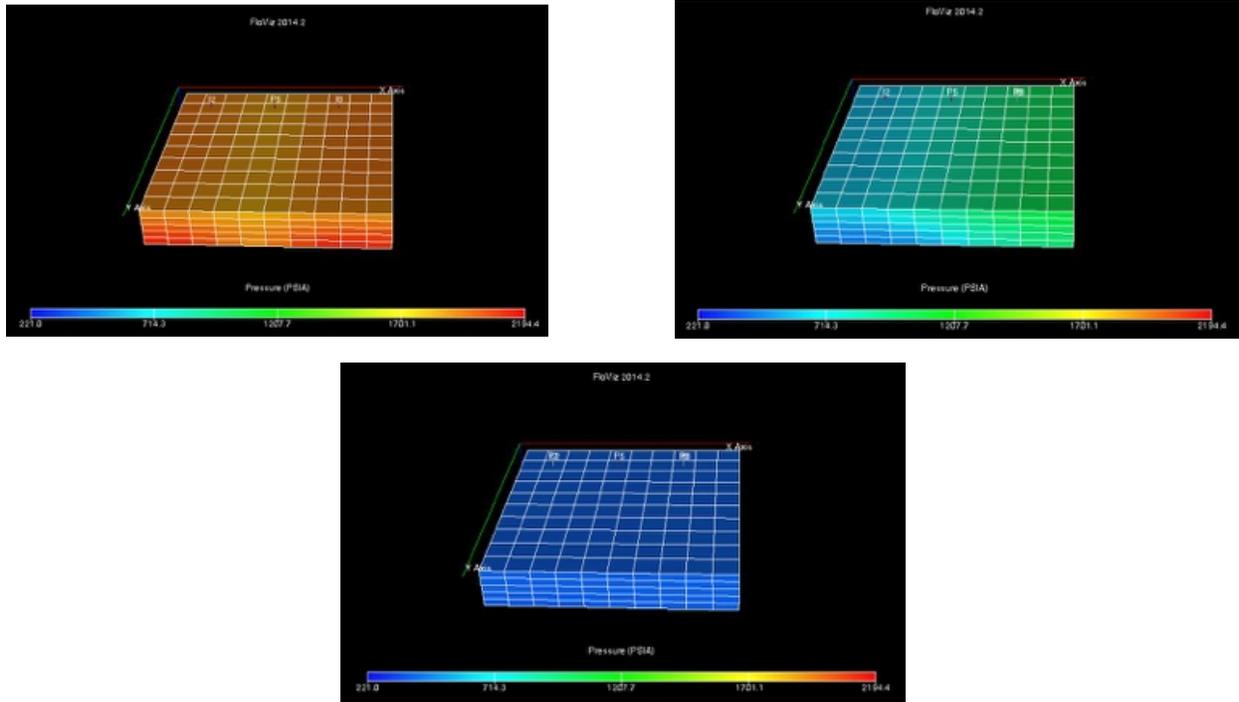


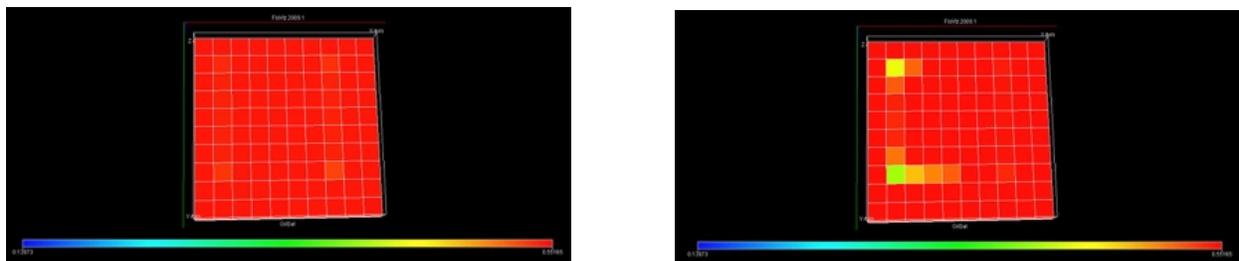
FIGURA 84. CAMBIOS DE PRESIÓN A LO LARGO DEL PROCESO.

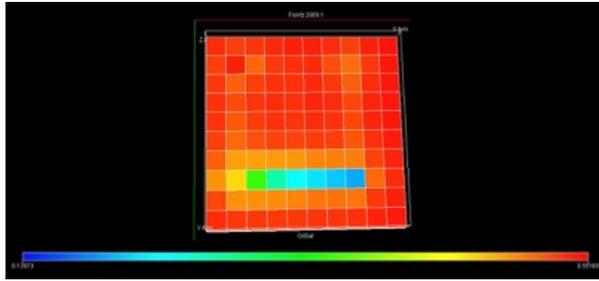


Saturación de Aceite

La saturación de aceite tenderá a disminuir al momento que es puesto en producción el yacimiento, a su vez al implementar el método y recíprocamente al cambio de presión ocurren cambios en la saturación de aceite, las imágenes siguientes (Fig. 85) muestran el cambio de la saturación a lo largo del proceso. . La paleta de colores tiene como valor mínimo 0.1340 (azul) y máximo de 0.5506 (rojo).

FIGURA 85. CAMBIOS DE LA SATURACIÓN DE ACEITE A LO LARGO DEL PROCESO.

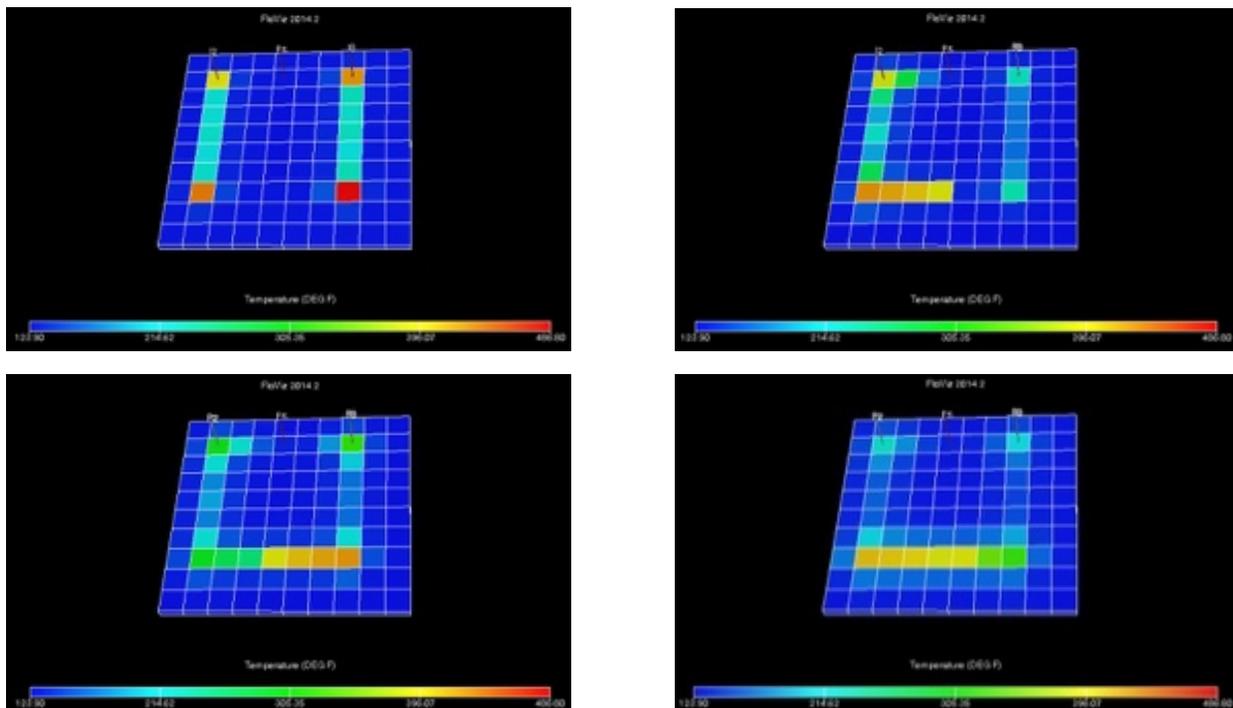




Temperatura

Las imágenes siguientes (Fig. 86) muestran el cambio de la temperatura a lo largo del proceso, a la izquierda la temperatura inicial, en el centro después de inyectar el vapor y a la derecha la temperatura al momento de la producción después de la estimulación. La paleta de colores tiene como temperatura mínima 124°F (azul) y máxima de 486 °F (rojo).

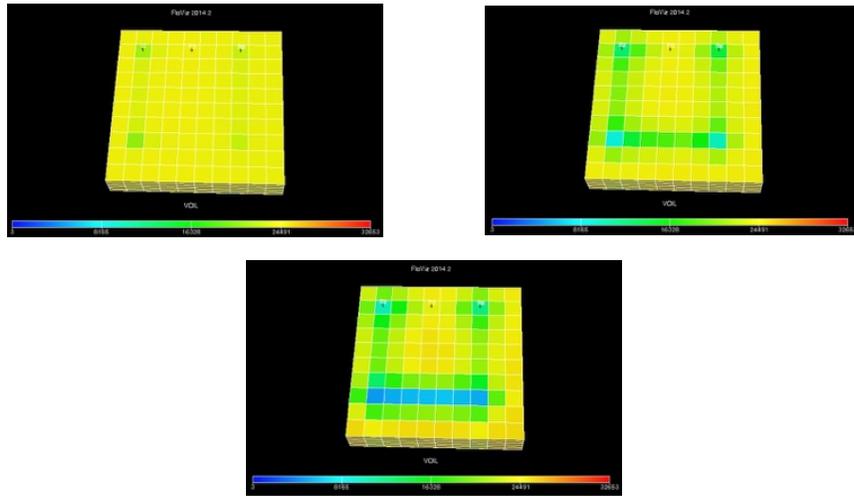
FIGURA 86. CAMBIOS DE TEMPERATURA A LO LARGO DEL PROCESO.



Viscosidad

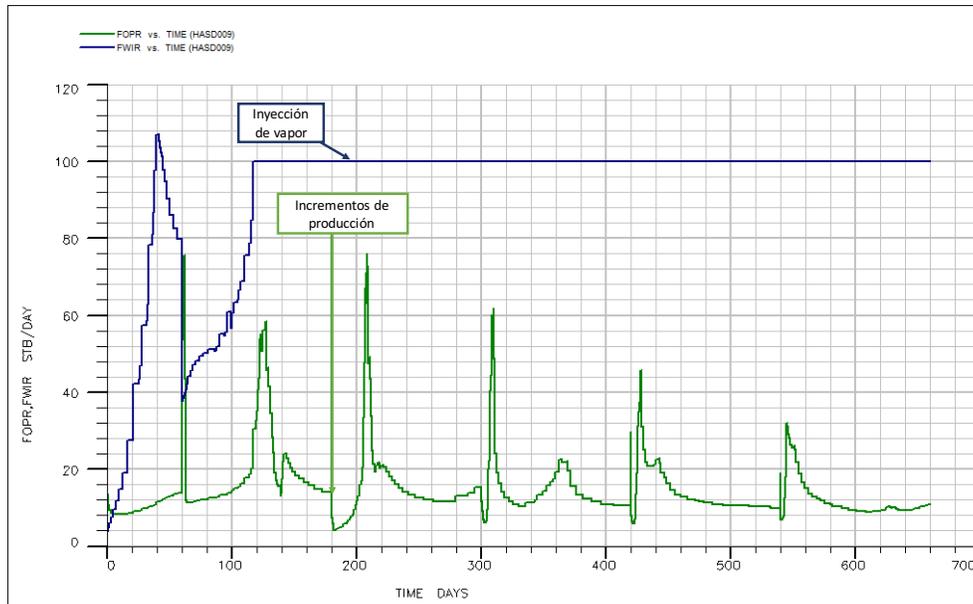
De manera inversa al aumento de la temperatura, la viscosidad del fluido tenderá a disminuir como se muestra en la Fig. 87, de izquierda a derecha y de arriba abajo, se muestra la disminución de la viscosidad llegando a tener una viscosidad de hasta 150 cp, lo que se verá traducido en un aumento de producción. La paleta de colores tiene como viscosidad mínima 3 cp (azul) y máxima de 32653 cp (rojo).

FIGURA 87. CAMBIOS DE VISCOSIDAD A LO LARGO DEL PROCESO.



En la Fig. 88, se muestran las cantidades de vapor inyectado y al mismo tiempo los gastos de producción alcanzados, siguiendo la gráfica en el eje horizontal se especifican los días que duró el proceso y el eje vertical tiene como unidades barriles por día, cabe mencionar que la inyección según el simulador se introduce en dichas unidades, mientras que comúnmente un generador de vapor utiliza como unidad base toneladas de vapor.

FIGURA 88. HASD.



Finalmente, es muy importante comparar los incrementos de producción que proporciona la implementación de éste método térmico versus la producción en frío. En las gráficas siguientes se muestran las comparaciones de los gastos de producción, en la Fig. 89, se notan los incrementos al cambiar los pozos de productores a inyectores, además ese mismo número de apertura y cierre de pozos productores se realizó en el modelo con producción en frío para obtener así una comparación equitativa.

FIGURA 89. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN (EN FRÍO Y CON HASD).

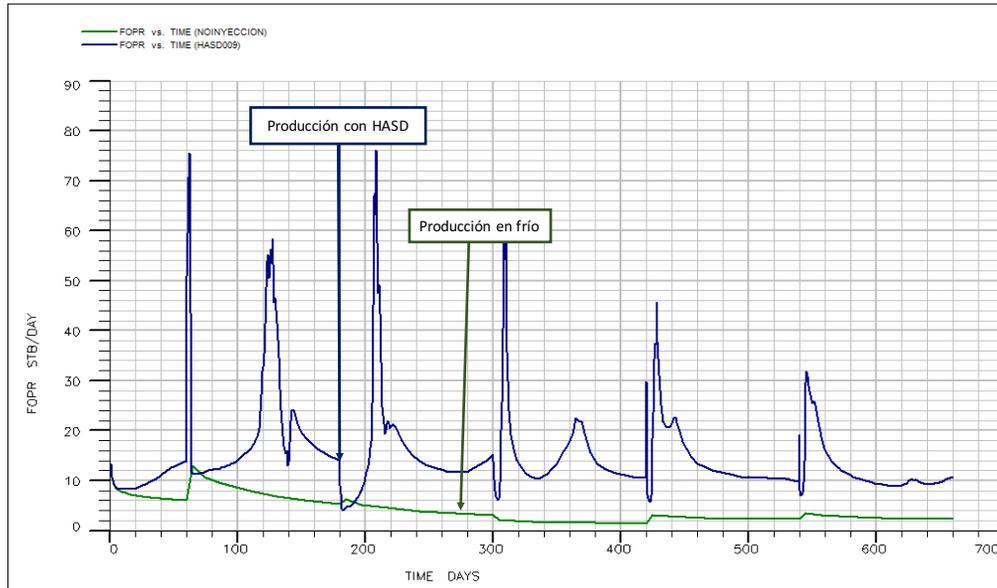
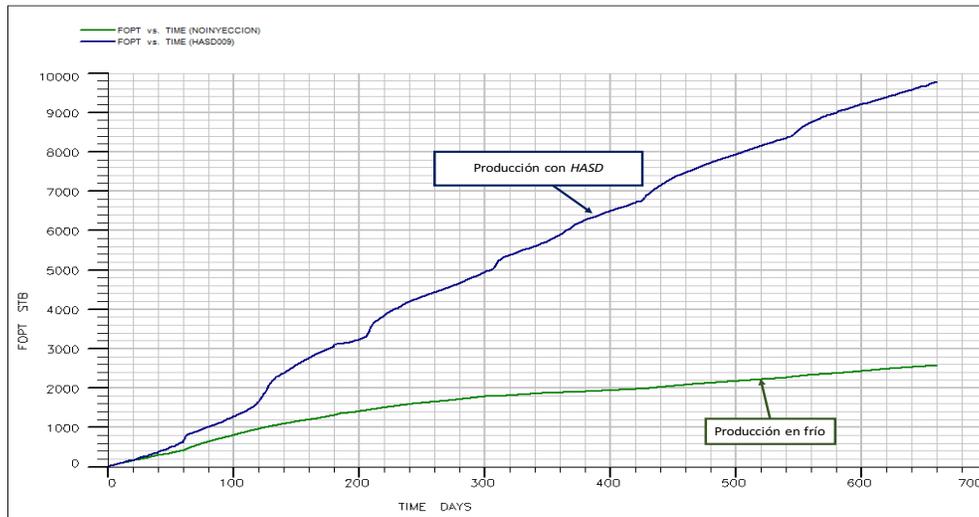


FIGURA 90. PRODUCCIÓN ACUMULADA (EN FRÍO Y CON HASD).



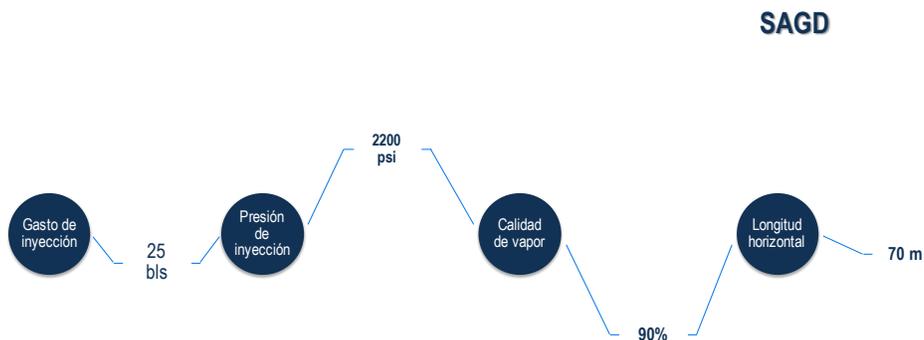
Al realizar la comparación de la producción en frío y la producción esperada al aplicar 5 ciclos de alternancia entre pozos de HASD, podemos observar un incremento en el Np del proceso mostrado en el eje vertical de la gráfica en barriles (Fig. 90) del 290% adicional, es decir casi tres veces la producción en frío.

4.2.5 SAGD

El proceso SAGD, tiene la configuración particular de tener un par de pozos horizontales, lo que nos da la posibilidad de hacer el análisis de sensibilidad con las siguientes variables.



Finalmente, el mejor caso del proceso de SAGD con las variables optimizadas quedaría de la siguiente manera:



Al terminar de realizar el análisis de sensibilidad se pudo determinar que la longitud de los pozos horizontales es la variable que más incrementó la producción. Los gastos, la presión de inyección y la calidad de vapor son igual de importantes pues determinan la calidad de calor inyectada al fluido y así generar un cambio en la viscosidad y temperatura del hidrocarburo.



Después de optimizar el modelo de simulación a continuación se muestran las condiciones iniciales y el cambio en las variables de referencia.

Presión

La presión inicial para todos los métodos fue de 1300 [psi]. En la Fig. 91 se muestra la ubicación de los pozos en el modelo. En las Imágenes siguientes (Fig. 92) se muestran los cambios de presión a lo

largo del proceso. La paleta de colores tiene como presión mínima 390.2 psia (azul) y máxima de 1290.1 psia (rojo).

FIGURA 91. CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS.

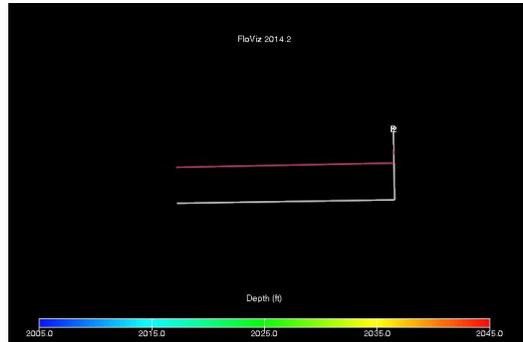
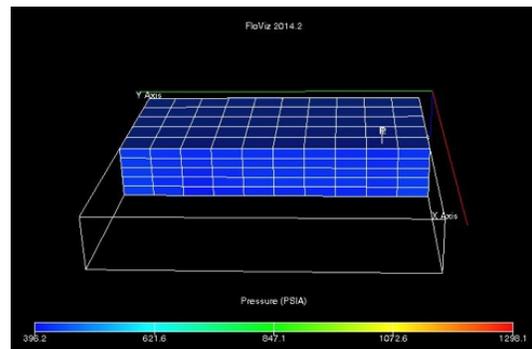
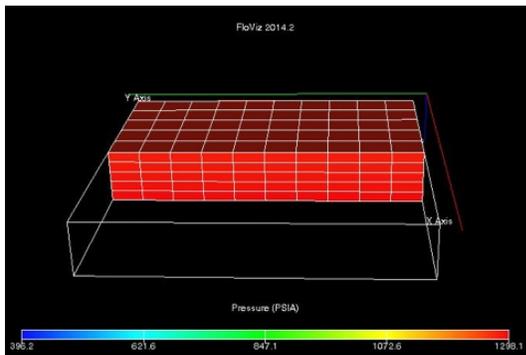


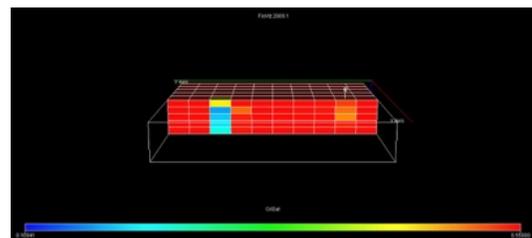
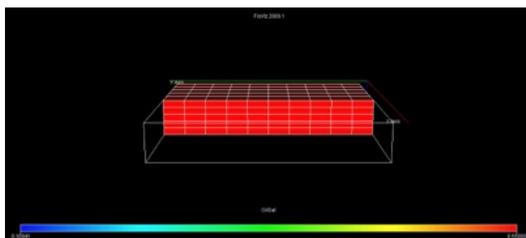
FIGURA 92. CAMBIOS DE PRESIÓN A LO LARGO DEL PROCESO.

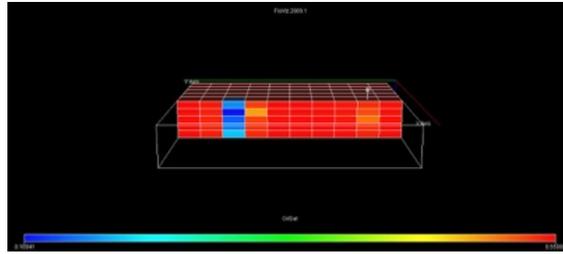


Saturación de Aceite

La saturación de aceite tenderá a disminuir al momento que es puesto en producción el yacimiento, a su vez al implementar el método y recíprocamente al cambio de presión ocurren cambios en la saturación de aceite, las imágenes siguientes (Fig. 93) muestran el cambio de la saturación a lo largo del proceso. . La paleta de colores tiene como valor mínimo 0.1397 (azul) y máximo de 0.5506 (rojo).

FIGURA 93. CAMBIOS DE LA SATURACIÓN DE ACEITE A LO LARGO DEL PROCESO.

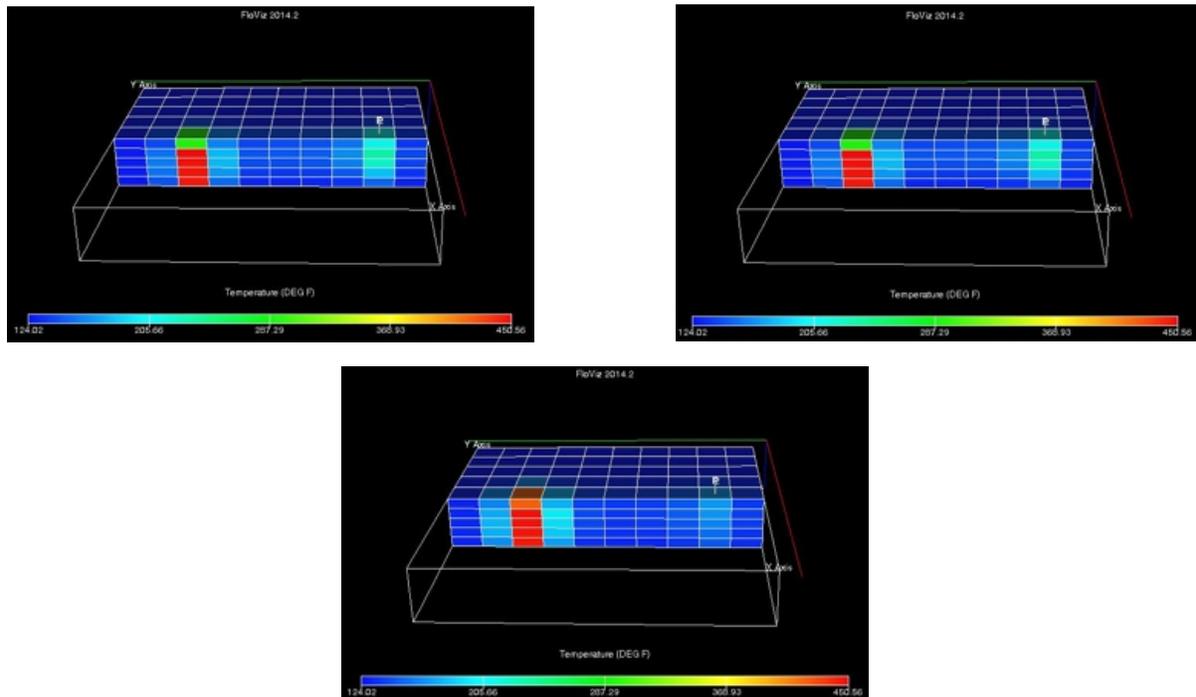




Temperatura

Las imágenes siguientes (Fig. 94) muestran el cambio de la temperatura a lo largo del proceso, a la izquierda la temperatura inicial, en el centro después de inyectar el vapor y a la derecha la temperatura al momento de la producción después de la estimulación. La paleta de colores tiene como temperatura mínima 124°F (azul) y máxima de 480°F (rojo).

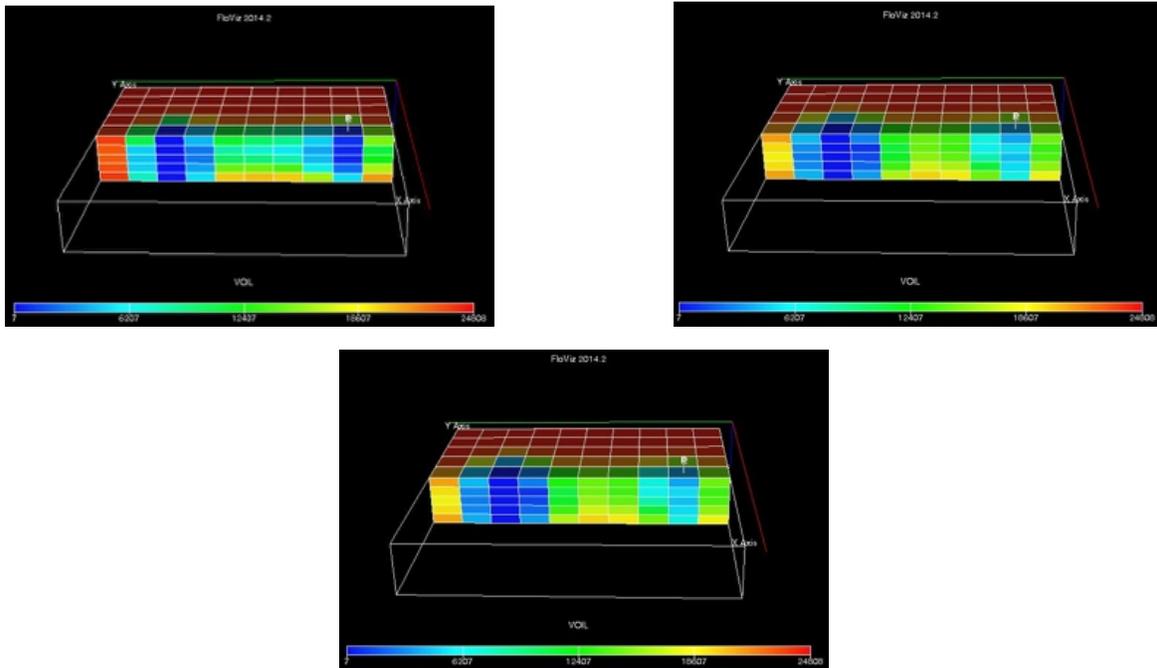
FIGURA 94. CAMBIOS DE TEMPERATURA A LO LARGO DEL PROCESO.



Viscosidad

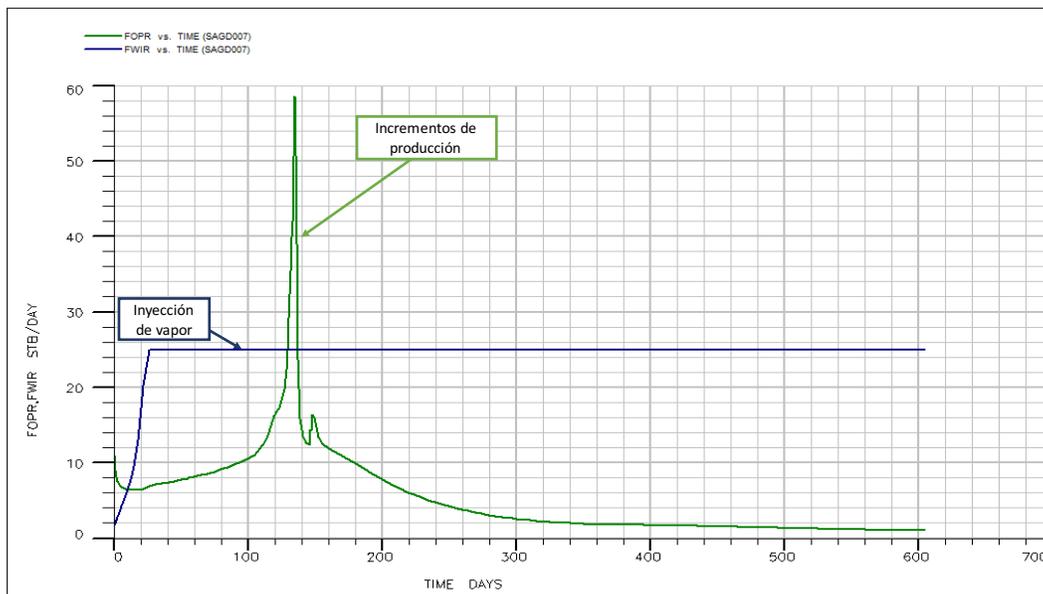
De manera inversa al aumento de la temperatura, la viscosidad del fluido tenderá a disminuir como se muestra en la Fig. 95, de izquierda a derecha, se muestra la disminución de la viscosidad llegando a tener una viscosidad de hasta 150 cP, lo que se verá traducido en un aumento de producción. La paleta de colores tiene como viscosidad mínima 7 cp (azul) y máxima de 24809 cp (rojo).

FIGURA 95. CAMBIOS DE VISCOSIDAD A LO LARGO DEL PROCESO.



En la Fig. 96, se muestran los gastos inyección de vapor y al mismo tiempo la producción por la estimulación térmica, siguiendo la gráfica en el eje horizontal se especifican los días que duró el proceso y el eje vertical tiene como unidades barriles por día, cabe mencionar que la inyección según el simulador se introduce en dichas unidades, mientras que comúnmente un generador de vapor utiliza como unidad base toneladas de vapor.

FIGURA 96. SAGD.



Finalmente, es muy importante comparar los incrementos de producción que proporciona la implementación de éste método térmico versus la producción en frío. En las Figs. 97 y 98 se muestran las comparaciones de los gastos de producción.

FIGURA 97. PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN (EN FRÍO Y SAGD).

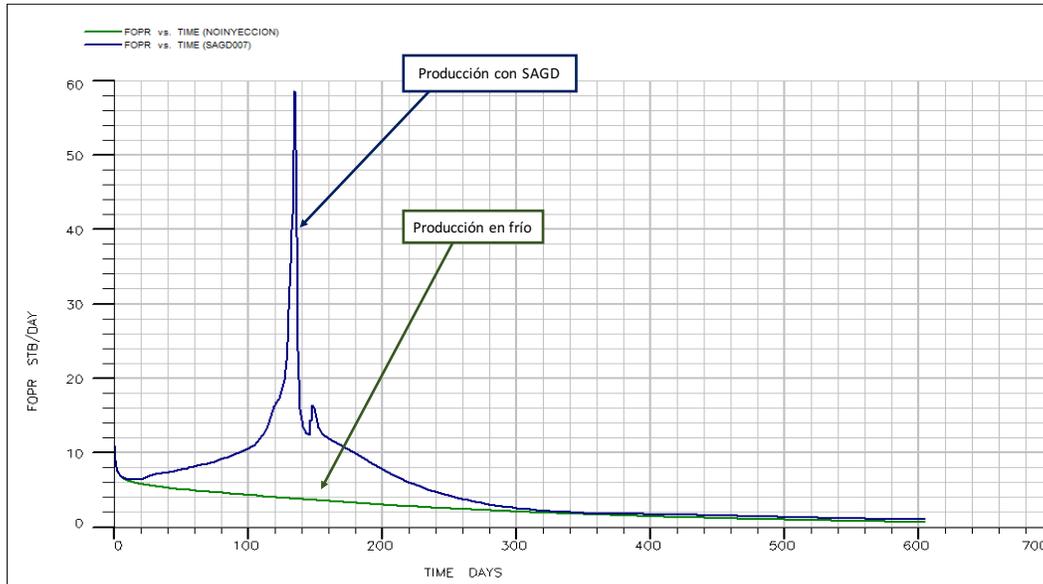
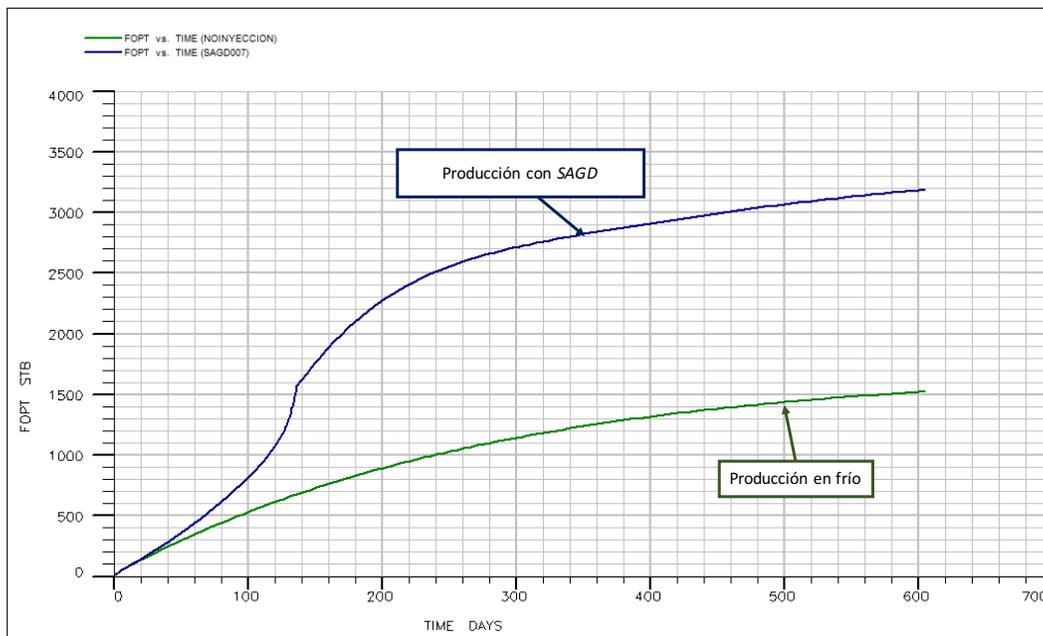


FIGURA 98. PRODUCCIÓN ACUMULADA (EN FRÍO Y CON SAGD).

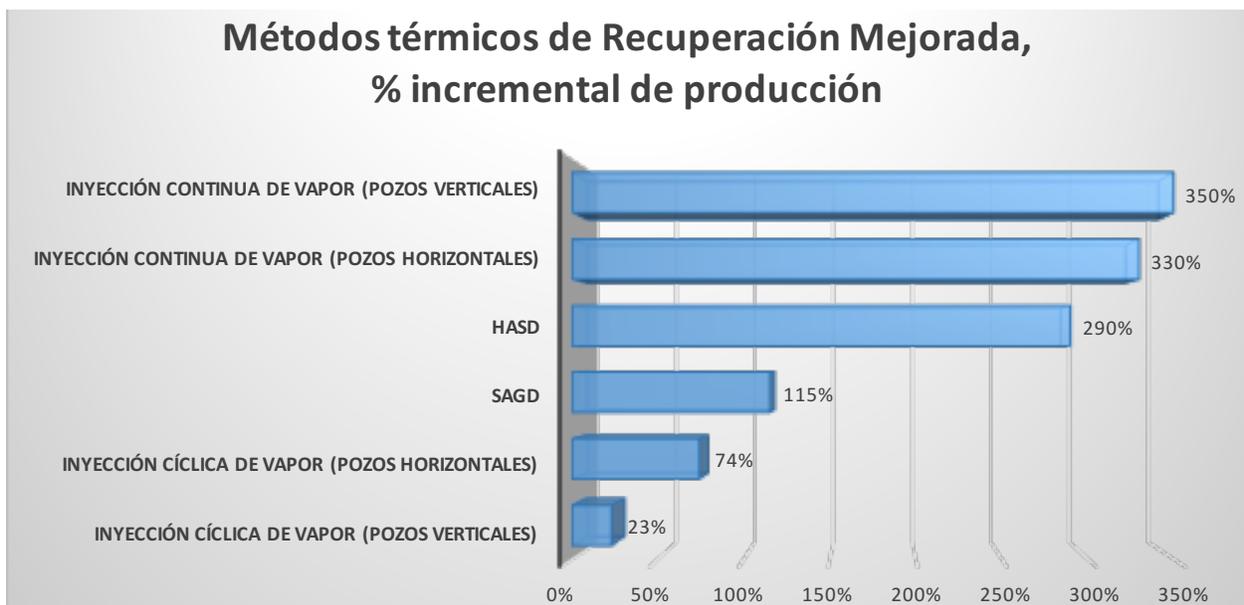


Al realizar la comparación de la producción en frío y la producción esperada al aplicar el proceso podemos observar un incremento en el Np del proceso, mostrado en el eje vertical de la gráfica en barriles (Fig. 98) del 115% adicional.

4.3 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS

Los procesos térmicos de Recuperación mejorada, pueden ser realizados en pozos verticales y en pozos horizontales, debido a que el área del modelo es un área representativa del yacimiento, los factores de recuperación son relativamente pequeños, pero es posible realizar una comparación entre los modelos simulados, dicha comparación consiste en calcular el porcentaje incremental al aplicar el método. Su cálculo consiste en comparar la producción en frío del modelo versus la producción en caliente. Obteniendo así el porcentaje de la producción incremental y así comparar los aprovechamientos entre los cuatro métodos, como se muestra en la Fig. 99, se toman en cuenta las dos variantes de los métodos de Inyección cíclica de vapor (*Huff and Puff*) con pozos verticales y con pozos horizontales, de la misma manera, la Inyección continua de vapor con pozos verticales y horizontales.

FIGURA 99. COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS TÉRMICOS SIMULADOS.



Realizando un análisis de la comparación mostrada en la Fig. 91, es posible observar que al menos para el modelo de simulación construido, con las propiedades y las características que fueron determinadas para la realización de éste, la opción con mayor aprovechamiento es la Inyección Continua con pozos horizontales y con pozos verticales, pues ambos métodos presentan los mejores pronósticos de producción.

Al observar los cambios de temperatura durante los procesos debido a la inyección de vapor, en cada uno de los métodos, los incrementos de temperatura se presentan en mayor magnitud en los procesos donde la inyección es continua, y a su vez, entre mayor es el tiempo de estimulación térmica mayores son los niveles de calor alcanzados, lo que se traduce en la disminución de la viscosidad. En sentido lógico, el incremento de temperatura es inversamente proporcional a la viscosidad, esto es traducido en un incremento de producción.

A su vez, la disminución de la viscosidad y el aumento de la temperatura debido a la inyección del vapor no son los únicos factores favorables involucrados en el aumento de producción, la presión es otro factor de gran importancia en el proceso. Cuando se inyecta el vapor a una alta presión, ocurren diferentes procesos a nivel de roca que facilitan el flujo del hidrocarburo hacia el pozo productor.

La saturación de aceite de un yacimiento no es una propiedad estática, tiende a cambiar a lo largo de las operaciones de perforación y de producción, especialmente cuando implementamos los procesos de recuperación mejorada, una de las finalidades y objetivos principales de éstos es impactar la mojabilidad, y por lo tanto, los métodos de recuperación térmica pueden modificar la mojabilidad.

Analizando el método *Huff and Puff*, observamos que mientras se inyecta vapor a altas temperaturas también se añade energía a la formación, misma energía que será traducida en incrementos de presión, en la siguiente etapa, *el remojo*, ocurre un represionamiento en la formación, mejorando así la productividad del pozo. Cabe mencionar que la energía que fue administrada al yacimiento fue añadida en un corto periodo, y no significa que tendrá una longevidad prolongada, es decir, la declinación de producción será más pronunciada después de aplicar la estimulación térmica.

Con la *inyección continua de vapor*, estamos constantemente adicionando presión, temperatura y energía al yacimiento; un fenómeno también presente es el desplazamiento del aceite por empuje del vapor, a su vez, la saturación de aceite suele ser reducida a medida que el vapor avanza, combinando así el desplazamiento por barrido y disminución de la viscosidad por las altas temperaturas provocando un mayor flujo de hidrocarburo al pozo productor.

HASD, es un proceso innovador, que combina la inyección cíclica y continua de vapor, existe muy poca bibliografía acerca de éste método y los modelos de simulación han sido experimentados con formaciones de la Faja del Orinoco, en Venezuela, los resultados obtenidos para éste trabajo, han sido bastante exitosos, obteniendo incrementales de producción altos, atribuibles a la gran cantidad de zona estimulada que llega a alcanzar con la configuración propia del método.

SAGD fue diseñado para las formaciones canadienses que presentan rangos de espesor bajos, pero que deben tener una permeabilidad vertical lo suficientemente alta para generar la cámara de vapor, así como también deberán ser estratos de arenas lo suficientemente continuas verticalmente para obtener mejores aprovechamientos. De la misma manera, es necesario perforar pozos horizontales muy largos para obtener mejores volúmenes de aceite.

CONCLUSIONES

Si bien los modelos de simulación son una herramienta capaz de proporcionar un panorama inicial del comportamiento esperado de un yacimiento, los modelos que fueron diseñados para ésta tesis han sido utilizados con la única finalidad de demostrar la aplicabilidad de los procesos, es decir, demuestran que, para la formación simulada, los métodos térmicos obtendrán un resultado exitoso.

En esta tesis, se cumplió el objetivo principal propuesto al comparar cuatro métodos térmicos de Recuperación Mejorada, al realizarlo en una misma formación. Los resultados en los incrementos de producción, el análisis de los procesos involucrados en dichos incrementos, las diferencias operativas presentes en cada método térmico y contrastados en un mismo modelo de simulación como herramienta de apoyo en la validación de los procesos fueron diseñados de tal manera que los resultados de este trabajo sirvan como una referencia para comprender el comportamiento teórico de dichos métodos térmicos de Recuperación Mejorada como una alternativa de producción de los hidrocarburos pesados en los yacimientos de areniscas de México.

Los métodos térmicos de Recuperación Mejorada utilizan un mismo fluido estimulante, el vapor, sin embargo, cada método ha sido diseñado para las necesidades de diversos yacimientos, cada uno a lo largo de su implementación ha presentado ventajas y desventajas, lo que no significa que exista uno mejor que otro, puesto que cada yacimiento es diferente y tiene características y necesidades diferentes, la finalidad principal es elegir el método adecuado para cada yacimiento. Dicha decisión, no es guiada solamente por los estudios técnicos, debe existir siempre un proyecto integral que cubra las necesidades primordiales del campo, pues la explotación de un yacimiento petrolero tiene como finalidad obtener la máxima rentabilidad.

Es importante entender las limitaciones de la tesis, el enfoque ha sido mayormente técnico, por lo que no se construyó ningún análisis de costos, lo cual es primordial para determinar una alternativa adecuada para un proyecto. Asimismo, únicamente se realizó un modelo de simulación con propiedades homogéneas a lo largo de la malla, con la finalidad de obtener solamente un área representativa para ejemplificar los alcances de éxito que llegarían a obtener los métodos térmicos de Recuperación Mejorada, por lo que es conveniente continuar con el estudio aplicando los métodos a un modelo, con una malla y propiedades petrofísicas de la roca, obtenidas y pobladas con ayuda de las diferentes ramas de las Ciencias de la Tierra (geología, geofísica, petrolera), en cuanto a la caracterización de la roca, específicamente, la determinación de las propiedades térmicas de la relación roca – fluido, pues entre mayor sea el detalle de la caracterización, los resultados obtenidos al realizar la simulación de los proceso obtendrán una mayor exactitud; además de añadir un análisis económico para afinar la investigación propuesta.

Finalmente, como recomendación, podría ser de utilidad comparar los resultados obtenidos con algún otro simulador comercial, a fin de proporcionar mayor sustento a los resultados obtenidos en este trabajo.

APÉNDICE 1: USO DE EORT

EORt realiza el proceso de selección de manera cuantitativa y cualitativa:

- Procesos de selección cualitativo:
 - Compara la experiencia de la industria y las características del yacimiento para respaldar el método de Recuperación Mejorada seleccionado.
 - Estima la recuperación con métodos analíticos
 - Proporciona una guía de campos análogos en el mundo con aplicaciones de algún método de Recuperación Mejorada
- Proceso de selección cuantitativo
 - Identifica el sector apropiado para la realización de estudios de Recuperación Mejorada
 - Utiliza simulación numérica para cuantificar la recuperación adicional
 - Utiliza una base económica para también seleccionar la mejor alternativa

EOR tiene dos alternativas para ingresar los datos, una de ellas es cargando el modelo en Petrel® con los datos del yacimiento, la segunda alternativa es usada cuando no se posee aún ningún modelo, pero sin embargo se tienen características del yacimiento, a continuación, se muestra el proceso a seguir:

INGRESO Y VALIDACIÓN DE DATOS

Información del proyecto:
Nombre, campo, país, fecha sistema de unidades, etc.

Información del yacimiento:

- ¿Esta disponible el modelo de simulación del campo?
- ¿Es un yacimiento naturalmente fracturado?
- ¿Se consideran métodos térmicos?

Data loading

Project information

Job name:	Done Job	Client company:	Company A
Field:	Field B	SIB engineer:	Engineer X
Country:	Country Y	Date:	2013-11-05
Current unit system:	Metric		

Reservoir information

Is full field reservoir simulator model available?	<input type="radio"/> Yes	<input checked="" type="radio"/> No
Is natural fracture reservoir?	<input type="radio"/> Yes	<input checked="" type="radio"/> No
Are thermal methods considered?	<input type="radio"/> Yes	<input checked="" type="radio"/> No
Is hysteresis option considered for WAG?	<input type="radio"/> Yes	<input checked="" type="radio"/> No
Are the formation to ECLIPSE levels conversion known?	<input type="radio"/> Yes	<input checked="" type="radio"/> No

Full field simulator case:
 No
 Yes (required file loaded?)

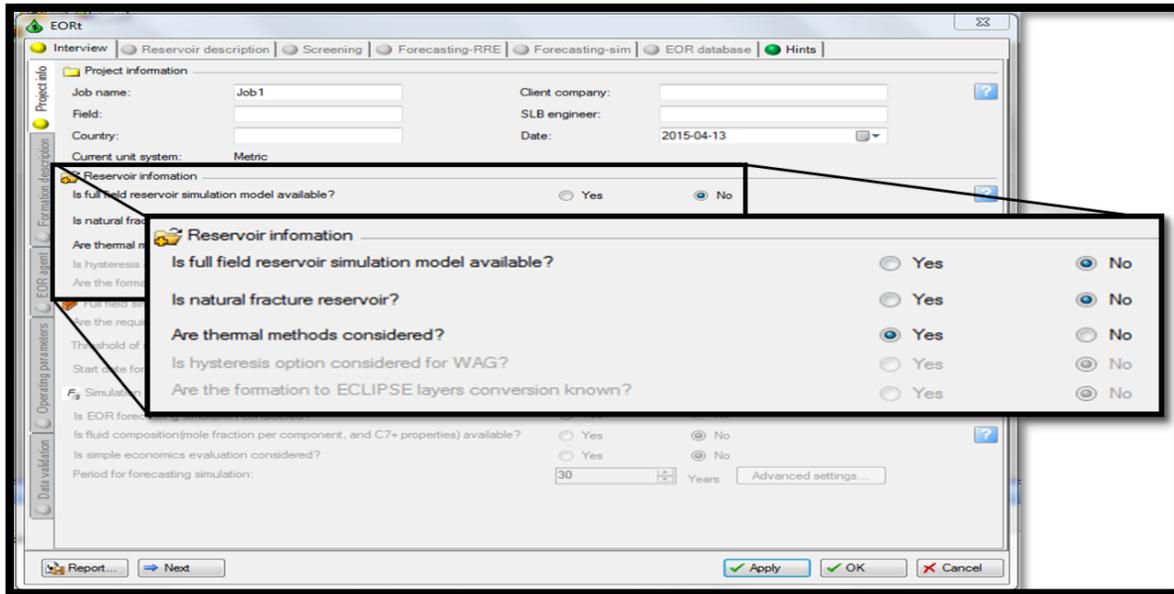
Use the required file location:
[Browse...]

Start date for EOR evaluation:
[Date Picker]

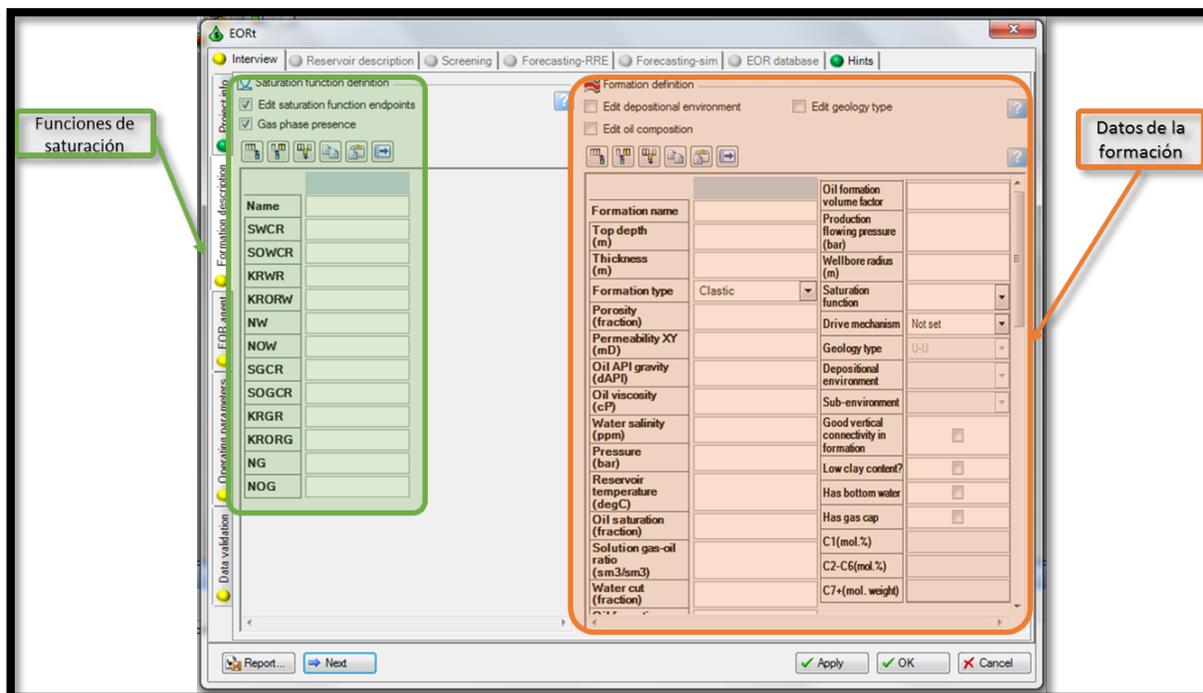
Simulation settings:
Is EOR forecasting simulation considered? Yes No
Is fluid composition (mole fraction per component, and CT* properties) available? Yes No
Is simple economic evaluation considered? Yes No
Period for forecasting simulation: [0] Years [Advanced settings]

[Apply] [OK] [Cancel]

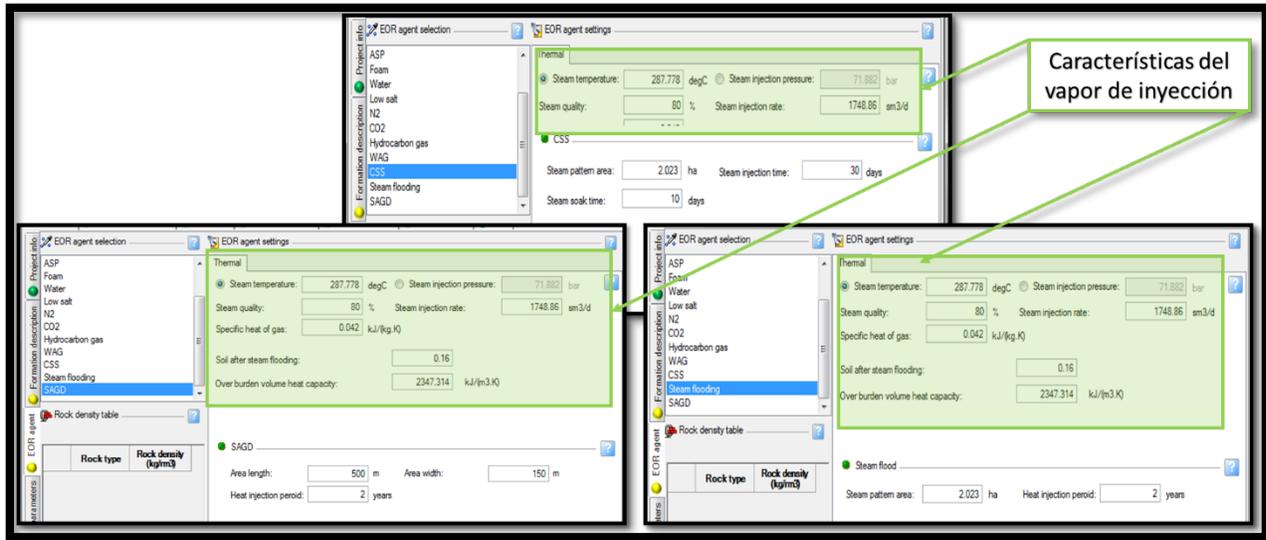
Para la realización del proceso de evaluación con los métodos térmicos debe seleccionarse la opción al inicio del proceso.



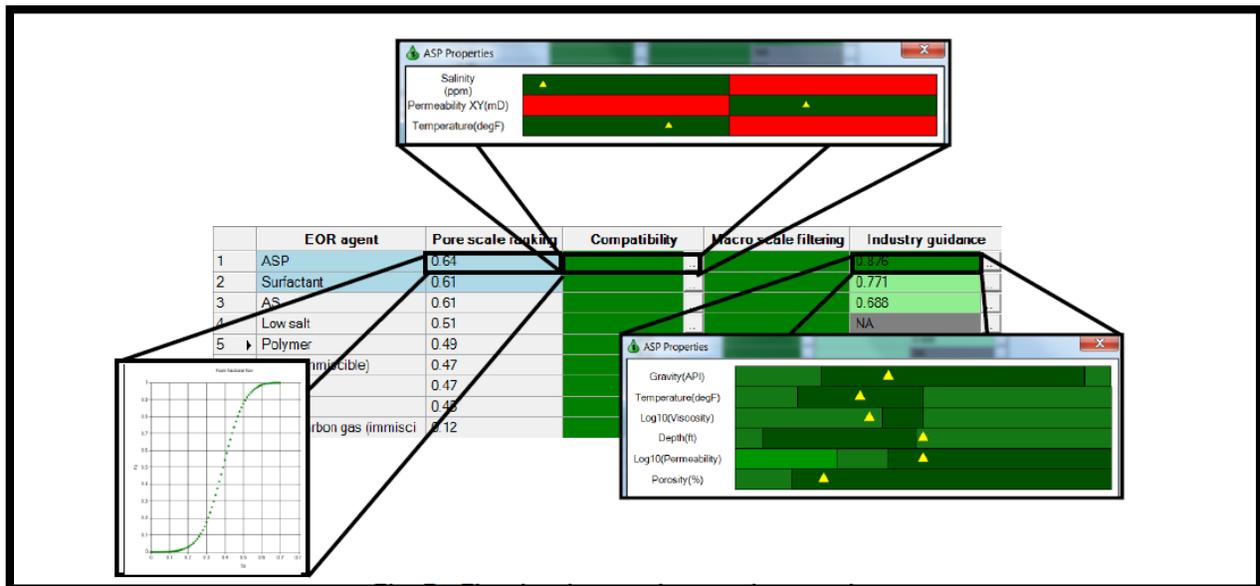
Es necesario obtener la mayor cantidad de información del yacimiento para poder obtener un resultado de mejor calidad, EORt requiere información del fluido y de la formación del yacimiento, sin embargo, el tener sólo un porcentaje de la información no impedirá obtener resultados, pero si afectará la calidad de los resultados.



Las opciones que tiene EORt en los procesos térmicos son sólo tres: Inyección cíclica de vapor (CSS: *Cyclic Steam Stimulation*, por sus siglas en inglés), Inyección continua (*Steam flooding*), y SAGD (*Steam Assited Gravity Drainage*, por sus siglas en inglés), en todos estos procesos es posible modificar sus características según las necesidades del proyecto.



En la imagen siguiente se muestra un ejemplo de los resultados que nos proporcionará EORT para cada una de los campos que sean evaluados, en la sección de “Compatibilidad” nos demuestra la viabilidad de aplicar el proceso con base en las propiedades requeridas para cada proceso y además la última sección de proporciona una comparación con casos exitosos dentro de la industria y las características de los yacimientos que estamos proponiendo para la evaluación del proceso.



APÉNDICE 2.

ARCHIVO *.DATA

El archivo *.DATA es el modificable de datos de ECLIPSE, en éste se introduce la información necesaria para el cálculo de presiones, saturaciones y cambios de temperatura a lo largo de la matriz que corresponderá al yacimiento. El archivo *.DATA está formado por nueve secciones: RUNSPEC, GRID, EDIT, PROPS, REGIONS, SOLUTION, SUMMARY, SCHEDULE y OPTIMIZE. Además, dentro del cuerpo de cada sección deben escribirse “keywords” que son palabras claves en las cuales se indican ciertos valores, por ejemplo, PORO es una keyword, en la que se guardan los valores de porosidad, entonces en el archivo se coloca:

```
PORO  
20*0.2/
```

En el que 20 es el número de celdas y 0.2 el valor de la porosidad para todas esas celdas.

SECCIONES DE UN ARCHIVO *.DATA

RUNSPEC

Esta sección contiene las características generales del modelo, se utiliza para el dimensionamiento de las variables y establecer la memoria necesaria para llevar a cabo la simulación. En esta sección se definen las fases presentes en el yacimiento, las unidades a utilizar (sistema métrico, de campo o de laboratorio), fechas de inicio de la simulación, las fases presentes, los componentes y la cantidad de memoria a asignar.

Keywords: OIL, GAS, WATER, TITLE, DIMENS, START, WELLDIMS

GRID

En esta sección se establece la geometría de la malla y las propiedades de la roca. Se define la porosidad y la permeabilidad en todas las direcciones, la profundidad del modelo, las celdas activas y las inactivas, dimensiones de la malla, número de celdas.

Keywords: PORO, PERMX, PERMY, PERMZ, RPTGRID, entre otras.

EDIT

Esta sección es opcional pues su uso es la modificación de las propiedades contenidas en la sección GRID. Generalmente se modifican las transmisibilidades de una celda a otra por la presencia de fallas.

PROPS

Esta sección es obligatoria en la construcción del archivo *.DATA, pues en ésta se definen las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento en función de la presión, la saturación y la composición para ser descrita.

Keywords: PVTO, PVTG, PVDG, SWOF, SGOF, PVTW, ROCK, ETC.

REGIONS

Esta sección es opcional y se puede dividir al yacimiento por regiones. Hay que estar pendiente que esto se debe establecer desde un principio en la sección RUNSPEC, porque de lo contrario el simulador va a reportar un error.

SOLUTION

Esta sección es obligatoria y aquí se realiza la inicialización del modelo. Es decir, se le proporciona información al simulador de presiones y saturaciones iniciales de cada celda para ser resueltas dentro del modelo, por ejemplo:

- Calcular el potencial de equilibrio utilizando la profundidad del contacto del fluido.
- Especificaciones de cambios de propiedades de cada bloque
- Utilizar una opción de Restart para configurar un archivo antes de cada corrida

SUMMARY

Es una sección opcional, pero con ella obtenemos los datos de salida correspondientes a las gráficas de resultados, con la ayuda de estas Keywords se le pide al simulador que calcule algo, por ejemplo, la producción.

SCHEDULE

En esta sección se define la información de los pozos en los pasos del tiempo, es decir, los momentos en los cuales se van a generar los reportes, la ubicación, la producción, los gastos de inyección.

OPTIMIZE

Es una sección opcional y especifica la optimización de los problemas con la solución de las funciones objetivo y parámetros de restricción.

En resumen, los modelos de simulación que se construirán para cada uno de los casos tendrán un archivo *.DATA base para cada uno de los procesos y en cada sección de este archivo se integrará la mayor cantidad de información del yacimiento.

RUNSPEC	Características generales del modelo
GRID	Geometría de la malla y propiedades básicas de la roca
EDIT	Modificaciones del procesamiento de la sección GRID (sección opcional)
PROPS	Propiedades PVT
REGIONS	Subdivisión del yacimiento (sección opcional)
SOLUTION	Inicialización
SUMMARY	Información de salida de la corrida (sección opcional)
SCHEDULE	Pozos, datos de producción, equipo de superficie, control y terminación

BIBLIOGRAFÍA

1. Acosta, W., Garcés, C.A., "First Heater Cable Installed in Colombia". Artículo SPE-165064.
2. Agencia Internacional de Energía, (2014). *Resources to reserves*.
3. Aguilar, M., Robles, E., "CSS Performance in Sands of Samaria Tertiary Field, México". Artículo SPE-171091.
4. Aguilar, M., Robles, E., Peralta, O., "CSS Performance in Sands of Samaria Tertiary Field, Mexico", Artículo SPE-171091.
5. Al-Mjeni, R. (2010). "¿Llegó el momento para la tecnología EOR?", Diciembre. <https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/02_llego.pdf > [Consulta: 2 de junio 2015].
6. Albahlani, M., "A Critical Review of the Status of SAGD: ¿Where are and what is next?", Artículo SPE 113283.
7. Alvarado, D., (2002), "Recuperación Térmica de Petróleo", Caracas.
8. Anu, M. (1992) "Introduction to Modeling and Simulation, Proceeding of the 1997 Winter Simulation Conference", ed. S. Andradottir.
9. Arana, V., Escalona, D., Sánchez, J. (2012). "Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos". Facultad de Ingeniería. UNAM.
10. Arche Miralles, A., (2010) "Sedimentología: Del proceso físico a la cuenca sedimentaria", Mexico, Ed. CSIC Press.
11. Arteaga, M.,(2012) "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México", Mexico.
12. Ballard, J.R., "Thermal recovery in the Venezuela heavy oil belt". Artículo, PETSOC 770202
13. Bashbush, J.L., Fernández, E., "Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy Oil Belt in Eastern Venezuela", Artículo SPE/PS/CHOA 117689.
14. Berrio, E., (2012). "Apuntes de Geología". Facultad de Ingeniería. UNAM.
15. BP, (2014). "Statistical Review".
16. Buckles, R.S., "Steam stimulation heavy oil recovery at Cold Lake, Alberta" Artículo SPE 7994
17. Canadian Association of Petroleum Producers. (2014). "Thermal Methods". Canadá
18. Carl, C. (2003). "Yacimientos de Petróleo Pesado", Diciembre. <https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf > [Consulta: 10 de febrero 2015]
19. Cedip, (2010) "Geología Yacimientos Petroleros", <www.cedip.edu.mx/temarios/IPEA/06/GEOLOGIAYACIMPETR.doc> [Consulta: Febrero, 2015]
20. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), (2012). "EL Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada. IOR-EOR." México.
21. Dake, L. (2014). "The Practique of Reservoir Engineering", Ed Elsevier.
22. Escalera, J. Hernández, U., "WEC México 2010, Provincias petroleras de México", Mexico.
23. Ernesto Pérez, E. Martínez, A., "Full-Field Simulation Supports Reservoir Magment Decisions in a Gigant Carbonate Complex", Artículo SPE 165542
24. Farouq, A., (1970) "Oil Recovery by Steam Injection", Producers Publishing Co., Bradford.
25. Godínez, L. (2011). "Reporte ejecutivo de Samaria Terciario", marzo. <<http://fliphtml5.com/dwfk/eyaw/basic> > [Consulta: 15 de junio 2015]
26. González, L. (2009). "Simulación Eclipse Blackoil en Blogspot", 12 de Noviembre. <<http://simulacion-eclipseblackoil.blogspot.mx/>> [Consulta: 20 de febrero 2015]
27. Hamouda AA y Gomari KAR: "Influence of Temperature on Wettability Alteration of Carbonate Reservoirs," artículo SPE 99848, presentado en el Simposio sobre Recuperación Mejorada del Petróleo de las SPE/DOE, Tulsa, 22 al 26 de abril de 2006.

28. Instituto Americano del Petróleo, (2013). *"History of Petroleum Engineering"*.
29. León G., A., (2011). *"Apuntes de Recuperación Mejorada"*. Facultad de Ingeniería. UNAM
30. Manrique, E.J., Pereira, C.A., *"Identifying Viable EOR Thermal Processes in Canadian Tar Sands"* Artículo PETSOC 2007-176
31. Marcel, L., (1980) *"Enhanced Oil Recovery"*, Francia
32. Mercados, O., Trevisan, O., *"Simulation of In-Situ Combustion Applied to a Brazilian Heavy Oil Reservoir"* Artículo HOLA 12136
33. Paris de Ferrer, M., (2001). *"Inyección de agua y gas en Yacimientos Petrolíferos"*. Maracaibo, Venezuela
34. Peregrino M. D. E., Mulato E., E. P. *Flow assurance Technologies for Ayatsil-Tekel heavy oil field development"* Artículo HOLA 2013-181
35. Piña, J., Bashbush, J.L., Fernández, E., *"Applicability and Optimization of SAGD in Eastern Venezuela Reservoirs"*, Artículo SPE/PS/CHOA 117622
36. Plazas, L., Pereira, P., *"Experimental Simulation of a Hot Fluid Injection Process for In-reservoir Upgrading"*, Artículo HOLA 13-137
37. Ramírez, E., Coronado, M., (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. UNAM
38. Ramírez, F., Hernández, R., Briseño, H., *"Applied Technologies for Successful Cementing in Steam Injection Wells in Southern Mexico"* Artículo SPE 171045
39. Rangel, E. (2011). *"El potencial de la recuperación mejorada de petróleo en México"*. México
40. Rangel, E., Neri-Flores, U., Theokritoff, W., *"Thermal simulation and economic evaluation of heavy oil projects."* Artículo SPE 104046
41. Roger, M., (1991) *"Thermal Recovery of Oil and Bitumen"* New Jersey, Prentice Hall.
42. Ruiz, R., Núñez, J., Martínez, A., *"Integration of Surface and Reservoir Modeling for Steam Assisted Gravity Drainage on the Bare Field in Eastern Venezuela"* Artículo SPE 152667
43. Sandoval, I., Andrade, J., Serna, A. *"Heavy and extra heavy oil exploitation in thin layer reservoirs through horizontal well and cyclic stimulation"* Artículo HOLA 13-228
44. Schlumberger. *"EORT"*. <http://www.slb.com/~media/Files/dcs/product_sheets/eort_ps.pdf> [Consulta: 18 de marzo 2015]
45. Schlumberger. *"Oilfield Glossary"*. <https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/win02/p32_55.pdf> [Consulta: 10 de febrero 2015]
46. SENER-CNH, (2014). *"Reporte de reservas"*. Mexico.
47. Sharad, D., Sinha, S. *"In-Situ Combustion: Opportunities and Anxieties"*. Artículo SPE 126241
48. Shin, H., *"Optimal Grid Design for SAGD simulation"*, Artículo, SPE 157900.
49. Stone, T., Bailey, W., Law, D., *"Control of Reservoir Heterogeneity in SAGD Bitumen Processes"*. Artículo SPE 165388
50. Sun, Y., Zhao, L., Lin, T., *"Case Study: Thermal Enhance Bohai Offshore Heavy Oil Recovery by Co-stimulation of steam and gases"*. Artículo SPE 165410
51. Torres, E., Mosqueda, T., Tapia, C., *"Maximizing the Profitability of Extra Heavy Oil Wells with Cyclic Steam Injection in the Samaria Neogeno Field by Using Injection Profiles Logged Under Extreme Temperatures"* Artículo SPE 172889
52. Vázquez, R., Hernández R., Briseño, H. *"Applied technologies for succesfull cementing in steam injection wells in southern Mexico"* Artículo SPE 171045
53. Venegas, R., (2010). *"Evaluación Petrolera de la Cuenca del Itsmo"*. Tesis. UNAM