

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO:

***“Métodos y tecnologías para la explotación de
aceite pesado”***

ZAVALA OLMEDO ARTURO ESTEBAN

DIRECTOR: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

2013

Agradecimientos:

Primeramente, agradezco a Dios por mi vida y todas las lecciones aprendidas desde mi infancia y por mostrarme el camino de la fé lo cual me ha marcado la pauta y me ha dado un propósito o directriz en la vida, también agradezco a mis padres y hermanas por su amor y apoyo incondicional durante todo el curso de mi vida, así como los consejos que le han dado forma a la madurez que hoy se expresa con la culminación de este trabajo, y lo que representa, que no es más que el inicio de mi vida profesional, en la cual espero éxito sin duda, porque para eso me preparé en una Facultad tan prestigiada como lo es mi amada Facultad de Ingeniería que me dotó de un cúmulo de experiencias que enriquecieron mi trayecto, y no puedo olvidar por ende a cada uno de los profesores que tuve oportunidad de conocer que me mostraron mediante su enseñanza que la pasión que siento por mi carrera y el trabajo hecho de corazón, son la clave para alcanzar alturas insospechadas, y que por ello, el cielo es el límite, sólo depende de nuestra capacidad creativa conjugada con el conocimiento y la voluntad de hacer.

Y hablando de ese aspecto agradezco al Ing. Israel Castro Herrera por su entera disposición de apoyarme durante el proceso de realización de este trabajo, y por acceder a ser mi Director de Tesis, que para mí fue algo que aprecio mucho, ya que me llevó un tiempo el concluirlo.

Por otro lado, agradezco a los profesionales que conforman mi cuerpo de sinodales que se tomaron la molestia de asistirme en la revisión de este trabajo, así como de formar parte de mi experiencia de Examen Profesional, realmente aprecio se hayan tomado un poco de tiempo para apoyar a un colega potencial.

También agradezco al Ing. Isaac Miranda Tienda por su apoyo en el sentido de permitirme investigar algunos aspectos referentes a mi tema de tesis.

Con esto creo que es claro que agradezco a la vida por haberme provisto de todos y cada uno de los aspectos que me han conducido a esta culminación, la cual constituye uno de los pasos más trascendentes en mi experiencia vital, y que sin duda marcará el inicio del resto de mi vida pero ya como profesional, y es algo que espero con ilusión desde mi infancia con la característica ansia de crecer.

Siendo esto todo por el momento concluyo lo antes mencionado, Gracias Dios por permitirme llegar a este momento.

“Por mi raza hablará el espíritu”

Arturo Esteban Zavala Olmedo; Facultad de Ingeniería; UNAM

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

RESUMEN

El principal objetivo de esta tesis estriba en el hecho de presentar métodos y tecnologías enfocados en la explotación de aceite pesado.

Para tal efecto, se enfatizará en la importancia de las reservas y el papel de la tecnología de explotación en la incorporación de reservas, particularizando en los volúmenes de aceite pesado encontrados en las diversas regiones operativas de PEMEX.

Además, se definirán las propiedades físico-químicas que caracterizan a los aceites pesados, para entender su clasificación de acuerdo a dichas propiedades.

Por otro lado, se abordarán los métodos de recuperación mejorada y la clasificación de las tecnologías dentro de los métodos de acuerdo a su principio de funcionamiento.

Se describirán las nuevas tecnologías de acuerdo a las técnicas que emplean a nivel de perforación y de yacimientos, para entender el proceso que siguen en la explotación de los aceites pesados.

Una vez definidas las diversas técnicas empleadas, se explicarán los criterios que existen para evaluar ya sea en forma técnica y/o económica su desempeño de acuerdo a la litología donde tienen éxito, según experiencia en el extranjero.

Se definirán las principales acumulaciones de aceite pesado presentes en las diversas regiones operativas de PEMEX, así como la litología presente para establecer el contexto donde se evaluará a nivel cualitativo la susceptibilidad de aplicación de los métodos de explotación para aceite pesado expuestos en este trabajo.

Se mencionarán peculiaridades técnicas/económicas a nivel regional y/o activo con el fin de particularizar en las acumulaciones más atractivas para implementar en el mediano plazo dichas tecnologías.

Se establecerán recomendaciones y/o conclusiones generales que definan la importancia y probabilidad de éxito a nivel cualitativo de las técnicas, dejando abierto el contexto a la posterior adición de nuevos criterios o conceptos de acuerdo a la experiencia que se pueda incorporar en el futuro a la aplicación de los denominados "Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado" abordados en esta tesis.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

ABSTRACT

The main scope of this work/thesis regards on the fact of presenting methods and technologies focused on the Heavy Oil Exploitation.

On this regard, it will be emphasized the importance of the oil reserves and the role of the exploitation technology on its incorporation, particularizing on the volumes of heavy oil found in the various operative regions of PEMEX.

Also, physical and chemical properties characterizing heavy oils will be defined, in order to understand its classification accordingly.

Furthermore, Enhanced Oil-Recovery Methods will be summed up and the technologies classified among them according to its working principle.

New technologies will be described according to their use of drilling and reservoir practices/techniques, in order to understand the process followed on Heavy Oil Exploitation.

Once the various techniques are defined, the existing screening criteria will be explained/discussed to evaluate both technically and/or economically their performance according to the lithology whereas they have success or not; based on experience abroad.

Main accumulations of heavy oils found on the various operative regions of PEMEX will be defined, as well as the existing lithology, to identify the context on which it will be evaluated, on a qualitative level, the application susceptibility of the Heavy Oil Exploitation Methods presented on this work.

Technical/economic singularities will be mentioned on a regional/active level with the purpose of particularize/emphasize on the most attractive accumulations of heavy oils to apply these technologies on a mid-term basis.

General conclusions and/or recommendations will be established that define the importance and probability of success on a qualitative level of the techniques, leaving the context open to further additions of new criteria or concepts based on the experience that could be found in the future, regarding the application of the so-called "Heavy Oil Exploitation Methods and Technologies", summed up on this work.

INTRODUCCIÓN

Las reservas de aceite pesado han adquirido mayor popularidad en la industria petrolera con el transcurrir de los años, lo cual, obedece a diversos factores tales como el crecimiento demográfico y, sin duda el consecuente aumento de la demanda de petróleo; aunque no se puede olvidar, que todo esto adquiere mayor importancia cuando se ve la subsecuente declinación de los diversos campos de aceite desde el punto de vista de producción, y es ésta la principal razón por la cual en la actualidad, la industria petrolera ha modificado su dirección habitual, con el fin ineludible de incorporar nuevas reservas probadas desarrolladas que aseguren un volumen razonable de hidrocarburos para satisfacer la demanda, que se sabe, aumentará con el tiempo.

Esto sin duda, entraña un reto muy interesante, ya que todo esto implica una conjunción de ciertos factores, que son subjetivos, tales como el precio del petróleo, que evidentemente, es determinante en el sentido de los ingresos que entran a la industria, y establece un límite económico en los diversos proyectos; todo esto intrínsecamente ligado a la rentabilidad de los mismos; haciendo énfasis en esto, porque al hablar de métodos y tecnologías de explotación, que están inmersas en cada proyecto, cabe resaltar que su tiempo de vida y/o rango de aplicación obedece, en conclusión, a factores de tipo técnico-económico; y desde el punto de vista de proyectos, se puede entender de un análisis costo-beneficio.

Entonces, el reto tecnológico que implica el incorporar reservas, se ha venido enfrentando en la medida de los avances tecnológicos en la industria petrolera, y su debida aplicación en el horizonte del tiempo, lo cual ha dado como resultado el lograr incorporar reservas probadas que con anteriores tecnologías no se hubiera podido pensar siquiera.

Es por ello, que el presente trabajo, tiene como principal objetivo, puntualizar acerca de dichos avances y sus correspondientes resultados obtenidos a nivel mundial, e identificar los principales factores que han coadyuvado en el beneficio de la industria petrolera; y después particularizar en la industria petrolera mexicana y su estado actual, para entender el contexto y la importancia de la evaluación de la susceptibilidad de aplicación de estos avances tecnológicos en el ámbito petrolero nacional.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Contenido

<i>“Métodos y tecnologías para la explotación de aceite pesado”</i>	1
Agradecimientos:	2
RESUMEN	3
ABSTRACT	4
INTRODUCCIÓN	5
1. GENERALIDADES EN EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO	8
Descripción de los aceites pesados	8
Clasificación de aceites pesados	8
Reservas de aceite pesado en México	11
Regiones petroleras de México	19
Distribución de las Reservas de aceite pesado en México	23
Reservas mundiales de aceite	27
2. MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO	30
Clasificación general de los métodos de explotación	31
CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand)	32
STEAMFLOODING (INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR)	33
CSS (Inyección Cíclica de Vapor)	35
SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)	36
VAPEX (Proceso de extracción de vapor)	37
COMBUSTIÓN IN-SITU	39
THAI (Toe- to -Heel Air Injection)	41
Inyección de vapor seguida por inyección de agua	43
3. NUEVAS TECNOLOGÍAS Y SU APLICACIÓN EN ACEITE PESADO	47
Criterios de evaluación	47
Criterios de evaluación de formaciones para procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos	64
Evaluación de Métodos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) ..	71
4. TECNOLOGÍAS Y SUSCEPTIBILIDAD DE APLICACIÓN EN CAMPOS MEXICANOS	74
LITOLOGÍA ENCONTRADA EN LAS CUATRO REGIONES OPERATIVAS DE PEMEX	75
IDENTIFICACIÓN DE ACTIVOS QUE CONTIENEN ACEITE PESADO	84

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

DESCRIPCIÓN DE ACTIVOS QUE CONTIENEN ACEITE PESADO	89
INNOVACIONES EN EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO	95
PROPUESTAS DE IMPLEMENTACIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA SOBRE LAS REGIONES OPERATIVAS DE PEMEX	98
VENTAJAS Y DESVENTAJAS.....	110
REGIÓN MARINA NORESTE	110
REGIÓN NORTE.....	111
REGIÓN MARINA SUROESTE	113
REGIÓN SUR	113
RECOMENDACIONES GENERALES	114
CONCLUSIONES	115
NOMENCLATURA	118
BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA.....	120

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

1. GENERALIDADES EN EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO

En esta sección de este trabajo se abordará el contexto socio-económico que enmarca las actividades de explotación en torno a aceites pesados, partiendo desde el punto de vista de reservas, y a su vez la descripción de las propiedades físico-químicas que definen un aceite pesado; se hará énfasis en la importancia de dichas propiedades en un escenario de producción.

Descripción de los aceites pesados

La recuperación de los aceites pesados ha cobrado más importancia desde el punto de vista de explotación con el transcurrir de los años, ya que, en el pasado no eran considerados rentables (debido a la dificultad de su extracción por ser más viscosos y pesados), al existir acumulaciones de aceite convencional, es decir más ligero (de menor densidad), y ello hacía más sencilla la recuperación de hidrocarburos desde el punto de vista técnico y económico; aunque en la actualidad obedeciendo a hechos como el crecimiento demográfico, ha aumentado la demanda de aceite no sólo a nivel nacional, sino mundial.

Y este hecho ha abierto una ventana de oportunidad para la recuperación de los llamados aceites pesados, ya que el precio del petróleo ha crecido considerablemente en comparación a lo anteriormente ocurrido, por lo que se hicieron rentables algunas aplicaciones y ha motivado al desarrollo de métodos y técnicas que en conjunción constituyen la tecnología disponible para la recuperación de dichos volúmenes de hidrocarburos.

Y estos hechos desde el punto de vista técnico obligan al ingeniero a desarrollar criterios para evaluar y validar la tecnología disponible de una forma más eficiente, para refinar/aplicar los principios que llevan a la recuperación exitosa de los volúmenes de hidrocarburos necesarios para el desarrollo cotidiano de la sociedad.

Es bueno también recordar que los aceites pesados tienen mayor volumen de reservas a nivel mundial en comparación a las existentes para el aceite convencional más ligero.

Clasificación de aceites pesados

Como es bien sabido los hidrocarburos pesados, difieren en gran medida de los hidrocarburos convencionales, en el sentido de que requieren promover (en el caso de los bitúmenes) o bien mejorar su movilidad (en el caso de los aceites pesados y extra-pesados), y para tal efecto es primordial entender las propiedades físicas prevaecientes en una mezcla compleja de hidrocarburos, la cual se da en forma macroscópica ya manifestada en propiedades físicas, pero sin duda obedece a factores de origen físico-químico, lo cual dejaremos resumido en propiedades vistas macroscópicamente, tales como la viscosidad y la densidad.

La viscosidad obedece a la composición, densidad (ésta última depende más de la composición e interacción química de dichos componentes de la mezcla), presión y temperatura del hidrocarburo en cuestión, sin embargo, existen clasificaciones en las cuáles se logran identificar valores en los que oscilan las propiedades correspondientes a los hidrocarburos pesados.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Cabe resaltar que la densidad y viscosidad son parámetros básicos y determinantes en el comportamiento de una mezcla para cualquiera de los fines, yendo desde perforación hasta producción, y labores de transporte y manejo de la producción; es por ello que es muy necesario conocerlos, y tomarlos en cuenta para optimizar todos los procesos implicados en la cadena de valor de los hidrocarburos.

Es preciso remarcar que la densidad de los hidrocarburos está íntimamente ligada al valor comercial, es por ello que se requiere conocer la densidad para establecer el valor esperado en los proyectos.

Por lo dicho anteriormente, se presentará una clasificación de aceites de acuerdo a su densidad y viscosidad para enmarcar correctamente las propiedades que identifican al aceite como tal, y para fines de esta tesis, se logrará ver en los casos de aplicación que hay técnicas de explotación que dependen en gran medida de estas dos propiedades físicas, en ciertas condiciones de operación (de presión y temperatura) inherentes ya sea al yacimiento, o bien ya en instalaciones sub-superficiales y superficiales, para el caso de flujo y, por ende, el consecuente manejo de la producción.

Es correcto decir que del entendimiento de estas dos propiedades ha dependido el desarrollo de los métodos y tecnologías aludidas en esta tesis, ya que tienen un impacto que es crucial en la administración de la energía a lo largo de las líneas de flujo, y las tecnologías desarrolladas se han enfocado principalmente en mejorar las propiedades del hidrocarburo por diversos métodos como los térmicos, para los aceites no convencionales como son los pesados, extra-pesados y los bitúmenes.



Figura 1.1 Clasificación de aceites de acuerdo a su densidad [1,2]

De acuerdo a la densidad de los hidrocarburos, en la figura 1.1, se indica la variación del tipo de aceite, que va desde bitúmenes hasta aceites ligeros, tanto en (kg/m^3) como en $^{\circ}\text{API}$.

Y cabe mencionar que en cuanto a viscosidad se refiere, se dan valores conocidos de entre 100-10,000 [cP], y de densidad API de 934-1000 (kg/m^3), o lo que es en unidades de campo 20-10 $^{\circ}\text{API}$ como lo muestra la figura 1.1, de acuerdo a una clasificación de Speight (1991).

Para el caso de bitúmenes la densidad se dan valores $<10^{\circ}\text{API}$, y para la viscosidad se dan valores $>10\,000$ mPa.s. (donde $1\text{cP}=1\text{mPa.s}$) [1]

Y dichas propiedades, obedecen a factores de origen químico principalmente, tales como la composición, para clasificar los aceites; podemos mencionar que el aceite pesado está comprendido por moléculas de más de quince átomos de carbono ($C>15$), y el ligero de moléculas menos complejas de menos de 15 átomos de carbono ($C<15$).

Se sabe también que los aceites pesados varían en composición y generalmente contienen componentes de alto peso molecular como son los asfaltenos y aromáticos, compuestos NSO (Nitrógeno, Sulfuro, Oxígeno), primeramente debido a la remoción selectiva de los componentes más ligeros como son los componentes de cadena abierta como n-alcanos y los isoprenoides (otro tipo de hidrocarburos cíclicos también conocidos como terpenos), de manera temprana en el proceso de degradación. [2]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Por lo tanto, podemos decir de forma más simple que los aceites pesados pueden ser identificados de acuerdo a su densidad o bien su viscosidad para ser llamados aceites pesados o bien aceites viscosos, ya que la viscosidad depende de la interacción entre partículas al momento de fluir y eso no necesariamente va ligado con la densidad, ya que depende más de la composición y proporción de los componentes.

Reservas de aceite pesado en México

En general, en esta sección se tomará un concepto importante para la industria petrolera, y es el de reservas, que de manera resumida, constituyen la definición de volúmenes de hidrocarburos comercialmente recuperables, y tienen una implicación muy interesante, en el sentido de que sus cifras expresadas en volumen de hidrocarburos, quedan sustentadas con los avances tecnológicos y su implementación exitosa en el campo, por lo que cada avance o innovación modifica de manera positiva dichas cifras y esa es la meta en la industria petrolera para efecto de restitución de reservas que satisfagan la demanda de hidrocarburos en el contexto nacional.

A continuación se definirá el concepto de reservas partiendo de los conceptos más básicos, para lograr entender el contexto técnico-económico del cuál depende la industria petrolera y se hará énfasis en las acumulaciones existentes de aceites en México, particularizando hacia el final de este capítulo con los aceites pesados y su papel a nivel nacional.

Teoría de Reservas

Para desarrollar correctamente este apartado, es primordial conocer y entender cómo se definen desde el punto de vista técnico-económico, y lógicamente de explotación, los volúmenes de hidrocarburos detectados en el subsuelo; es por ello que se presentarán definiciones útiles desde el punto de vista de la acumulación total de hidrocarburos, hasta llegar al concepto central, que es el de reservas y producción. [3]

Se mencionarán los principios seguidos para clasificar las reservas, y con ello, se logrará entender el contexto en el cual está inmersa la incorporación de reservas y la consecuente producción de hidrocarburos.

Asimismo, para los fines de esta sección, se mostrará una zonificación de los diversos volúmenes de aceite pesado existentes en territorio mexicano.

A continuación, se presentan definiciones útiles para entender los criterios de clasificación de dichos volúmenes de aceite pesado(es decir, las reservas), desde el ángulo técnico, económico y administrativo, ya que de su correcta asimilación y aplicación dependerá la sustentación de las diversas alternativas de inversión a nivel de proyectos.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Recursos petroleros

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

La clasificación de recursos se muestra en la figura 1.2.

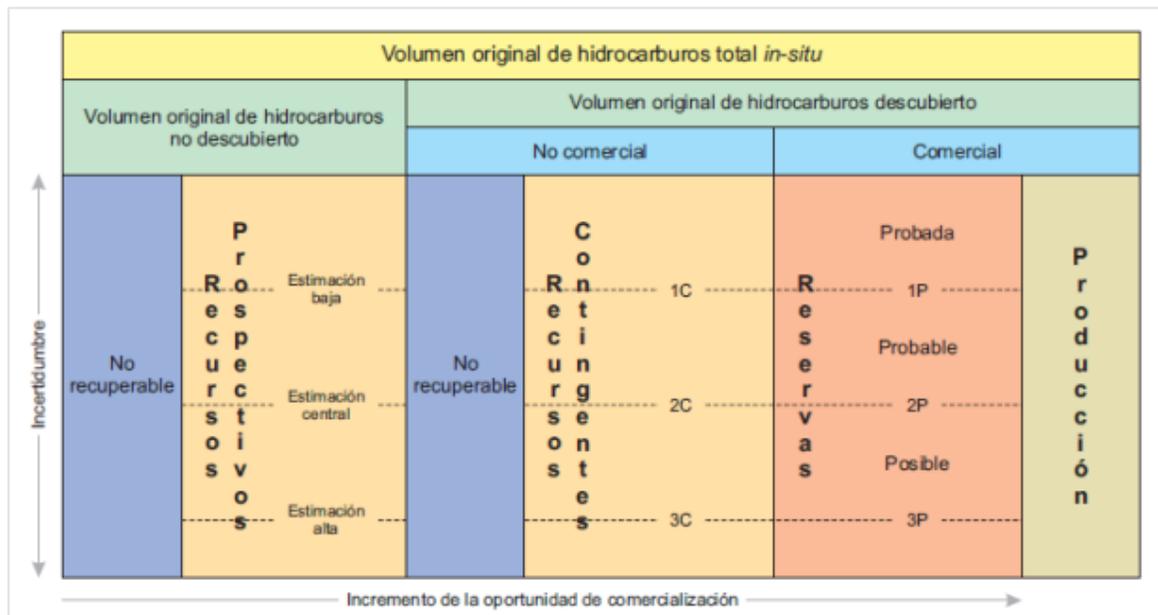


Figura 1.2 Clasificación de los Volúmenes de Hidrocarburos [3]

Volumen original de hidrocarburos total in-situ

De acuerdo a la figura, el volumen original de hidrocarburos total in-situ es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

Todas las cantidades que conforman el volumen de hidrocarburos total in-situ pueden ser recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, de circunstancias comerciales, de la tecnología usada y de la disponibilidad de información. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables pueden transformarse eventualmente en recursos recuperables, si por

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

ejemplo, las condiciones comerciales cambian, si ocurren nuevos desarrollos tecnológicos, o si se adquieren datos adicionales.

Volumen original de hidrocarburos no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una cierta fecha, se encuentra contenida en acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le denomina recurso prospectivo.

Volumen original de hidrocarburos descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos. En la figura 1.3 se observa que la parte recuperable del volumen original de hidrocarburos descubierto, dependiendo de su viabilidad comercial, se le denomina reserva o recurso contingente.

Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas (a la fecha de evaluación) en un(os) proyecto(s) de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción. La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. El nivel de certidumbre se usa para clasificar las reservas en una de dos clasificaciones principales, probadas o no probadas.

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas que no satisfagan los requerimientos de comercialización deben clasificarse como recursos contingentes. El concepto de comercialización para una acumulación varía de acuerdo a las condiciones y circunstancias específicas de cada lugar. Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación; en tanto las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras. Sin embargo, las reservas probables de Petróleos Mexicanos son rentables bajo condiciones económicas actuales, en tanto, una pequeña porción de las posibles es marginal en el sentido que un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos o una ligera disminución de los costos de operación, las haría netamente rentables.



Figura 1.3 Clasificación General de Reservas [3]

Reservas probadas

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

La determinación de la certidumbre razonable es generada por el sustento de datos geológicos y de ingeniería. De esta forma, tendrá que disponerse de datos que justifiquen los parámetros utilizados en la evaluación de reservas tales como gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación, límites de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas, relaciones gas-aceite o rendimientos de líquidos.

Las condiciones económicas y operativas existentes son los precios, costos de operación, métodos de producción, técnicas de recuperación, transporte y arreglos de comercialización. Un cambio anticipado en las condiciones deberá tener una certidumbre razonable de ocurrencia; la inversión correspondiente y los costos de operación, para que ese cambio esté incluido en la factibilidad económica en el tiempo apropiado. Estas condiciones incluyen una estimación de costos de abandono en que se habrá de incurrir.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

La SEC establece que los precios de venta de aceite crudo, gas natural y productos del gas natural a utilizarse en la evaluación económica de las reservas probadas, deben corresponder al promedio aritmético, considerando los doce meses anteriores, de los precios respectivos al primer día de cada mes. La justificación se basa en que este método es requerido por consistencia entre todos los productores a nivel internacional en sus estimaciones como una medida estandarizada en los análisis de rentabilidad de proyectos.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales o por pruebas de producción concluyentes. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o del yacimiento. En ciertos casos, las reservas probadas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican que el yacimiento en estudio está impregnado de hidrocarburos, y es análogo a yacimientos productores en la misma área o con aquellos que han demostrado producción comercial en otras áreas. Sin embargo, un requerimiento importante para clasificar las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o que se tenga la certeza de que serán instaladas.

El volumen considerado como probado incluye aquel delimitado por la perforación y por los contactos de fluidos. Además, incluye las porciones no perforadas del yacimiento que puedan ser razonablemente juzgadas como comercialmente productoras, de acuerdo a la información de geología e ingeniería disponible. Adicionalmente, si los contactos de los fluidos se desconocen, el límite de la reserva probada la puede controlar tanto la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda o la estimación obtenida a partir de información apoyada en tecnología confiable, la cual permita definir un nivel más profundo con certidumbre razonable.

Es importante señalar, que las reservas a producirse mediante la aplicación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada se incluyen en la categoría de probadas cuando se tiene un resultado exitoso a partir de una prueba piloto representativa, o cuando exista respuesta favorable de un proceso de recuperación funcionando en el mismo yacimiento o en uno análogo en cuanto a edad, ambiente de depósito, propiedades del sistema roca-fluidos y mecanismos de empuje. O bien cuando tales métodos hayan sido efectivamente probados en el área y en la misma formación, proporcionando evidencia documental al estudio de viabilidad técnica en el cual se basa el proyecto.

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión, y por ello la importancia de adoptar definiciones emitidas por la SEC. Cabe mencionar y enfatizar, que para ambientes sedimentarios de clásticos, es decir, depósitos arenosos, la aplicación de estas definiciones considera como prueba de la continuidad de la columna de aceite, no sólo la integración de información geológica, petrofísica, geofísica y de ingeniería de yacimientos, entre otros elementos, sino la medición de presión entre pozo y pozo que es absolutamente determinante. Estas definiciones reconocen que en presencia de fallamiento en el yacimiento, cada sector o bloque debe ser evaluado independientemente, considerando la

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

información disponible, de tal forma que para declarar a uno de estos bloques como probado, necesariamente debe existir un pozo con una prueba de producción estabilizada, y cuyo flujo de hidrocarburos sea comercial de acuerdo a las condiciones de desarrollo, de operación, de precio y de instalaciones al momento de la evaluación. Sin embargo, para el caso de menor fallamiento, las definiciones de la SEC establecen que la demostración concluyente de la continuidad de la columna de hidrocarburos solamente puede ser alcanzada a través de las mediciones de presión mencionadas. En ausencia de estas mediciones o pruebas, la reserva que puede ser clasificada como probada es aquella asociada a los pozos productores a la fecha de evaluación más la producción asociada a pozos por perforar en la vecindad inmediata. Adicionalmente, a partir del año 2009 la SEC puede reconocer la existencia de reservas probadas más allá de las localizaciones de desarrollo ubicadas en la vecindad inmediata, siempre que dichos volúmenes se puedan establecer con certeza razonable sustentada por tecnología confiable.

Reservas desarrolladas

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

Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

Lo anterior, aplica tanto en procesos de explotación primaria como de recuperación secundaria y mejorada. En el caso de inyección de fluidos al yacimiento, u otra técnica de recuperación mejorada, las reservas asociadas se considerarán probadas no desarrolladas, cuando tales técnicas hayan sido efectivamente probadas en el área y en la misma formación. Asimismo, debe existir un compromiso para desarrollar el campo de acuerdo a un plan de explotación y a un presupuesto aprobado. Una demora excesivamente larga en el programa de desarrollo, puede originar dudas acerca de la explotación de tales reservas, y conducir a la exclusión de tales volúmenes de la categoría de reserva probada. Como puede notarse, el interés por producir tales volúmenes de reservas es un requisito para llamarlas reservas probadas no desarrolladas, actualmente la SEC define un período de tiempo máximo de cinco años para iniciar la explotación de dichas reservas. Si reiteradamente esta condición no es satisfecha, es preciso reclasificar estas reservas a una categoría que no considera su desarrollo en un periodo inmediato, como por ejemplo reservas probables. Así, la certidumbre razonable sobre la ocurrencia de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo debe ir acompañada de la certidumbre de desarrollarlos en tiempos razonables. Si este elemento no es satisfecho, la reclasificación de reservas tiene lugar no por una incertidumbre sobre el volumen de hidrocarburos, sino por la incertidumbre de su desarrollo.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Reservas no probadas

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

Reservas probables

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

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También se incluyen en esta clasificación aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

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

Las siguientes condiciones conducen a clasificar las reservas como probables:

- i. Reservas localizadas en áreas donde la formación productora aparece separada por fallas geológicas, y la interpretación correspondiente indica que este volumen se encuentra en una posición estructural más alta que la del área probada.
- ii. Reservas atribuibles a futuras intervenciones, estimulaciones, cambio de equipo u otros procedimientos mecánicos; cuando tales medidas no han sido exitosas al aplicarse en pozos que exhiben un comportamiento similar, y que han sido terminados en yacimientos análogos.
- iii. Reservas incrementales en formaciones productoras, donde una reinterpretación del comportamiento o de los datos volumétricos, indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.
- iv. Reservas adicionales asociadas a pozos intermedios, y que pudieran haber sido clasificadas como probadas si se hubiera autorizado un desarrollo con un espaciamiento menor, al momento de la evaluación.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Reservas posibles

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

- i. Reservas basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables dentro del mismo yacimiento.
- ii. Reservas ubicadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, con base al análisis de núcleos y registros de pozos.
- iii. Reservas adicionales por perforación intermedia, la cual está sujeta a incertidumbre técnica.
- iv. Reservas incrementales atribuidas a esquemas de recuperación secundaria o mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado pero no se encuentra en operación, y las características de la roca y fluido del yacimiento son tales que existe duda de que el proyecto se ejecute.
- v. Reservas en un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y donde la interpretación indica que la zona de estudio se encuentra estructuralmente más baja que el área probada. **[3]**

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Regiones petroleras de México

Región Marina Noreste. La región se localiza en el Suroeste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México, como se puede apreciar en la figura 1.4. [4]



Figura 1.4 Región Marina Noreste [4]

La Región Marina Noreste está constituida por los activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap como se aprecia en la figura 1.5.

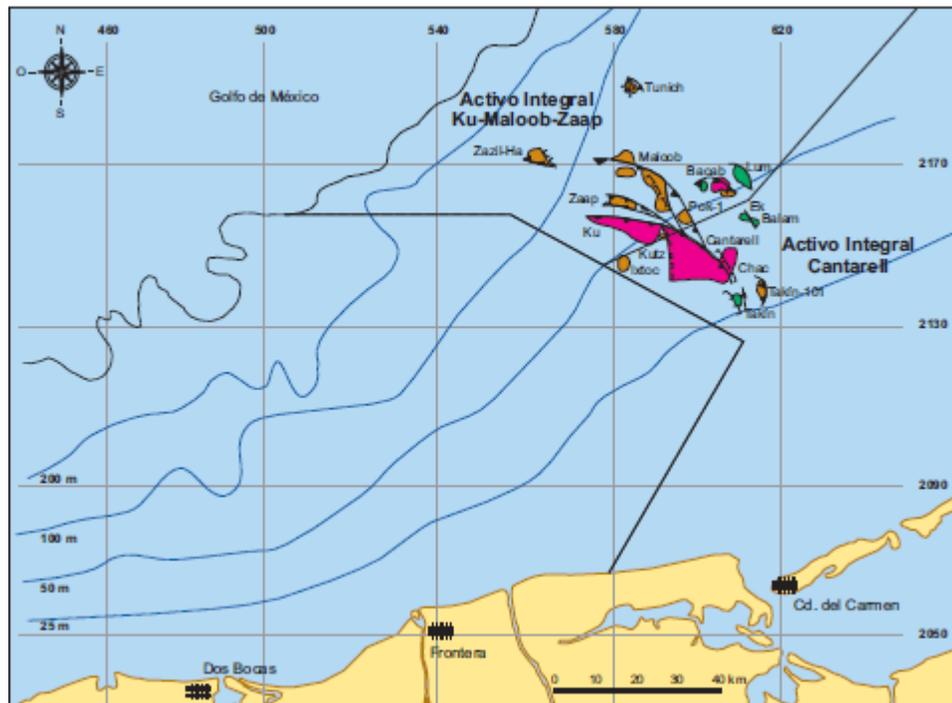


Figura 1.5 Ubicación de los Activos que componen la Región Marina Noreste [4]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Región Marina Suroeste. Comprende una superficie de 352 390 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas marinas que cubren la plataforma y talud continental del Golfo de México. Hacia el Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, hacia el Oriente colinda con la Región Marina Noreste, y al Norte y Poniente con aguas territoriales nacionales como se muestra en la figura 1.6.



Figura 1.6 Región Marina Suroeste [4]

Al 1 de enero de 2010, los activos integrales Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco y Holok-Temoa conforman la estructura organizacional de la Región Marina Suroeste, como se aprecia en la figura 1.7. [4]

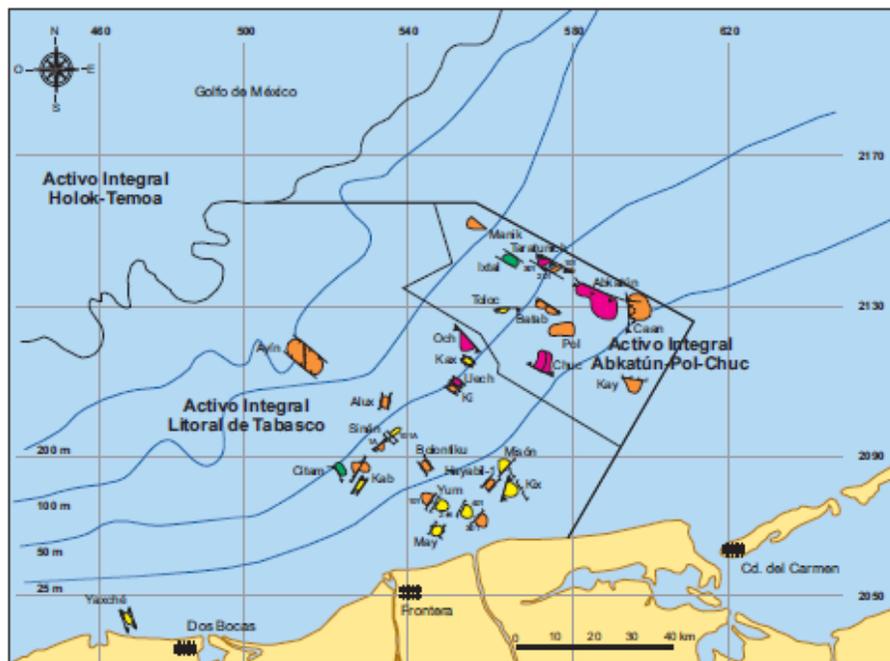


Figura 1.7 Ubicación de los Activos que componen la Región Marina Suroeste [4]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Región Norte. La región se localiza al Norte de la República Mexicana y comprende 1.8 millones de kilómetros cuadrados aproximadamente, incluyendo una porción terrestre y otra marina. Colinda al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el Río Tesechoacán, localizado al Sur de Estado de Veracruz, al Oriente con la isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico. La región está constituida por cuatro activos integrales, Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, como se aprecia en las figuras 1.8 y 1.9. [4]



Figura 1.8 Región Norte [4]



Figura 1.9 Activos que comprenden la Región Norte [4]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Región Sur. Localizada en la porción Sur de la República Mexicana, la región abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Operativamente, la Región Sur está dividida en cinco activos integrales y uno de exploración denominado Regional de Exploración Región Sur. Los activos integrales son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac, como se muestra en las figuras 1.10 y 1.11. [4]



Figura 1.10 Región Sur [4]



Figura 1.11 Activos que comprenden la Región Sur [4]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Distribución de las Reservas de aceite pesado en México

En estas tablas que se presentan a continuación, podemos apreciar los volúmenes remanentes totales y probados por región y, en dos de ellos podemos ver el desglose por tipo de fluido de dichas cifras para tener una idea más clara de cuáles son los tipos de fluidos esperados para poder establecer el valor comercial de los proyectos, y para los fines de esta tesis, veremos principalmente los volúmenes referidos a aceite pesado ubicados sólo en dos de las tablas (figura 1.13, y 1.15) se aprecian claramente las mejores oportunidades de recuperación de aceite pesado de acuerdo a su ubicación a nivel regional.

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2007	Total	31,908.8	941.2	3,417.5	9,108.9	45,376.3	63,045.2	55,364.2	47,367.9
	Marina Noreste	12,510.6	635.4	350.2	589.8	14,086.0	5,716.7	3,853.7	3,067.5
	Marina Suroeste	2,900.9	175.4	407.6	1,163.0	4,647.0	7,961.9	6,936.0	6,048.5
	Norte	12,769.4	39.4	1,711.4	5,876.7	20,397.0	38,910.0	34,721.4	30,564.5
	Sur	3,727.9	91.0	948.1	1,479.4	6,246.3	10,456.6	9,853.1	7,687.3
2008	Total	31,211.6	879.0	3,574.7	8,817.4	44,482.7	61,358.5	54,288.1	45,858.8
	Marina Noreste	11,936.8	616.4	283.5	521.0	13,357.7	5,382.7	3,384.8	2,709.7
	Marina Suroeste	2,927.8	147.3	422.3	1,262.5	4,759.9	8,269.3	7,602.0	6,566.2
	Norte	12,546.0	19.4	1,970.5	5,613.0	20,149.0	37,546.1	33,741.6	29,193.0
	Sur	3,801.0	95.8	898.4	1,420.9	6,216.1	10,160.4	9,559.6	7,389.9
2009	Total	30,929.8	561.7	3,491.3	8,579.7	43,562.6	60,374.3	53,382.5	44,622.7
	Marina Noreste	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9	4,892.9	3,317.0	2,619.7
	Marina Suroeste	3,217.4	84.5	509.7	1,377.8	5,189.4	9,571.8	8,566.0	7,165.8
	Norte	12,402.9	19.1	1,918.2	5,384.6	19,724.8	36,503.1	32,614.5	28,005.0
	Sur	3,652.9	89.2	806.8	1,313.6	5,862.5	9,406.5	8,885.0	6,832.1
2010	Total	30,497.3	417.3	3,563.1	8,597.0	43,074.7	61,236.0	54,083.8	44,712.2
	Marina Noreste	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2	4,539.6	3,234.8	2,509.3
	Marina Suroeste	3,551.4	71.1	673.2	1,715.1	6,010.8	12,226.9	10,885.1	8,920.0
	Norte	12,083.1	22.9	1,883.4	5,153.0	19,142.4	35,323.6	31,310.8	26,800.2
	Sur	3,739.1	75.1	763.5	1,246.4	5,824.3	9,145.9	8,653.1	6,482.6

Figura 1.12 Distribución histórica de las reservas remanentes totales por fluido y región [5]

En la figura 1.12, podemos apreciar la contribución de fluidos a nivel comercial de las reservas remanentes totales hasta 2010, sugiriendo que con la incorporación exitosa de las nuevas tecnologías pudieran ser estos volúmenes reportados probados en el futuro no muy lejano, dada la necesidad de incorporar volúmenes al horizonte probado, porque como sabemos de los 30,497.3 MMB reportados para el aceite no todo corresponde al horizonte probado, y al mismo tiempo, de ese horizonte probado sólo una parte le corresponde al aceite pesado en específico para los fines de esta tesis. [5]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado			Total
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2007	Total	17,710.4	11,317.7	2,880.6	47,403.1	4,791.2	5,766.3	5,084.7	15,642.1
	Marina Noreste	12,444.0	66.5	0.0	5,658.9	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	650.2	1,622.2	628.6	3,280.4	2,020.0	1,301.8	1,359.7	4,681.5
	Norte	4,303.4	6,954.6	1,511.4	31,436.5	97.4	4,290.3	3,085.8	7,473.5
	Sur	312.8	2,674.4	740.7	7,027.2	2,673.9	174.1	581.4	3,429.4
2008	Total	17,175.7	11,166.1	2,869.9	46,067.0	4,157.2	5,922.3	5,212.1	15,291.6
	Marina Noreste	11,900.3	36.5	0.0	5,325.0	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,692.5	495.3	3,163.0	1,734.3	2,010.6	1,361.4	5,106.3
	Norte	4,211.9	6,824.6	1,509.5	30,594.1	88.8	3,795.9	3,067.4	6,952.0
	Sur	323.5	2,612.5	865.0	6,984.9	2,334.1	115.8	725.6	3,175.5
2009	Total	16,836.2	10,948.1	3,145.5	44,710.0	5,052.5	5,545.8	5,065.9	15,664.3
	Marina Noreste	11,569.1	87.6	0.0	4,835.1	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	739.9	1,793.1	684.4	3,232.9	2,968.5	2,010.7	1,359.7	6,338.9
	Norte	4,177.0	6,740.3	1,485.5	29,883.7	87.4	3,413.3	3,118.7	6,619.4
	Sur	350.1	2,327.1	975.6	6,758.4	1,996.6	121.8	529.7	2,648.2
2010	Total	15,997.9	10,763.2	3,736.2	44,046.7	7,351.1	5,281.9	4,556.4	17,189.4
	Marina Noreste	10,989.5	134.1	0.0	4,481.8	0.0	0.0	57.8	57.8
	Marina Suroeste	740.0	1,778.0	1,033.5	3,262.6	5,482.2	2,123.3	1,358.8	8,964.3
	Norte	3,932.7	6,500.8	1,649.7	29,498.7	64.2	3,067.6	2,693.2	5,825.0
	Sur	335.8	2,350.3	1,053.0	6,803.6	1,804.7	91.0	446.7	2,342.3

* G y C: yacimientos de gas y condensado

Figura 1.13 Clasificación de Reservas Totales, o 3P de aceite y gas [5]

En la figura 1.13, podemos apreciar los volúmenes de aceite pesado esperados con proyectos que no tienen aún certeza de ocurrencia a nivel técnico, sin embargo, es preciso tomarlos en cuenta como una buena posibilidad de incorporación de reservas en el futuro próximo.

Para los fines de esta tesis, se puede ver que las dos regiones más prometedoras son la Marina Noreste y la Norte, de acuerdo al aporte de aceite pesado esperado, pero es oportuno mencionar que de lo reportado, sólo una fracción es del horizonte probado actualmente.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Año	Región	Reserva remanente de hidrocarburos					Reserva remanente de gas		
		Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco equivalente mmbpce	Total mmbpce	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
2007	Total	11,047.6	608.3	1,193.5	2,664.8	15,514.2	18,957.3	16,558.4	13,855.8
	Marina Noreste	6,532.0	443.2	254.3	422.7	7,652.2	4,038.8	2,769.2	2,198.4
	Marina Suroeste	1,038.0	68.1	161.1	360.0	1,627.2	2,643.7	2,227.6	1,872.6
	Norte	888.9	18.2	106.4	832.9	1,846.4	4,856.4	4,570.4	4,331.8
	Sur	2,588.7	78.9	671.6	1,049.2	4,388.4	7,418.4	6,991.1	5,452.9
2008	Total	10,501.2	559.6	1,125.7	2,530.7	14,717.2	18,076.7	15,829.7	13,161.8
	Marina Noreste	6,052.8	407.5	200.7	363.6	7,024.6	3,635.6	2,369.3	1,891.2
	Marina Suroeste	994.9	61.2	176.7	397.3	1,630.1	2,787.4	2,478.7	2,066.4
	Norte	840.7	8.2	102.4	770.2	1,721.5	4,479.7	4,223.3	4,005.7
	Sur	2,612.8	82.8	645.9	999.5	4,341.1	7,174.0	6,758.5	5,198.5
2009	Total	10,404.2	378.4	1,082.9	2,442.3	14,307.7	17,649.5	15,475.2	12,702.0
	Marina Noreste	5,919.3	256.1	183.0	353.9	6,712.3	3,365.8	2,337.7	1,840.4
	Marina Suroeste	1,176.0	38.0	221.2	458.8	1,893.9	3,462.9	2,973.0	2,386.0
	Norte	828.7	8.0	105.5	710.1	1,652.4	4,218.7	3,922.4	3,693.3
	Sur	2,480.2	76.3	573.1	919.5	4,049.1	6,602.1	6,242.2	4,782.2
2010	Total	10,419.6	256.5	1,015.2	2,300.8	13,992.1	16,814.6	14,824.2	11,966.1
	Marina Noreste	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8	2,872.7	2,071.3	1,601.5
	Marina Suroeste	1,169.8	29.8	225.9	466.4	1,891.8	3,593.7	3,079.4	2,425.6
	Norte	613.6	9.7	83.5	645.5	1,352.3	3,866.8	3,530.1	3,357.0
	Sur	2,545.3	61.4	548.4	881.0	4,036.1	6,481.3	6,143.5	4,582.0

Figura 1.14 Distribución histórica de reservas remanentes probadas por fluido y región [5]

Se presenta en la figura 1.14, desde el punto de vista comercial el volumen de hidrocarburos en forma de aceite, condensado, y gas, y podemos apreciar los aportes por región y su evolución hasta 2010.

En la figura 1.14, se aprecian las oportunidades potenciales para aceite como reservas probadas tomando en cuenta que no todas están desarrolladas, y en contraste con los primeros volúmenes de hidrocarburos, es decir las reservas remanentes totales presentadas en la figura 1.12, podemos apreciar una diferencia de 20,077.7 MMB donde se incluye aún el aceite ligero, súper ligero y el pesado, por lo cual sólo una parte de esos 20,077.7 MMB será de aceite pesado, que son 15,997.9 MMB de acuerdo a las reservas 3P mostradas en la figura 1.13; comprobando a su vez que el aceite pesado irá tomando un papel más serio, en la producción de aceite a nivel nacional, y con ello se puede justificar la necesidad de incorporar estos volúmenes al horizonte probado por medio de los avances tecnológicos. [5]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Año	Región	Aceite			Asociado	Gas natural			
		Pesado	Ligero	Superligero		No asociado			Total
						G y C*	Gas húmedo	Gas seco	
mmb	mmb	mmb	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc	mmmpc		
2007	Total	7,009.4	3,402.9	635.3	12,578.1	1,819.9	2,179.4	2,379.8	6,379.2
	Marina Noreste	6,493.4	38.6	0.0	4,025.6	0.0	0.0	13.2	13.2
	Marina Suroeste	110.0	750.4	177.6	1,585.9	541.8	308.5	207.4	1,057.8
	Norte	366.1	513.6	9.1	1,316.4	34.5	1,739.9	1,765.7	3,540.0
	Sur	39.8	2,100.3	448.5	5,650.2	1,243.6	131.1	393.5	1,768.2
2008	Total	6,545.7	3,258.7	696.9	11,793.2	2,042.2	1,844.8	2,396.5	6,283.5
	Marina Noreste	6,016.3	36.5	0.0	3,622.1	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	669.4	204.6	1,385.0	886.0	308.5	207.9	1,402.5
	Norte	357.6	473.9	9.2	1,235.2	35.9	1,435.0	1,773.5	3,244.5
	Sur	50.9	2,078.8	483.1	5,550.9	1,120.2	101.3	401.6	1,623.1
2009	Total	6,381.4	3,237.6	785.2	11,473.1	2,335.7	1,734.5	2,106.1	6,176.4
	Marina Noreste	5,868.5	50.7	0.0	3,352.3	0.0	0.0	13.4	13.4
	Marina Suroeste	120.9	808.2	246.9	1,616.0	1,330.7	308.6	207.7	1,846.9
	Norte	342.4	468.5	17.8	1,282.0	34.9	1,319.3	1,582.5	2,936.7
	Sur	49.5	1,910.2	520.5	5,222.8	970.2	106.7	302.5	1,379.3
2010	Total	6,482.5	3,021.7	915.3	10,719.5	2,498.2	1,581.4	2,015.5	6,095.1
	Marina Noreste	6,039.2	51.8	0.0	2,858.3	0.0	0.0	14.4	14.4
	Marina Suroeste	113.2	766.4	290.1	1,618.1	1,529.5	308.6	137.4	1,975.6
	Norte	276.3	321.3	16.0	1,009.8	36.4	1,198.0	1,622.6	2,857.0
	Sur	53.8	1,882.2	609.2	5,233.3	932.3	74.7	241.0	1,248.0

* G y C: vaciamentos de gas y condensado

Figura 1.15 Clasificación de reservas probadas o 1P de aceite y gas [5]

De acuerdo a lo reportado en la figura 1.15, se puede ver que es mayor el aporte de aceite pesado que el ligero y súper ligero para el caso del aceite; además observando las regiones en orden descendente de aporte al volumen para el caso de aceite pesado y quedan como sigue; Marina Noreste, Norte, Marina Suroeste y Sur.

En cuanto al gas se ve que hay un gran aporte de gas asociado a la producción, y eso sugiere una buena inversión en infraestructura para el manejo de la producción en superficie como separadores, procesos de endulzamiento, entre otros; aunque para el caso de aceites pesados entraña una buena oportunidad para aprovechar el gas para generar energía para otros procesos que se describirán por supuesto en el desarrollo de esta tesis.

Al ver que el aceite pesado predomina en la producción esperada por medio de este análisis de reservas, resulta ser evidente la importancia de incorporar nuevas tecnologías para incorporar volúmenes que no se consideran probados aún y por ende, no se encuentran contabilizados en las reservas probadas, que de acuerdo a lo reportado de la reserva 3P y la probada para aceite pesado quedan alrededor de 9,515.4 MMB por incorporar al volumen probado, lo que representa una excelente oportunidad para implementar nuevas tecnologías que aseguren o al menos logren incorporar algunos volúmenes con un buen margen de ganancia a nivel de proyectos, ya que el aceite pesado representa la mayor parte del aceite a nivel nacional recuperable actualmente. [5]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Reservas mundiales de aceite

Este apartado ejemplifica en calidad de ilustraciones por conveniencia, y a su vez, se puede entender que esto explica la capacidad de producción de hidrocarburos y la distribución de la misma en los diversos países, y su intrínseca relación con la satisfacción de la demanda de energéticos a nivel mundial, que al final es lo que activa el negocio de los hidrocarburos. [5]

En la figura 1.16, se aprecian las cifras en MMB para aceite y en MMMPC para el gas natural, y se pueden ver los países con el mayor volumen de reservas a nivel mundial, entre los que destacan Arabia Saudita, Canadá, Irán, Irak, Kuwait, Venezuela, Emiratos Árabes Unidos, Rusia, Libia y Nigeria para el caso que nos atañe que es el aceite.

Posición	País	Crudo ^a mmb	Posición	País	Gas seco mmmpc
1	Arabia Saudita	259,900	1	Rusia	1,680,000
2	Canadá	175,214	2	Irán	1,045,670
3	Irán	137,620	3	Qatar	899,325
4	Irak	115,000	4	Turkmenistán	265,000
5	Kuwait	101,500	5	Arabia Saudita	263,000
6	Venezuela	99,377	6	Estados Unidos de América	244,656
7	Emiratos Arabes Unidos	97,800	7	Emiratos Arabes Unidos	214,400
8	Rusia	60,000	8	Nigeria	185,280
9	Libia	44,270	9	Venezuela	175,970
10	Nigeria	37,200	10	Argelia	159,000
11	Kazajstán	30,000	11	Irak	111,940
12	Qatar	25,410	12	Australia	110,000
13	China	20,350	13	China	107,000
14	Estados Unidos de América	19,121	14	Indonesia	106,000
15	Brasil	12,802	15	Kazajstán	85,000
16	Argelia	12,200	16	Malasia	83,000
17	México	11,691	36	México	11,966

Fuente: México, Pemex Exploración y Producción. Otros países, Oil & Gas Journal, December 21, 2009
a. Incluye condensados y líquidos del gas natural

Figura 1.16 Reservas probadas de crudo y gas de los principales países productores [5]

Y para los fines de esta tesis, nos enfocaremos en las razones tecnológicas que mantienen a estos países con semejantes volúmenes de reservas, porque como bien sabemos, depende de un contexto socio-económico, y a su vez técnico-económico, el posicionamiento de estos países en esta tabla; cabe resaltar que haremos énfasis en los avances tecnológicos que han tenido lugar en ciertas localizaciones y su impacto en la incorporación de reservas probadas en países como Canadá, que revolucionaron al mundo petrolero, y su correspondiente aplicación en otros países con lo que se comprobó su confiabilidad al obtener resultados similares en la explotación de bitúmenes y aceites pesados.

Es necesario mencionar, que en este trabajo se analizarán algunas aplicaciones en ciertas localizaciones, y se establecerá una posible relación con el entorno de los hidrocarburos en México, y se buscará establecer una hipótesis o bien propuesta de cómo pudieran aplicarse dichos

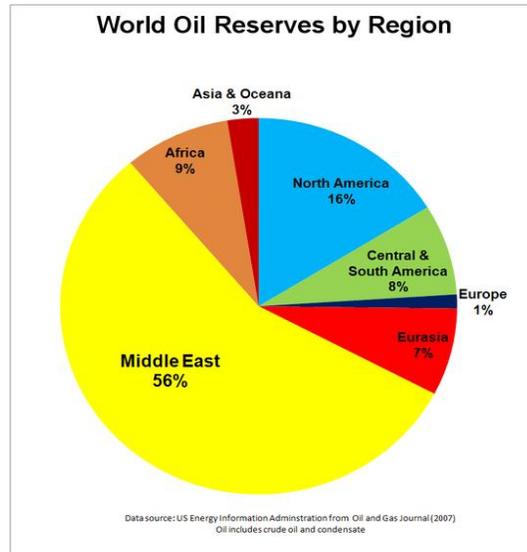


Figura 1.18 Reservas Mundiales por Región

A continuación, la figura 1.19 muestra el mapa que incluye los países pertenecientes a la OPEC, que como se puede apreciar con claridad, incluye básicamente a países de Medio Oriente y algunos de Sudamérica y África.

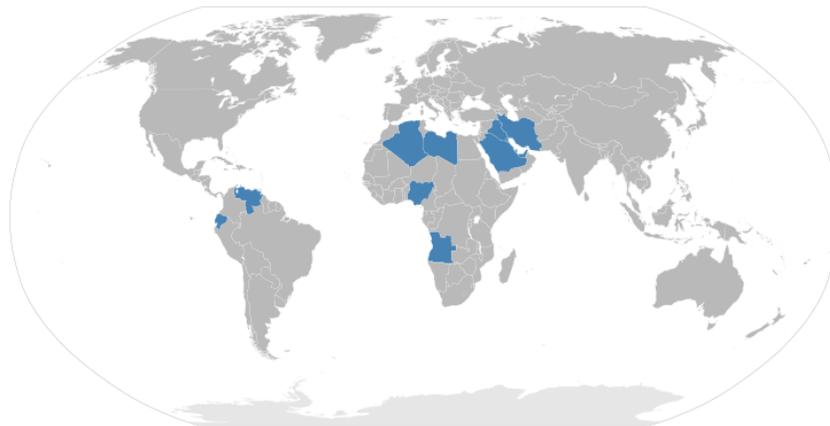


Figura 1.19 Países Pertenecientes a la OPEC

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Se presenta en la figura 1.20 un mapa que tiene una escala gráfica que reporta la acumulación de hidrocarburos a nivel mundial y las unidades están dadas en billones de barriles.

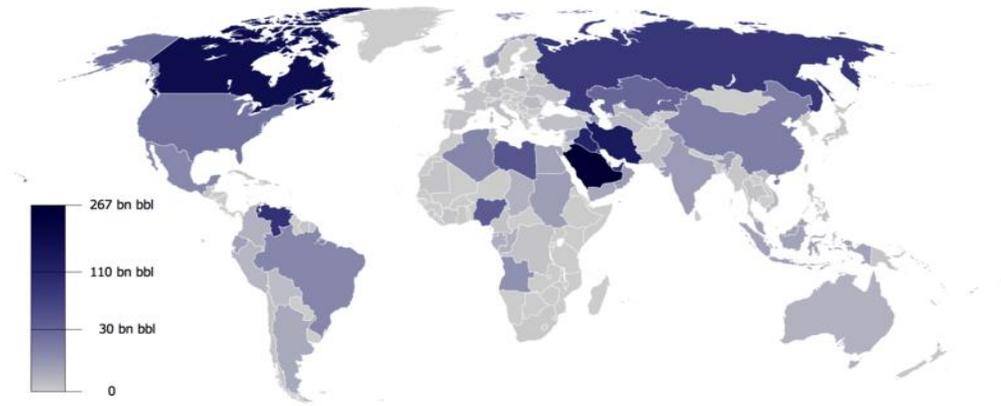


Figura 1.20 Acumulación de Hidrocarburos en el Mundo

Con lo anteriormente descrito, se ve el contexto socioeconómico y mundial sobre el cual está inmersa la industria petrolera y en el caso de México uno de los retos es incorporar reservas al horizonte probado para sustentar los proyectos, satisfacer la demanda y ser capaz de incorporar tecnologías que permitan que la industria tenga un crecimiento sostenido para mantener activo el negocio de hidrocarburos.

2. MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO

En el caso de los métodos empleados para la explotación de aceite pesado, cabe mencionar que haremos énfasis en que se clasifican de acuerdo al impacto en dos propiedades inherentes a los hidrocarburos pesados, que como se vio con anterioridad en el capítulo uno, se refieren a densidad y viscosidad, y cabe mencionar que la viscosidad es uno de los parámetros sobre los cuáles se busca incidir con más frecuencia en estos métodos, que quedan clasificados dentro de los métodos de recuperación secundaria y mejorada en su mayoría. Es por ello que se presentará una clasificación de dichos métodos sobre los cuáles se valen las técnicas de explotación para crudos pesados.

Se incluirá en esta sección una explicación del principio de funcionamiento de las diversas técnicas empleadas para la producción de crudos pesados.

Para el caso de inyección de gases, sea en recuperación secundaria y/o mejorada, se comentarán principios técnicos para su aplicación en el siguiente capítulo con más detenimiento, ya que en esta sección se abordarán en su mayoría métodos térmicos que resultan ser los más exitosos, ya

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

que los métodos no térmicos o químicos en su caso son procedimientos alternos que mejoran los escenarios de producción para alguno de los métodos térmicos a excepción de CHOPS que se describirá más adelante en este capítulo.

Clasificación general de los métodos de explotación

Para los fines de esta tesis, se sabe que los procesos forman parte de los métodos de recuperación secundaria y /o mejorada, y en general se dividen en térmicos, no térmicos (englobando los métodos químicos en los no térmicos por razones de practicidad al constituir métodos de Recuperación Mejorada en su mayoría) y mixtos.



Figura 2.1 Clasificación de Métodos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada

En la figura 2.1, podemos ver claramente cómo se subdividen los diversos métodos en las tecnologías dedicadas a la producción de crudo pesado, y la mayoría ya tienen aplicación en el campo, y en específico las denominadas como eléctricos/microondas están siendo probadas para establecer su aplicabilidad actualmente, y constituyen avances tecnológicos muy deseables en ciertas litologías que se abordarán en el último capítulo de este trabajo, mientras que las demás se describirán más a detalle en su mayoría, dado que tienen mayor tiempo de estarse implementando.

A continuación, se hará una descripción de las tecnologías dedicadas a la explotación de aceite pesado.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand)

Este método ha sido ampliamente usado como un enfoque de producción “quasi-primario” en arenas no consolidadas, y cabe mencionar varios miles de pozos en Canadá están produciendo de manera estable aceite mediante CHOPS. En esencia, consiste en que en vez de bloquear el ingreso de arena por empaquetamientos, se promueve que la arena entre al pozo por medio de perforación agresiva y estrategias de estimulación inicial del pozo. [6]

Se manejan pozos desde verticales hasta 45° con bombeo por cavidades progresivas, en vez de bombas reciprocantes, y se están convirtiendo/utilizando pozos viejos para este tipo de bombeo de alta capacidad, dando aumentos en su producción. Se debe enfatizar que los empaquetamientos/empacamientos llegan a tener el típico problema de reducir dramáticamente la producción al obturarse con la arena producida, es por ello que la técnica CHOPS logra evitar este problema potencial al no oponer restricción a la arena que viene junto con el aceite.

Por estos hechos mencionados la productividad aumenta de 10-20 veces, con gastos de 100 b/d en lugar de 5-10 b/d. También a partir de entre 12-20% aceite original in situ puede ser recuperado, en vez del 0-2% de la producción primaria en los casos convencionales, es decir, con empaquetamientos/empacamientos. Finalmente, a partir de saber que la producción de arena produce una gran zona perturbada, el yacimiento puede ser afectado positivamente por la implementación de métodos de recuperación mejorada (EOR).

CHOPS mejora la productividad por cuatro razones principales:

- Si la arena se puede mover, la permeabilidad básica a los fluidos es mejorada.
- Mientras más arena se produzca, una zona creciente de mayor permeabilidad es generada de manera similar a un pozo de amplio radio, el cual da mejor producción.
- La liberación de gas en el aceite pesado no genera una fase continua de gas, más en cambio, fluyen burbujas con el fluido (y arena) y no se mezclan, sino que se expanden mientras se disminuye la presión (es decir gradiente abajo), generando un empuje por expansión interna de gas, referido o conocido como “flujo espumoso”.
- La producción continua de arena significa que el taponamiento por finos o asfáltenos en el ambiente propio a la vecindad del pozo no puede ocurrir (no hay siquiera posibilidad de tomar un factor de daño que impida la productividad), el cual complicaría el libre flujo de líquidos.

Típicamente, un pozo provisto con producción mediante CHOPS producirá de manera inicial un alto porcentaje de arena, mayor al 10% por volumen de líquidos; sin embargo, esto generalmente decae a un rango 0.5-3% de arena por volumen (más para aceites de mayor densidad, es decir de menor rango de °API, que son más viscosos) después de algunas semanas o meses. Y cabe mencionar que para el manejo/desecho de los grandes volúmenes producidos de arena se ha logrado un avance tecnológico llamado Slurry Fracture Injection (SFI) y ha impactado de manera positiva y sustancial la economía de los proyectos de producción en frío. Esta técnica de Inyección

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

de una Lechada en la Fractura, SFI de sus siglas en inglés, involucra el inyectar la arena de desecho, como una lechada acuosa reincorporándola a las formaciones profundas de las que vino.

Y esto tiene un impacto en los costos operativos para la producción en frío han sido abatidos de \$12.00-13.00 CAN/BBL de 1987-91 a \$5.00-7.00 CAN/BBL de 1999-2000; aumentando el margen de ganancia de pequeños proyectos de aceite pesado.

La producción dada por CHOPS no es trivial. Aproximadamente entre 16-17% de la producción total en Canadá en los años 2000-2001 fue alcanzada con este proceso aplicado a yacimientos de aceites de entre 11-18°API.

Se ha incorporado un nuevo aspecto de la mecánica del medio poroso que se descubrió y desarrolló en un método de mejoramiento de la producción en el periodo 1997-2002, basado en desarrollos teóricos hechos en la Universidad de Alberta en el periodo 1985-1995.

Se trata de la Tecnología de Mejoramiento de Flujo por Pulsos de Presión (PPT-Pressure Pulse flow enhancement Technology) que se basa en el descubrimiento de que pulsos de presión de gran amplitud que son dominados por una onda de energía de baja frecuencia genera tasas de flujo, o bien gastos mejorados en el medio poroso. Se comprobó en Alberta al reducir por medio de PPT la tasa de declinación, incrementando el factor de recuperación, y prolongó la vida de los pozos.

Se descubrió que pulsos de presión de muy amplia amplitud aplicados por 5-30 horas a un pozo productor bloqueado puede reestablecer la producción económica por varios meses, inclusive años.

El mecanismo por el cual funciona el PPT es el de generar movimiento de líquido dentro y fuera de los poros, por medio de la propagación de una onda de porosidad de dilatación.

Y mientras la onda de dilatación viaja a una velocidad de entre 40-80 m/s, la pequeña expansión y contracción de los poros con el paso de cada paquete de ondas de energía ayuda a desbloquear las gargantas de poro, incrementa la velocidad del flujo de fluidos, superando/contrarrestando los efectos por bloqueo capilar; reduce también algunos de los efectos negativos de las inestabilidades como interdigitación viscosa, conificación y canalización por cambios en la permeabilidad. Aunque sus aplicaciones datan en el año de 1999, el PPT promete ser una incorporación mayor en varios procesos de producción de aceites pesados. [6]

STEAMFLOODING (INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR)

La recuperación por inyección continua de vapor es comúnmente usada en yacimientos de aceites pesados los cuáles contienen aceite cuya alta viscosidad es un factor limitante para alcanzar gastos de producción comerciales. Ha sido considerado sin embargo, como un método para recuperar aceite ligero adicional/incremental.

El proceso sigue en general la inyección continua de vapor sobrecalentado, es decir de alta temperatura, en un yacimiento. Mientras el vapor pierde calor en la formación, se condensa como

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

agua caliente, lo cual, combinado con el suministro continuo de vapor detrás de la misma (del agua), provee el empuje para mover el aceite hacia los pozos productores.

Mientras la formación se calienta, la recuperación de aceite es incrementada considerando que:

- El aceite calentado se hace menos viscoso, facilitando su movimiento a través de la formación hacia los pozos productores.
- La expansión o hinchamiento del aceite ayuda en su liberación de la roca de la formación.
- Fracciones más ligeras del aceite tienden a vaporizarse, y mientras se mueven hacia adelante a la formación más fría delante del vapor, el cual se condensa y forma un banco/frente miscible o solvente.
- Finalmente el vapor condensado se enfría en su trayecto hacia el yacimiento y esto resulta en lo que se ve como un flujo de agua delante de la zona calentada.

Un beneficio adicional del uso de vapor tanto en la inyección continua de vapor y en la Inyección cíclica es el lavado de liners, y disparos, así como la reducción de depósitos que pudieran formarse en los pozos. Las posibles restricciones al flujo de la producción a través de los pozos son entonces reducidas. [7]

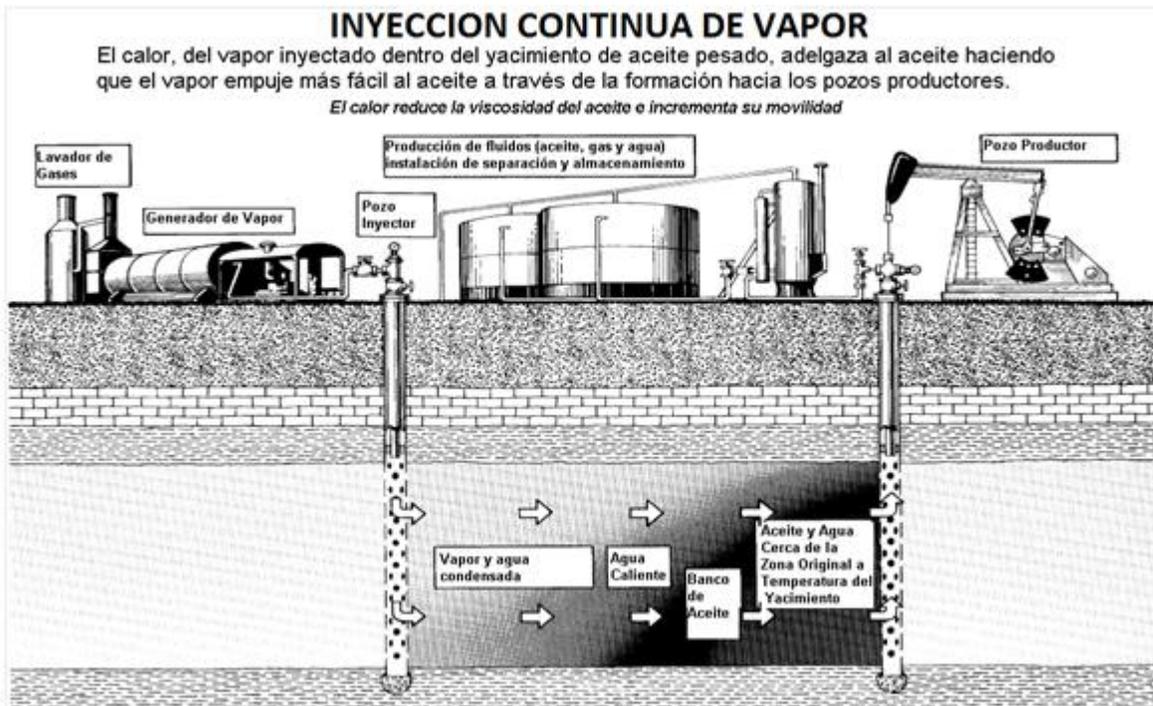


Figura 2.2 Descripción del proceso de inyección continua de vapor, o bien Steamflooding [7]

Y en general, se muestra en la figura 2.2, cómo el calor, aportado por el vapor al ser inyectado en el yacimiento, reduce la viscosidad del aceite, facilitando con ello que dicho vapor empuje al aceite de la formación hacia el pozo productor

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

CSS (Inyección Cíclica de Vapor)

Este método es uno de los más populares entre los métodos térmicos y a partir de sus siglas en inglés es llamado Cyclic Steam Stimulation (CSS), también conocido como "Huff and Puff" y por motivos de facilidad lo ocuparemos como CSS para los fines de esta tesis.

Consiste en un proceso de tres fases en el cual la primera consiste en inyectar vapor al yacimiento a alta presión por varias semanas, y una vez que el yacimiento está lleno de vapor, se inicia la segunda fase que es el hecho de dejar que el vapor inyectado moje el aceite al condensarse y transmita el calor a la fase de aceite que se despegaba de la arena o roca del yacimiento, para lo cual se deja de inyectar vapor y se cierra el pozo durante un tiempo; y una vez que se mantiene en reposo y estos procesos se conjugan para promover el movimiento de la fase de aceite, cuando se inicia la tercera etapa al haber estado confinados los fluidos, se generan fracturas y canales en la roca que favorecen el flujo de la mezcla hacia los pozos productores, a través del mismo pozo inyector. En la figura 2.3, se muestran las tres etapas descritas.

El método CSS es actualmente usado en los proyectos Cold Lake de Imperial Oil, y el proyecto Wolf Lake-Primrose de CNRL. [8]

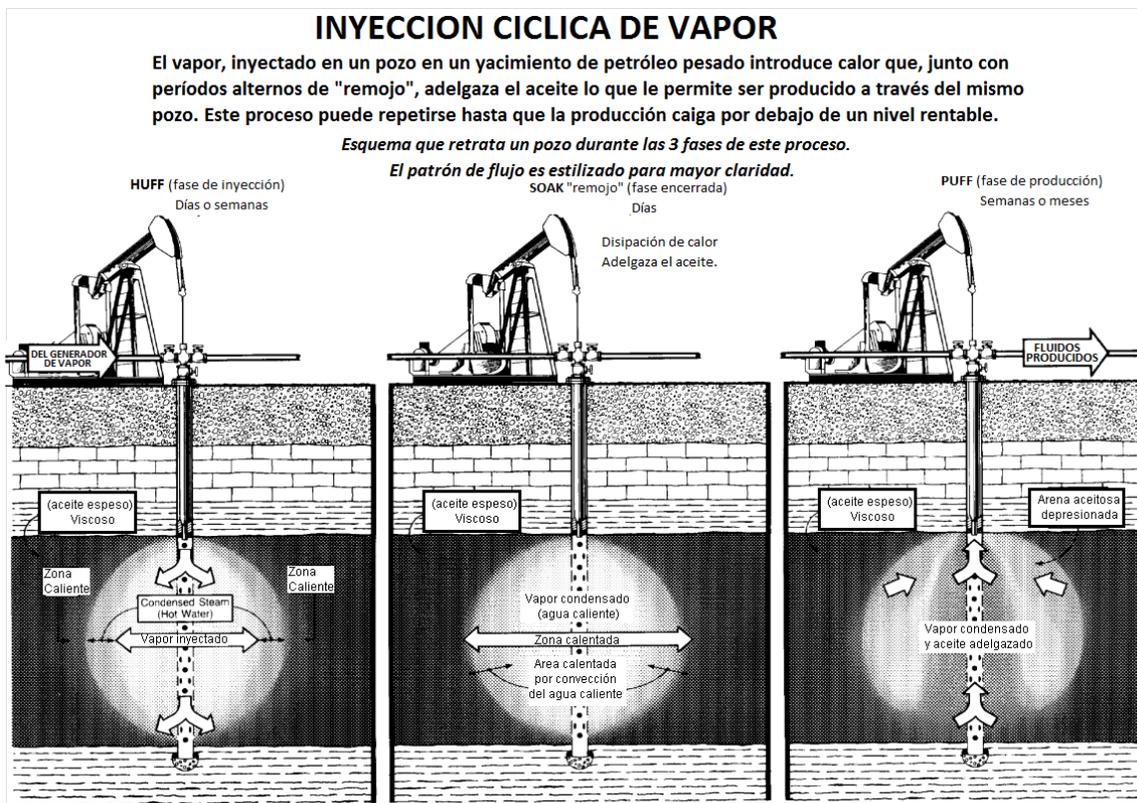


Figura 2.3 Descripción del Proceso Cyclic Steam Stimulation (CSS) o Inyección Cíclica de Vapor [9]

SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)

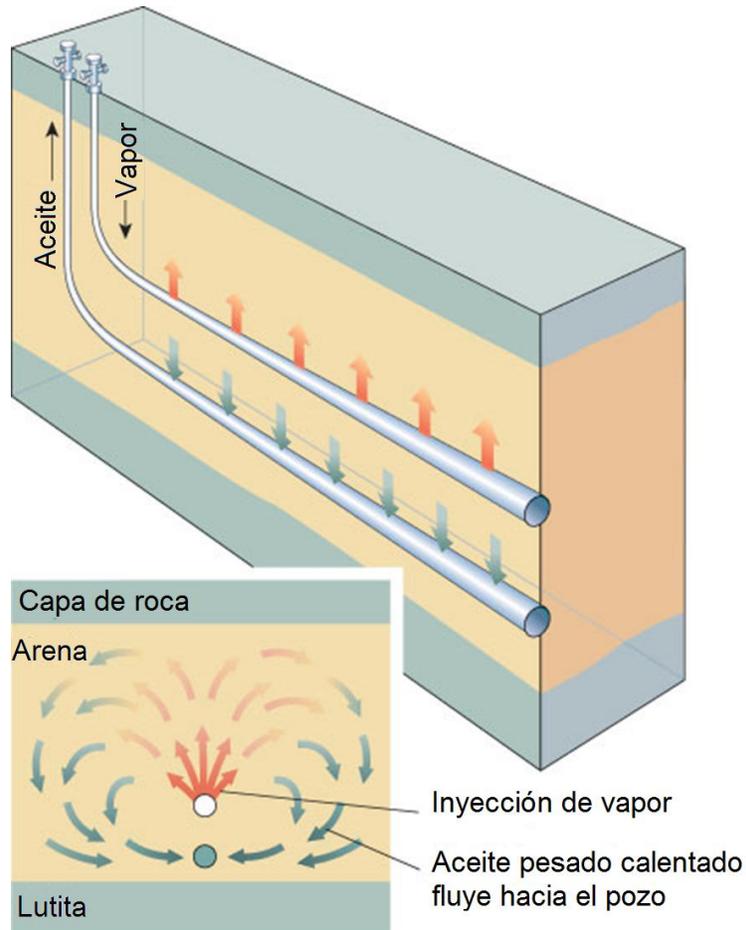


Figura 2.4 Descripción General del Proceso SAGD [11]

El Drene Gravitacional Asistido por Vapor, SAGD de sus siglas en inglés, fue desarrollado para yacimientos donde el aceite pesado es esencialmente inmóvil, involucra perforar uno o dos pozos horizontales al fondo de un yacimiento de espesor considerable de arenas poco consolidadas, y luego inyectar vapor lentamente y desarrollando con ello una "cámara de vapor". El calor y el vapor ascienden, donde el agua condensada y el aceite movilizado fluyen hacia abajo a través del medio poroso por contracorriente, en un flujo promovido por gravedad. Las presiones de inyección son mucho más bajas que el gradiente de fractura, lo que significa que las posibilidades de generar una zona ladrona se reducen a cero (algo que se presenta en forma masiva en la inyección cíclica de vapor CSS). Este proceso es extremadamente estable porque la cámara de vapor crece sólo hacia arriba y hacia los lados se presenta la segregación gravitacional y no hay inestabilidades generadas por la presión (como canalizaciones, conificación, fracturas). El SAGD también parece ser insensible a intercalaciones de lutitas y barreras horizontales al flujo que de otra manera parecerían ser serios impedimentos para el éxito de la tecnología. De hecho, parece que el SAGD no ve siquiera estas barreras por cambio de permeabilidad. Mientras la roca se

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

calienta, la expansión térmica causa que las lutitas sean sometidas a un esfuerzo de tensión, y se crean fracturas verticales, las cuales fungen como conductos para el vapor (hacia arriba) y los líquidos (hacia abajo). Además, en la medida que las altas temperaturas del vapor le llegan a las lutitas, en vez de expandirse térmicamente, la deshidratación, y deshidroxilación generan un encogimiento volumétrico de las barreras de lutitas, abriendo las fracturas verticales aún más. Entonces los procesos combinados de segregación gravitacional, y el fracturamiento térmico de las lutitas hacen al SAGD tan eficiente que los factores de recuperación de entre 50-70% son probablemente alcanzables en casos apropiados (preferentemente yacimientos de espesor considerable de arenas horizontales, donde ocurre con flujo poroso dominado excepto por las lutitas). En la figura 2.4 (al inicio de la sección) se muestra la descripción del proceso SAGD. [10]

VAPEX (Proceso de extracción de vapor)

Es un proceso basado en una extracción de vapor (de ahí sus siglas en inglés VAPEX), y podría constituir una técnica viable para la recuperación de aceites pesados altamente viscosos y bitumen.

El VAPEX involucra la inyección de solventes hidrocarburos vaporizados en yacimientos de aceite pesado y bitumen; lo que da como resultado que el aceite diluido por el solvente drene por gravedad a un pozo productor horizontal. Investigaciones recientes sostienen que es un proceso altamente eficiente en lo que a aprovechamiento de energía se refiere, amigable con el medio ambiente, causa un mejoramiento de la mezcla in situ, y requiere baja inversión de capital comparado con el proceso SAGD con el que compite técnicamente.

Su aplicabilidad pudiera sobrepasar en algunos escenarios al proceso SAGD, en yacimientos delgados, yacimientos sustentados por un acuífero, operaciones costa afuera, entre otros escenarios.

Retomando el principio que lo gobierna, es el de diluir la mezcla de hidrocarburos con solvente para posteriormente extraer el vapor. Cabe mencionar que se inyectan solventes de bajo peso molecular. Con este proceso los solventes hidrocarburos vaporizados se inyectan a través de un pozo horizontal (A). Los solventes inicialmente se disuelven en el bitumen/aceite pesado alrededor del pozo de inyección hasta la entrada del aceite diluido al pozo productor (B), localizado verticalmente bajo el pozo de inyección. Dichos pozos se ven en la figura 2.5.

El vapor solvente asciende lentamente para formar una cámara de vapor en la matriz de arena extraída sobre el pozo inyector, se disuelve en el bitumen en la interfase solvente-bitumen, se difunde dentro de la masa de bitumen, y lo disuelve. El aceite diluido drena hacia el pozo productor por gravedad. Cuando la cámara de vapor llega a la roca sello, se expande lateralmente hasta que alcanza los límites y su forma. Luego la interfase empieza a caer, y el proyecto se continúa hasta que el gasto de producción decrece bajo el límite económico de operación. El proceso es similar al SAGD, salvo que en este proceso VAPEX, se extrae y recupera la mezcla solvente-aceite.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Una particularidad técnica que tiene, es que la separación entre el pozo inyector y el productor será dictada por la movilidad del aceite a condiciones de yacimiento. Y para el caso de un aceite pesado relativamente móvil, el inyector puede ser situado cerca de la cima del yacimiento, pero si se trata de un bitumen el par de pozos horizontales debe estar lo suficientemente cerca para alcanzar una comunicación temprana entre ambos.

El pozo inyector y el pozo productor pueden estar escalonados en un yacimiento de aceite pesado con una viscosidad relativamente baja. En un yacimiento con acuífero, el inyector y productor pueden ser situados cerca del contacto agua-aceite a extremos opuestos del contacto, así el vapor solvente inyectado asciende, y el aceite diluido drena contracorriente por gravedad, y se mueve a lo largo del contacto agua-aceite hacia el productor, y esto hace resaltar el hecho de que esta técnica lleva a una mayor recuperación debido a que es la naturaleza del fenómeno/proceso de extracción de vapor.

Otro hecho interesante resulta ser que los aceites pesados en su mayoría al menos, contienen una cantidad considerable de asfáltenos, a menudo tan alta como del 22% por peso/masa. La presencia del asfálteno es la principal razón de la alta viscosidad de este tipo de aceites, sin embargo, la concentración correcta de vapor solvente promueve el mejoramiento de la mezcla y una disminución considerable de la viscosidad del aceite en cuestión, generando un mejor desplazamiento, recuperación, y mejora el valor económico.

El solvente se ocupa vaporizado porque constituye una mayor fuerza de empuje para el drenaje gravitacional, por la diferencia de densidades entre el bitumen y el vapor solvente, y ayuda en el sentido de que la cantidad de solvente residual sea menor que con solventes líquidos.

La solubilidad del vapor solvente es máxima cercana a su presión de vapor a una temperatura dada, y por ello se recomienda inyectar vapores cercanos a su presión de vapor a la temperatura de yacimiento; y con ello se evita la licuefacción del solvente en el yacimiento. Por lo general se ocupa propano y butano pero dadas las bajas presiones de vapor solvente, se puede tener una limitación en aplicación en yacimientos de alta presión, para tener una presión de operación estable.

Es interesante saber que se han hecho experimentos con el fin de solucionar este problema y se ha logrado al inyectar vapor solvente y un gas no condensable, para mantener las presiones de operación. La composición óptima de solvente depende de la temperatura del yacimiento, su presión y la disponibilidad de los solventes.

Por lo anterior hay una necesidad resumida en tres puntos para este tipo de aplicaciones y son:

- El solvente debe mantenerse como vapor en la cámara de extracción.
- El solvente debe generar mejoramiento de la mezcla in situ.
- El solvente debe tener la máxima solubilidad en el aceite para asegurar una tasa lo suficientemente alta para la viabilidad económica del proceso.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Para no alterar la difusión y la transferencia de masa, se puede usar una mezcla casi miscible como es la de etano y propano, o permitir que un volumen controlado de gas reduzca la acumulación del gas no condensable dentro de la cámara de extracción, para no afectar en absoluto la tasa de extracción que es lo que define la eficiencia del proceso. [12]

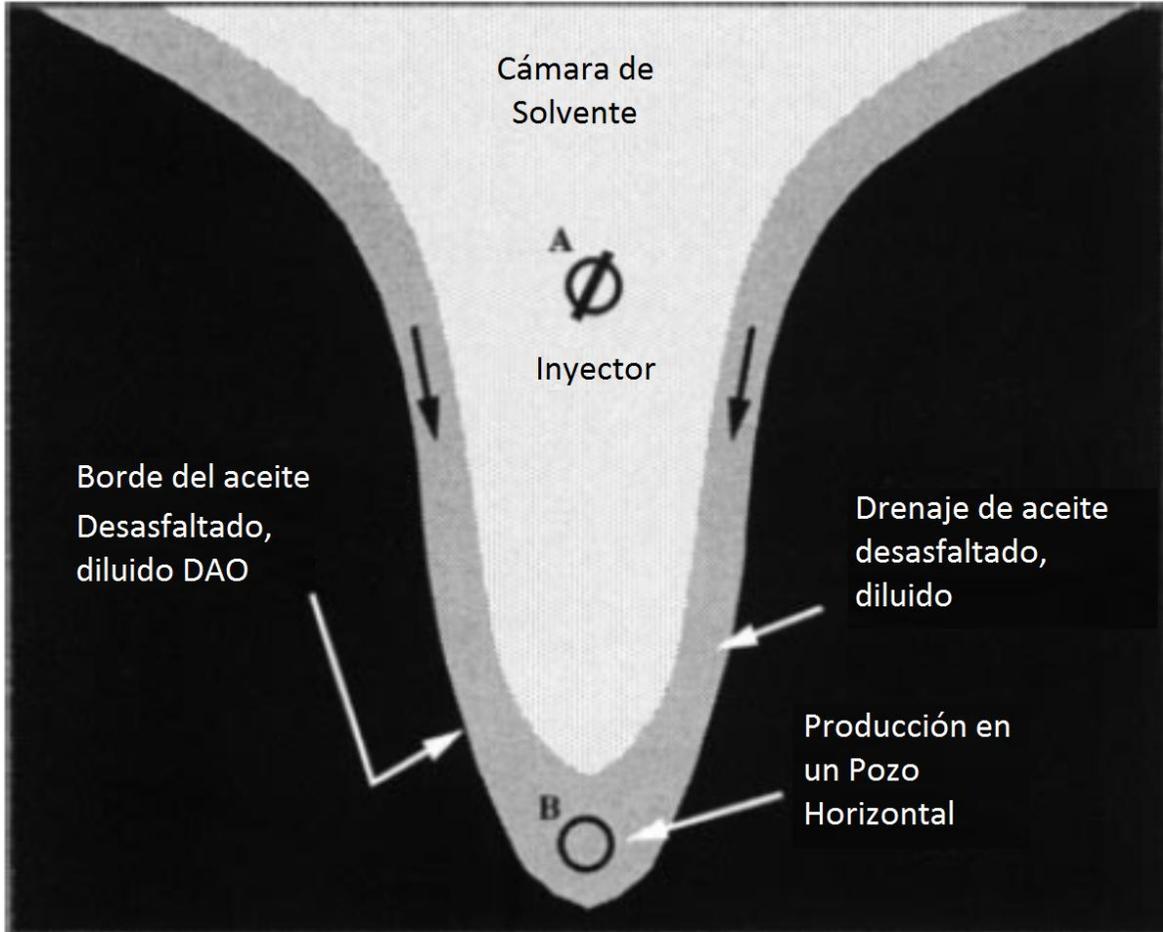


Figura 2.5 Descripción general del proceso de extracción de vapor VAPEX [12]

En la figura 2.5 se muestra un esquema de la disposición de dos pozos en forma transversal y el efecto de mejoramiento de la mezcla de aceite en la interfase.

COMBUSTIÓN IN-SITU

Al describir este proceso, podemos notar que dicha actividad sugiere únicamente el producir un punto de ignición a nivel de yacimiento con el fin de generar la quema del hidrocarburo y la propagación del calor que haga que impacte en una reducción de la viscosidad del aceite a nivel de yacimiento y, a su vez, dar como resultado un mejoramiento de la mezcla in situ, aunque cabe mencionar que este proceso emplea dos metodologías; y es la convencional o “hacia adelante”, porque el frente de combustión se mueve en la misma dirección que el flujo de fluido; mientras que el otro método es en reversa o “contra flujo”, donde el frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de fluido. Por lo general, el proceso convencional es el más común.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

La idea básica de la combustión convencional es resumida a continuación en tres puntos:

- Inyectar aire a través de ciertos pozos con el fin de crear una alta permeabilidad al aire
- Quemar el aceite en los pozos de inyección
- Propagar el frente de combustión a través del yacimiento mediante la inyección continua de aire con el fin de calentar y mover los fluidos delante del mismo.

El aceite se produce por una combinación de mecanismos donde se incluyen evaporación, condensación, movimiento por gas en solución, desplazamiento miscible, craqueo térmico, etc. La temperatura en la zona de combustión alrededor de los pozos inyectoros oscila entre 700-1000°F.

El proceso de combustión convencional es ideal en el sentido de que una fracción indeseable de la mezcla de hidrocarburos se consume en forma de combustible en la forma de coque, y el calor generado es aprovechado en lo posible. La cantidad de aceite consumida está alrededor del 15%, pero varía dependiendo del tipo de aceite y el ritmo de inyección de aire; se le conoce como el contenido del combustible y se expresa en lb/lb de roca o bien lb de roca/ft³.

Este tipo de combustión es aplicable a depósitos de aceite crudo que oscilen entre 10-40° API y la recuperación varía entre 60-90% de aceite in situ al momento que inicia el proceso dependiendo del tipo de arreglo, propiedades del aceite y aceite in situ.

La combustión en reversa en cambio, difiere de la convencional en el sentido de que el frente de combustión viene desde los productores y se propaga hacia los inyectores. En este proceso el aceite vaporizado, agua y los productos de la combustión se mueven en un yacimiento que ha sido calentado.

Este método puede ser aplicado en campos donde el proceso convencional es imposible de implementar debido a la alta viscosidad del aceite, por lo cual es recomendado para depósitos de aceite pesado y arenas bituminosas. Es aplicable en el rango de 5-15° API y la recuperación puede alcanzar más del 50-65% de aceite in situ al tiempo de iniciado el proceso.

Una característica importante del proceso de combustión en reversa es el mejoramiento del aceite in situ y se puede transformar un aceite que originalmente era de 8°API y una viscosidad de 10 cP, en uno de 25° API y 15 cP de viscosidad.

Ya comparando ambos procesos, el que es en reversa es menos atractivo debido a que tiene menores recuperaciones, mayor consumo de combustible, mayores pérdidas de calor y problemas más severos en los equipos. Sin embargo, tiene un mayor rango de aplicabilidad y es probablemente uno de los pocos métodos para arenas bituminosas. **[13]**

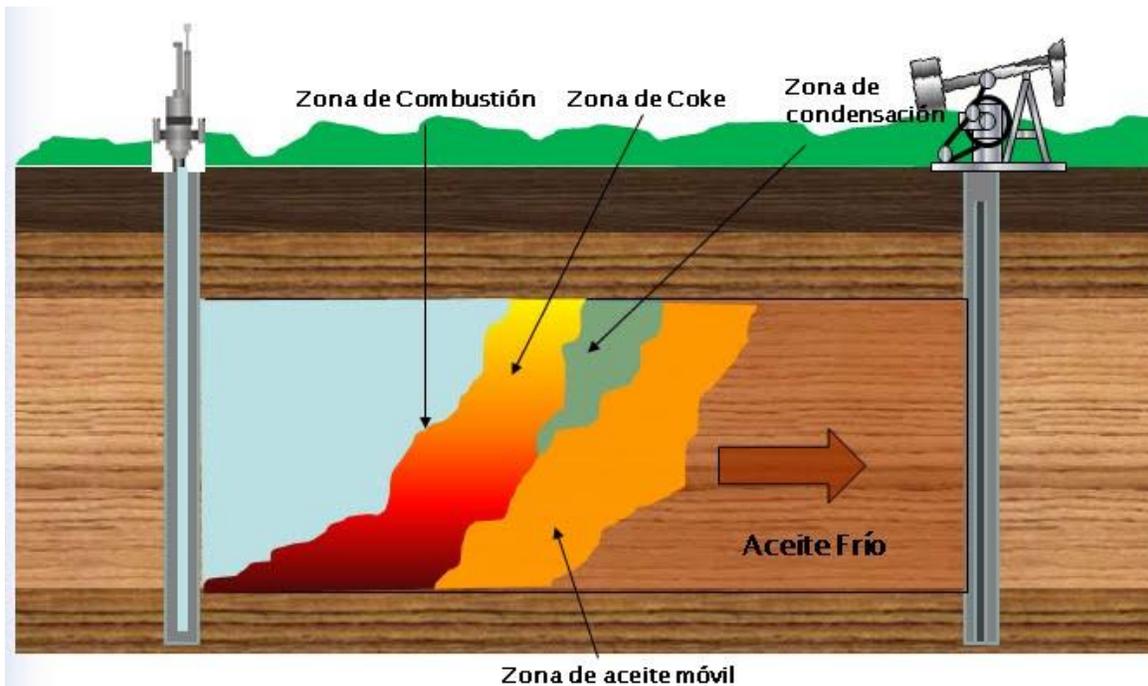


Figura 2.6 Descripción del proceso de Combustión in-situ Convencional [32]

En la figura 2.6, se aprecia el proceso de combustión in situ hacia adelante o convencional donde se ve el inyector de aire, y la forma en que promueve el movimiento de un banco de aceite hacia el productor [13]

THAI (Toe- to -Heel Air Injection)

Este proceso es una variante de la combustión in-situ, y es únicamente por la geometría de los pozos empleados para promover el frente de combustión ya que utiliza pozos inyectoros verticales mientras que los productores son horizontales, cabe mencionar que los pozos verticales son ubicados en la parte anterior/cima del yacimiento ahí es la zona llamada “toe” (dedo en inglés) y al generar el frente de combustión por medio de la inyección de aire en sentido vertical, el aceite calentado y movilizado por ende y asistido a su vez por gravedad, se desplaza hacia el pozo productor que está en la parte posterior/fondo/base del yacimiento que sería la zona “heel” (o talón) del yacimiento.

Cabe mencionar que dicho proceso inicia cuando se tienen los pozos verticales y horizontales y se inyecta simultáneamente vapor a través de ellos hasta que se calienta el yacimiento en la vecindad del pozo hasta que alcanza la temperatura/movilidad necesaria (generalmente es un proceso que lleva de dos a tres meses); y una vez obtenido el objetivo, se inicia la inyección de aire únicamente por los pozos verticales para favorecer el barrido del yacimiento en sentido vertical hasta el talón del yacimiento donde se ubican los pozos horizontales.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Otro detalle es que al igual que en la combustión in-situ, aquí ocurre un mejoramiento de la mezcla por las altas temperaturas a las que se somete la mezcla de hidrocarburos, y una vez que se mejora la mezcla ésta fluye junto con el vapor de agua generado en el yacimiento así como con otros gases producto de la combustión (principalmente dióxido de carbono) hacia los pozos productores, y fluye hasta las instalaciones superficiales donde se le da el tratamiento final.

En la figura 2.7, se puede apreciar cómo es la disposición general de los pozos en el proceso y las zonas principales donde se manifiestan los mecanismos descritos anteriormente. [14]

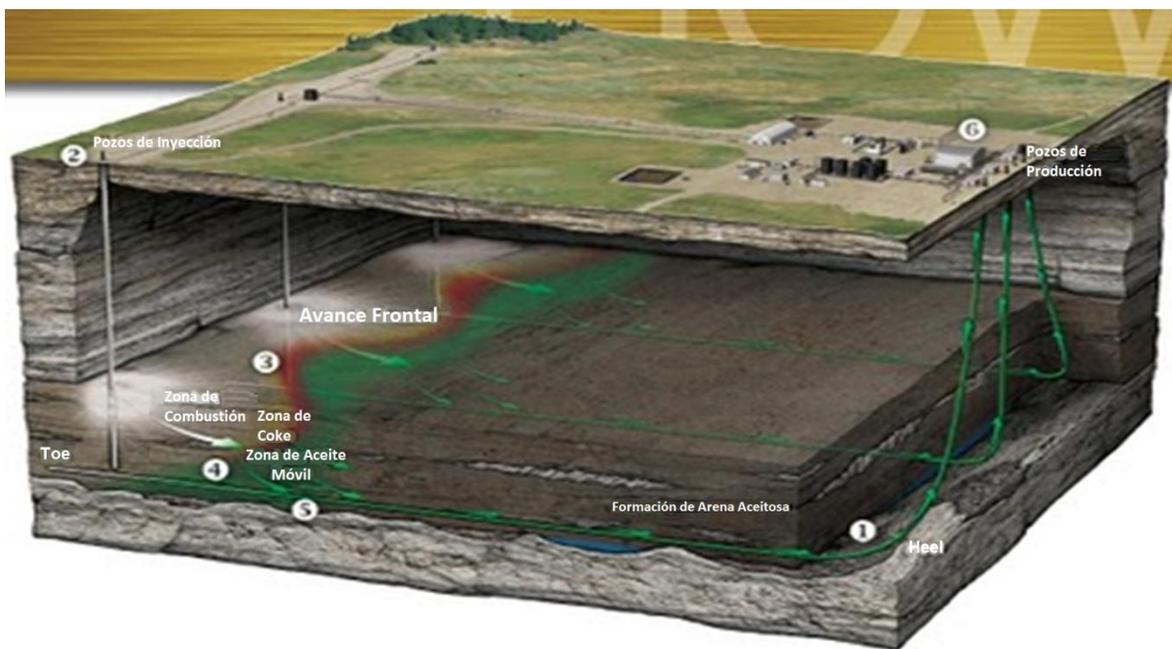


Figura 2.7 Descripción General del proceso THAI (Toe to Heel Air Injection) [14]

En la figura 2.8, se puede apreciar cómo es la disposición general de un pozo productor en el proceso y la zona donde se aprecia con mayor claridad que “heel” o talón se refiere a la parte posterior del yacimiento, y ahí se ubica el inicio del pozo horizontal situado lo más cercano posible a la base del yacimiento; y por otro lado se aprecia la zona denominada “toe” o punta que es la parte anterior del yacimiento donde se sitúa el final del pozo horizontal y en la parte superior a éste, se sitúa el inyector vertical, preferentemente en la cima del yacimiento para generar el frente de combustión.[13]

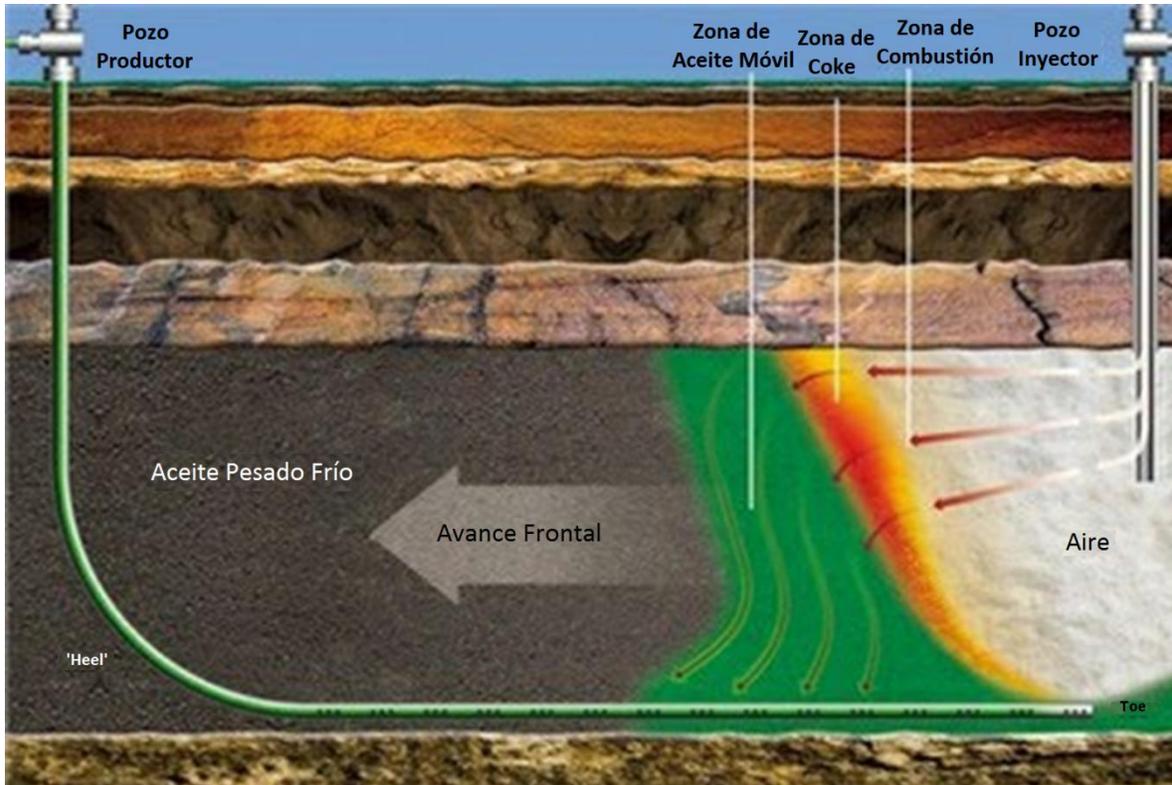


Figura 2.8 Sección longitudinal del proceso THAI [13]

Inyección de vapor seguida por inyección de agua.

Al madurar los proyectos de inyección de vapor, el ritmo de producción decrece y la relación vapor-aceite (SOR-*Steam Oil Ratio* de sus siglas en inglés) se torna eventualmente, poco rentable. De esta forma, llega a ser necesario decidir entre continuar o terminar con la inyección de vapor. Las altas relaciones vapor-aceite generalmente indican que una gran cantidad de vapor es retenida en los fluidos y roca del yacimiento y que algo de este calor completa su ciclo en el yacimiento sin afectar la recuperación. Por esta razón, es necesario encontrar un método para utilizar este calor, para la óptima operación del proyecto de inyección de vapor.

Recientemente, la tendencia ha sido convertir un proyecto maduro de inyección de vapor a inyección de agua. Esto atiende a los siguientes propósitos:

1. Prolongar la vida económica del proyecto de inyección de vapor.
2. Reducir el consumo de combustible y liberar generadores de vapor para su uso en la expansión de proyectos.
3. Resaturar la zona de vapor con agua líquida para reducir la subsidencia y eliminar la posibilidad de una migración inversa de aceite hacia las áreas drenadas después del enfriamiento.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

4. Redistribuir el calor en el yacimiento, produciendo aceite adicional de las zonas que han sido recorridas por el vapor inyectado.

Se han desarrollado algunas directrices para la conversión de inyección de vapor a agua así como para determinar la temperatura óptima y el ritmo de inyección de agua para su inyección posterior a la inyección de vapor. Esta modificación al proceso ha sido utilizada exitosamente en varios proyectos maduros de vapor en California y Alemania (K.C., Hong, 1999).

Proceso alternado Agua-Vapor (Water-Alternating-Steam Process (WASP)).

La principal ventaja del WASP sobre la inyección continua de vapor es retrasar o eliminar la irrupción prematura de vapor. Cuando el vapor irrumpe en el pozo productor, ocasiona problemas debido a la alta temperatura tales como pérdida de calor de vapor y productividad del pozo reducida. El WASP puede eliminar estos problemas y mejorar el barrido y las eficiencias de recuperación. Los rusos usaron este método en sus yacimientos de aceite pesado y reportaron un crecimiento anual en la producción del 25 al 30 %, en el periodo de 1981 a 1984.

Este proceso se utilizó en California, donde se eliminaron los problemas de irrupción de vapor y mejoró el barrido y las eficiencias de recuperación. En la figura 2.9 se muestra una comparación de la inyección continua v.s. WASP.

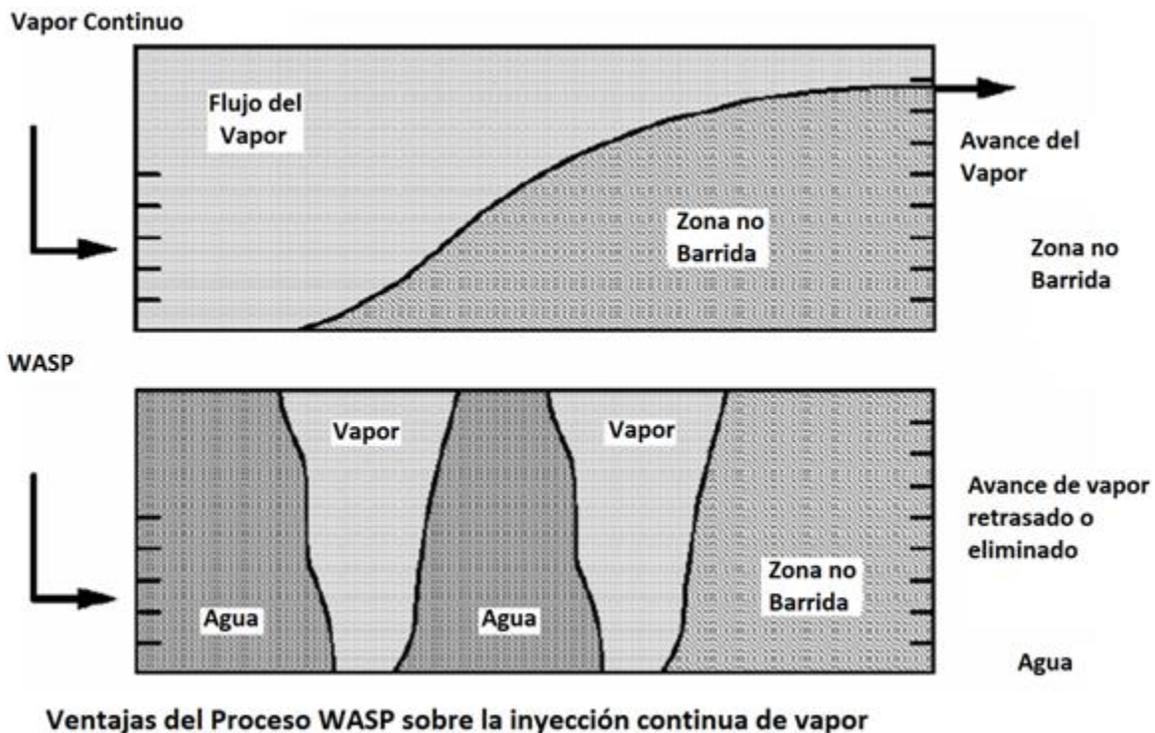


Figura 2.9 Descripción de Beneficios en el Barrido de WASP sobre Steamflooding (Inyección Continua de Vapor)

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Control de conformidad del vapor

A pesar del éxito del vapor en mejorar la recuperación de aceite viscoso, existen problemas característicos asociados a su uso. Estos problemas son: pobre eficiencia de barrido vertical y areal en el yacimiento.

Como se muestra esquemáticamente en la figura 2.10, la sobre-posición del vapor inyectado debida a la gravedad reduce severamente la conformidad vertical del yacimiento y conduce a una irrupción temprana de vapor en el pozo productor. Al mismo tiempo, la zona de agua caliente producida por el líquido separado del vapor en sus dos fases crece al tiempo que el vapor inyectado cede su calor a la formación y los estratos circundantes.

El agua caliente no es tan efectiva como el vapor en desplazar aceite de la formación no calentada, resultando en una menor recuperación que la obtenida con vapor. Los métodos para mejorar el desempeño de la inyección de vapor se han concentrado en el problema de la conformidad del yacimiento. Estos métodos dependen del uso de surfactantes para formar espuma de vapor in situ que reduce la movilidad del vapor modificando así el perfil de inyección. Un gran número de pruebas de campo han reportado éxito en reducir la movilidad del vapor y mejorar la conformidad del yacimiento con el vapor inyectado. Sin embargo, resultaron poco rentables debido a la gran cantidad y alto costo de los químicos requeridos.

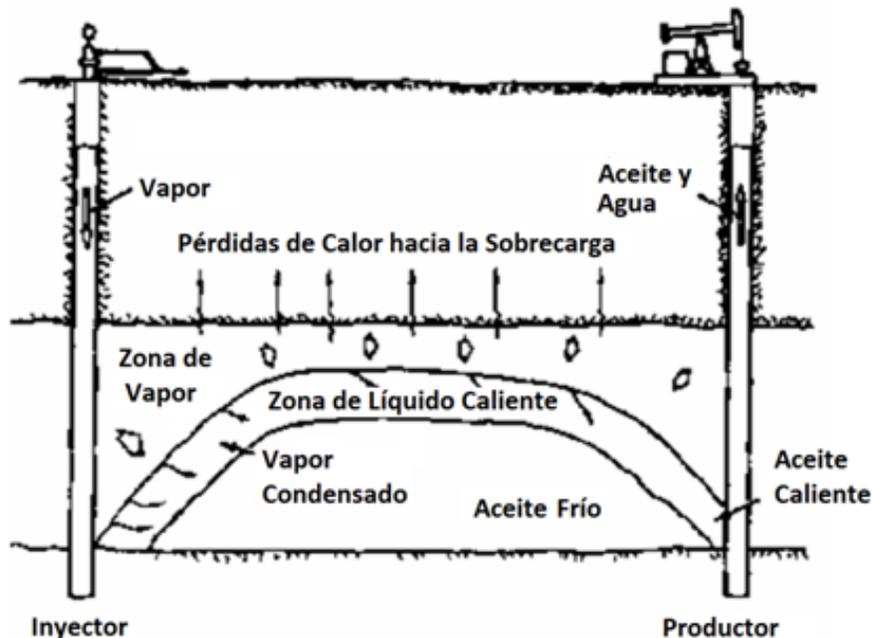


Figura 2.10 Sección transversal de un proceso de inyección continua de vapor, mostrando la sobreposición del vapor por efecto de la gravedad (Hong K. C., 1999)

Recientes desarrollos, involucran el uso de químicos de bajo costo tales como polímeros de alta temperatura o gel de lignosulfonato para mejorar la conformidad del yacimiento. Un sistema de

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

polímero en gel fue utilizado para apartar el vapor de los canales preexistentes, mejorando así la eficiencia de barrido areal. Un gel de lignosulfonato fue utilizado para mejorar los perfiles de inyección en los pozos inyectoros para cubrir grandes porciones del intervalo objetivo (**Hong K. C., 1999**).

Predicción del desempeño.

La predicción del desempeño para la inyección de vapor cíclica y continua comenzó con los modelos analíticos de calentamiento aplicados en los años 50's y los 60's del siglo pasado. Para objetivos de inyección de vapor homogéneos simples, estos modelos proveen un tratamiento relativamente riguroso del proceso de transferencia de calor. Sin embargo, incorporan muchos detalles físicos y mecánicos para el flujo simultáneo de vapor, aceite y agua. De tal forma que, generalmente, sobrepredicen la recuperación potencial y no pueden ser utilizados con geometrías o heterogeneidades complejas. Los avances en la simulación de yacimientos han hecho posible modelar virtualmente todos los fenómenos importantes del yacimiento. La simulación numérica está reemplazando rápidamente los modelos analíticos y ahora es utilizada con mayor confianza y una mayor precisión (**Hong K. C., 1999**).

Inyección de agua caliente (Hot Waterflooding)

La inyección de agua caliente es similar a la inyección de agua fría. Relativamente pocas inyecciones de agua han sido llevadas a cabo y muy pocas han tenido éxito. El mayor problema en la inyección por agua es la severa viscosidad de los “dedos” formados por el agua inyectada, tomando en cuenta la alta movilidad del agua caliente y la baja movilidad del aceite original. Esto provoca una pobre eficiencia de barrido volumétrica, resultando en una irrupción temprana de agua y baja recuperación de aceite. (**Ali Farouq, 1974**).

3. NUEVAS TECNOLOGÍAS Y SU APLICACIÓN EN ACEITE PESADO

Para el correcto entendimiento de lo que se expondrá en el presente capítulo, cabe mencionar que se centrará en tener criterios con base en la experiencia en el extranjero en torno a los métodos y mecanismos físicos involucrados en cada uno durante su implementación y se hará énfasis en las condiciones idóneas haciendo comparaciones entre las técnicas, para poder identificar en lo posterior el potencial desempeño de cada tecnología con algunos puntos de vista técnicos y/o económicos, aunque principalmente técnicos.

Criterios de evaluación

SAGD; CSS

La Inyección Cíclica de Vapor (CSS) como ya se ha mencionado, es un método de recuperación, el cual se va dando por etapas y tiene una cierta similitud en la forma que opera con respecto al Drene Gravitacional Asistido por Vapor, como se sabe toma alrededor de tres etapas de actividades, donde se da una etapa de inyección, una de “mojado”, y otra de producción y se da en una relación en tiempo de 10-10-80% respectivamente. [15]

Cabe resaltar que la Inyección Cíclica (CSS), toma en consideración o mejor dicho se vale de varios mecanismos de recuperación como lo son; la re-compactación de la formación, expansión del gas en solución, expansión de fluidos, calor sensible del condensado, y drene gravitacional, donde su importancia se determina o bien cambia respecto al ciclo en cuestión.

Es preciso mencionar que la CSS, es más flexible que el drene gravitacional, dado que admite variaciones en la calidad del recurso, es decir, del hidrocarburo en cuestión.

Se sabe que el drene gravitacional no toma en cuenta el calor sensible del condensado, sino el calor latente disponible, y luego por gravedad, se drena la mezcla vapor-condensado al productor subyacente para después separar el vapor del condensado, y con ello se da un requerimiento de vapor con 80% de calidad para ayudar o bien hacer más eficiente dicho proceso.

El proceso SAGD debe ser evaluado mediante el parámetro de SOR (Steam-Oil Ratio) de sus siglas en inglés y no es más que una relación de vapor-condensado; y propiamente dicho, es un parámetro creado para establecer una relación directa, es decir una proporción del vapor inyectado con lo finalmente recuperado.

Al hablar de los requerimientos de vapor que demandan estas dos técnicas se debe determinar un límite económico que relacione la cantidad de combustible necesario para producir el vapor, y que a su vez considere la producción generada de la inyección de dicho vapor, para tener una buena evaluación, desde el punto de vista global del proceso; ya que evidentemente se llegará a la determinación de una cifra específica tanto de inyección de vapor, como de consumo de gas para la producción de dicho vapor, y al mismo tiempo se pueden establecer factores de conversión en función de la relación con el bitumen producido, es oportuno mencionar que para los fines de este

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

trabajo, se abordarán este tipo de indicadores sirviendo como referencia para entender la forma de evaluar en base a ellos para el caso de aceites pesados.

Se sabe de diversos proyectos canadienses, los cuáles se han enfrentado en el pasado desde hace unos veintisiete años, con ciertas dificultades en la determinación de los límites técnico-económicos asociados a la Inyección Cíclica de Vapor (CSS) y el Drene Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD); donde hacen énfasis en la necesidad de entender la eficiencia energética, en este caso del calor suministrado dado por la Relación Aceite-Vapor (SOR), lo cual da una idea del gas consumido para producir el vapor con lo recuperado de hidrocarburo pesado, y es lo que al final impacta el límite económico; el cual a su vez, queda determinado por los precios del hidrocarburo.

Cabe mencionar que hay dos diferencias sustanciales, y son que el SAGD ocupa vapor seco, y la CSS ocupa vapor y condensado; lo cual cambia el mecanismo de transmisión del calor, y según experiencias de campo, el CSS reduce los requerimientos de vapor y en algunos casos convirtió algunas aplicaciones fuera del límite económico del SAGD, en casos con una litología con cierta intercalación de lutitas y arenas, y fue lo que finalmente hizo que el drene gravitacional no fuera efectivo, dado que éste depende de la permeabilidad vertical, limitada por las lutitas, para que el aceite se mueva hacia el pozo productor, y ello impactó a su vez en los requerimientos de vapor que aumentaban considerablemente, y esto difería en gran medida con las predicciones iniciales, y toda esta experiencia de campo se da en la Formación Clearwater, en AB, Canadá.

Se da en la referencia [15], una forma de cuantificar la eficiencia energética al comparar las técnicas CSS y SAGD, que considera el siguiente criterio:

- Debido a las diferencias de calidad del vapor utilizado por ambas técnicas la SOR no es un indicador confiable para evaluar la eficiencia energética, esta evaluación se hace mediante el requerimiento externo de gas para producir 1 m^3 de bitumen/aceite pesado.
- Para convertir datos de SOR a un requerimiento externo de gas, se procede con las siguientes equivalencias:
 - ✓ 1-m^3 de vapor húmedo (80% de calidad), requiere aproximadamente 60-m^3 de gas.
 - ✓ 1-m^3 de vapor seco (100% de calidad), requiere aproximadamente 75-m^3 de gas.

Y todo esto contribuye a calcular los costos operativos del proyecto que se trate sea CSS ó SAGD y nos asiste en el proceso de evaluar ventajas en cuanto a consumo de gas/energía se requiere para operar de forma adecuada.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

COMBUSTIÓN IN-SITU

Se ha observado una característica muy importante en el frente de combustión generado, es el hecho de que reduce en cierta medida la densidad del hidrocarburo en cuestión, lo cual resulta deseable desde el punto de vista comercial, ya que ello incrementa su valor económico.

El proceso consiste en la inyección de un gas oxidante, o bien aire, para fines prácticos, que genera un punto de ignición (calor), lo cual tiene como resultado el quemar una porción del aceite. Siendo esto último lo que al final genera el movimiento de dicho aceite hacia los pozos productores por medio de un flujo combinado entre gases de combustión, vapor y agua.

Como dato adicional, se sabe que el flujo puede darse en reversa o hacia adelante y esa pauta se marca teniendo como referencia el flujo de aire con respecto al movimiento del frente de combustión; por lo cual definimos cuando son en el mismo sentido que “van hacia adelante” y “en reversa” cuando van en direcciones opuestas. Dicho lo anterior, sabemos que en el campo, el proceso hace uso sólo del flujo hacia adelante.

En cuanto a la inyección, ésta puede ser seca o húmeda, dependiendo de si el aire o aire enriquecido es o no seguido de una inyección conjunta de agua.

Siendo más específicos en lo que se mencionó de la ignición, tal proceso puede ser generado por quemadores de fondo que operan con gas, calentadores eléctricos, y/o la inyección de agentes pirofóricos o vapor.

En algunos casos, se presenta auto-ignición por el aumento de la temperatura en un aceite que es muy reactivo.

Después de la ignición, el frente de combustión es propagado por un flujo continuo de aire y se encuentran varias zonas entre el pozo inyector y el productor como resultado del calor, transporte de masa y las reacciones químicas que tienen lugar por efecto de la acción del calor sobre la mezcla de hidrocarburos. En el proceso se pueden distinguir las siguientes zonas:

- A. Zona quemada
- B. Frente de combustión; es la zona de más alta temperatura, delgada, usualmente de unas cuantas pulgadas de grosor; se da por la combinación del oxígeno con el combustible donde se lleva a cabo una oxidación de alta temperatura.
- C. Zona de craqueo/vaporización (C, D en la figura 3.1) corriente abajo del frente de combustión; el aceite remanente, es el que deja la fase de vapor, y el crudo se afecta por la temperatura del proceso de combustión, las orillas ligeras se vaporizan y se transportan corriente abajo, donde se condensan y se mezclan con el crudo original. Las fracciones pesadas se afectan por pirólisis, y esto da origen a gases hidrocarburos y combustible orgánico sólido que se deposita en la roca.
- D. Zona de craqueo/vaporización, ídem C

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

- E. Fase de vapor (o bien banco de vapor) corriente abajo del frente de combustión: Aquí se reduce la viscosidad por efecto térmico, y delante de este frente de vapor queda el aceite movilizado; cabe mencionar que el aceite residual pasa por una destilación del vapor.
- F. Banco de agua; el cual queda próximo al banco de aceite movilizado, se forma porque la temperatura queda debajo del punto de saturación del vapor, y esto facilita el aumento de la saturación del aceite en forma relativa.
- G. Banco de aceite, el cual es generado por el aceite que es movilizado por la zona de craqueo térmico, y eso da como resultado que la orilla que queda corriente arriba de este banco, contenga el aceite ya aligerado por efecto térmico.
- H. Zona inalterada del yacimiento; la cual sólo presenta usualmente un ligero aumento de la saturación de gas y el mecanismo de producción presente en esta zona es por movimiento del gas de los productos de la combustión.

En la figura 3.1 se pueden apreciar las zonas descritas en el proceso de combustión in-situ.

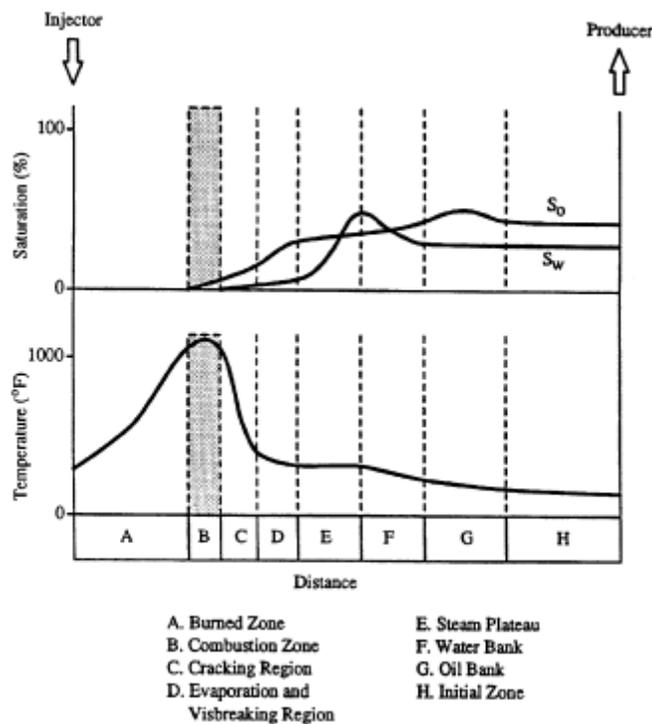


Figura 3.1 Distribución de las secciones generadas en el proceso de combustión in-situ [16]

En lo que a reacciones químicas se refiere, se dan de dos tipos, la de oxidación, que es la que genera la combustión al combinarse el oxígeno con el aceite, y esto da como resultado a su vez, altas temperaturas para llevar a cabo la alteración de las moléculas del aceite por el calor, lo cual se conoce como pirólisis, y puede tratarse solamente de un fraccionamiento de las moléculas, lo

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

cual se conoce como craqueo térmico, o bien des-hidrogenación, donde la molécula de aceite no se altera; sólo los átomos de carbono presentan pérdidas de enlaces de hidrógeno.

En otros casos, puede presentarse condensación, que es donde se adicionan carbonos a la cadena de hidrocarburos. Aunque es evidente que este proceso de pirólisis y los productos asociados a ésta dependen naturalmente de la composición de los hidrocarburos precedentes a la combustión, los cuales a saber, son hidrocarburos ligeros y residuos parecidos al carbón.

Cabe mencionar que dentro de las reacciones y mecanismos deseables en la combustión; uno de los más importantes es la destilación, ya que ayuda a transportar los hidrocarburos ligeros al pozo productor, y a su vez permite que las fracciones más pesadas que contienen sulfuros se mantengan dentro del yacimiento, por medio del depósito de éstos en la matriz rocosa.

El método de mejoramiento de la mezcla de hidrocarburos vía combustión in situ es en sí mismo un procedimiento efectivo, ya que se han logrado mejoramientos de hasta 6° API de acuerdo a lo que se ha llegado a documentar (Ramey et al., 1992).

A continuación, mencionaremos algunos métodos híbridos propuestos para su posterior aplicación en el mejoramiento del crudo en los bitúmenes de Athabasca (Moore et al., 2001) y consiste en la combinación de oxidación de baja seguida de otra oxidación de alta temperatura, con el fin de reducir la viscosidad.

La primera etapa de oxidación prepara la mezcla para facilitar el posterior craqueo térmico de los compuestos ricos en oxígeno, y esto se puede lograr al inyectar aire, seguido de vapor para elevar la temperatura.

Xia y Greaves(2001) utilizan el análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfáltenos), pero a su vez lo aplican con inyección de aire y pozos horizontales en diversos experimentos.

A partir de un bitumen de 1 millón MPa en viscosidad, se produce un aceite con un valor de viscosidad de entre 500 y 1000 MPa; adquiriendo con ello una mejoría de la densidad de más de 8°API, teniendo como particularidad un incremento sustancial en la cantidad de Saturados en el aceite producido; este procedimiento queda como una propuesta sólida pero con un debido estudio previo.

Abordando otra posible técnica de mejoramiento de crudo que involucra la inyección de solventes y combustión in-situ, se pueden implementar las etapas de manera cíclica, y los solventes tendrían la función de reducir la viscosidad de los hidrocarburos y el aire de incrementar la temperatura para limpiar la roca de los residuos generados por los solventes, por lo que constituye una buena opción para mantener condiciones de flujo al evitar la acumulación de dichos residuos. **[16]**

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

VAPEX-SAGD

Se puede establecer una relación desde el punto de vista técnico para la aplicación de estos métodos en aceites pesados, y concretamente, es que en un contexto de precios bajos y ganancias económicas bajas, dichos métodos parecen ser prometedores, cabe mencionar que de acuerdo a la experiencia de varios autores que iremos señalando, y una comparativa de las técnicas VAPEX-SAGD, podemos establecer pautas a seguir para dilucidar en qué yacimientos es propicio aplicar dichos métodos. [1]

Podemos mencionar algunos factores que son determinantes en el desempeño de ambos procesos, tales como:

- Espesor de la formación
- Viscosidad del aceite
- Presencia de casquete de gas o acuífero
- Barreras al flujo vertical
- Capacidad de contención de la cámara de vapor/gas en el área del yacimiento
- Extensión vertical y lateral de las cámaras de vapor o gas
- Número de pozos horizontales/verticales que serán perforados
- Recuperación del solvente
- Requerimiento de las instalaciones

Se puede suponer de manera muy evidente que hay diversos factores que a su vez, en conjunción de los presentados, determinarán el contexto sobre el cual se verá o evaluará la viabilidad de aplicación de estos dos mecanismos (SAGD de sus siglas en inglés y VAPEX); y esto con ayuda, del análisis de la geología de yacimientos y simulación numérica, con lo que se busca optimizar los resultados. Se sabe que la viabilidad asociada a los proyectos, dependerá de las características específicas de cada yacimiento, aunque de esto, se pueden obtener pautas para establecer una comparativa de una localización a otra, lo que alimentaría en lo posterior y refinaría los métodos, situación que resulta de vital importancia en lo que a explotación de crudos pesados se refiere.

Hablando concretamente de los factores preponderantes para el éxito en las operaciones SAGD y VAPEX, uno de los que resulta ser imprescindible es la capacidad de contención de la cámara de vapor para mantener confinados los fluidos inyectados, lo cual facilita la recuperación de la mezcla hidrocarburo-solvente; dicha contención está supeditada además por la continuidad de la formación productora, y otras características inherentes a la formación, como la variación en el tamaño de grano dentro de la misma, el tamaño localizado, forma y estructura geológica que presente la formación, ya que ello afecta la distribución de los fluidos y por ende afecta de manera directa en la función de confinamiento y recuperación del fluido inyectado con la producción asociada.

Según estudios previos (por Kasrie et al. 1996) , se sugieren valores de al menos 10 metros de continuidad en la formación de interés y una permeabilidad mínima de 100 mD para que estos procesos sean viables económicamente hablando, por lo cual podemos apreciar que es una

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

valoración dependiente del espesor neto de formación y de su permeabilidad, aunque dicha valoración es modificada por características específicas del yacimiento que están controladas por el ambiente de depósito y por la diagénesis.

Otra de las variables que más influyen/condicionan el éxito de los procesos de explotación es la viscosidad, ya que ésta define la movilidad del hidrocarburo; por lo que en bitúmenes y aceites pesados no basta la aplicación de los métodos convencionales, por la alta viscosidad del aceite.

De acuerdo a la experiencia de campo, se afirma que aún utilizando pozos horizontales, se extrae un volumen que oscila entre 5-6% del hidrocarburo.

- Las técnicas de inyección continua no mejoran la recuperación debido a la relación de movilidad adversa entre el aceite y los fluidos desplazados como pueden ser para efectos prácticos agua, solvente, gases, vapor, entre otros.
- Las técnicas que se valen de métodos térmicos como mecanismos para disminuir la viscosidad del crudo como CSS, SAGD, Combustión in-situ y que sus factores de recuperación quedan en el orden del 15-20%. Para el caso de combustión in-situ, se buscan aceites con una viscosidad menor a 1000 mPa·s para lograr el movimiento del aceite de la zona caliente a la fría del yacimiento (Moore et al. 1994).
- La Combustion Override Split-production Horizontal-well COSH (Kisman 1994) requiere de la implementación de simulación numérica
- Referente al SAGD, en Fort McMurray en enero de 1994 el gasto de producción en un par de pozos horizontales de 500 m fue de 100 m³ /d (620 bbl/d), con una SOR(relación vapor-aceite) de 2.5 y un costo estimado de operación de \$7-\$9 Can/bbl (Anderson et al. ,1994)
- Aplicando el SAGD en el área de Lloydminster, los pozos verticales existentes están usándose como inyectores con pozos productores horizontales.

Todos los procesos basados en vapor sufren de diversas desventajas, como la baja eficiencia energética, debida a las pérdidas de calor en la roca de la cima a la base; especialmente en yacimientos delgados, puede traer como resultado que el proceso no sea rentable.

Otra premisa es la litología del yacimiento dado que; siguiendo el concepto de la eficiencia energética, donde una cantidad considerable de calor debe ser aplicada para elevar la temperatura del yacimiento, y al menos en arenas sólo entre 9-14% del yacimiento en masa es aceite. En el caso de carbonatos, donde encontramos baja porosidad, el volumen del yacimiento por unidad de aceite producido es muy alto comparado a cuando se trata de arenas.

Se ve que en procesos donde se involucre vapor, que un valor en la SOR de 3 es a menudo considerada como rentable, lo cual en términos de energía, es el equivalente a quemar una cuarta parte del aceite producido para la generación del vapor requerida para su producción.

En lo que a la implementación de la técnica VAPEX se refiere, cabe mencionar que se ha hecho más prominente su aplicación en el tiempo, debido a que se ha mostrado que impacta en factores

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

muy sensibles en la producción de hidrocarburos por medio de la reducción de la viscosidad, considerando el hecho de que mitiga las pérdidas de energía; se trata de solventes que son de componentes hidrocarburos de bajo peso molecular, los cuales son inyectados al yacimiento a una presión cercana a sus puntos de rocío a través de un pozo horizontal.

Uno de los beneficios que se logra de manera colateral, es que si el solvente está cerca de la presión de vapor de la mezcla de hidrocarburos, da como resultado la separación de asfaltenos generando un mejoramiento de la mezcla in-situ; y como sabemos, este efecto es deseable tanto económicamente como técnicamente, al mejorar el precio de la mezcla y reduciendo problemas de flujo a nivel de instalaciones sean sub-superficiales y/o superficiales.

Tal reducción de la viscosidad depende de la difusión del solvente en la mezcla de hidrocarburos, y a diferencia de los procesos con vapor, se observa que los gastos de producción tienden a ser más bajos en principio por ser más lenta la interacción del solvente en el mecanismo de difusión, que la propagación del calor o bien difusión térmica del vapor; todo ello sobre la mezcla de hidrocarburos.

Debido a esta aparente desventaja se sugiere en la parte técnica el utilizar pozos horizontales más largos para incrementar el área de contacto con el yacimiento para acercar la producción a lo que se logra con SAGD.

A continuación, se hará énfasis en particularidades técnicas en las que se compararán algunos requerimientos de las técnicas SAGD y VAPEX y se evaluarán las ventajas relativas entre las mismas.

Por ejemplo, en principio para los parámetros que conforman el entorno técnico que definen la naturaleza y desempeño de las operaciones efectuadas en el yacimiento, son la presión y temperatura de operación, que a saber tanto para SAGD como para VAPEX, depende de la presión de yacimiento y la capacidad de inyección (o bien inyectividad), para lograr incorporar el fluido a la zona productora; no obstante, hay una diferencia muy particular en lo que a temperatura se refiere, porque el VAPEX es más adaptable a la temperatura del yacimiento, lo cual suprime la necesidad de terminaciones para generación de energía térmica en la producción de vapor y ello reduce evidentemente los costos. Adicionalmente al tener un solvente en la mezcla de hidrocarburos, dicha mezcla se comporta como aceite vivo, y en algunos casos puede llegar a producir escenarios de producción, en los cuáles el aceite tiene suficiente energía para llegar a la superficie, lo que difiere en gran medida con otro de los requerimientos del SAGD, que es el de un sistema artificial de producción, y esto último impacta desde luego en la parte económica en forma positiva al prescindir de otra inversión inicial y costo operativo resultante; además, se ha comprobado que el volumen de inyección para el caso del solvente es menor que el del vapor requerido para el SAGD.

Otra de las particularidades que resultan positivas del VAPEX, es que tiene pérdidas de energía que no son significativas en comparación con las del SAGD; y además de esto, en los casos como en yacimientos de bajo espesor, puede ser una buena opción para evaluar donde el SAGD no

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

muestre ser rentable, aunque cabe mencionar, la aplicación del VAPEX queda a reserva de que la cámara de vapor contenga la mezcla de solvente, ya que de no encontrar esta situación, puede resultar poco rentable, por haber pérdidas significativas del solvente y obligar a la inyección de mayores volúmenes; y en esta situación, el SAGD pudiera ser más adecuado al presentar en forma general una condensación junto con el aceite lo cual hace que se sobreponga a la falta de confinamiento por parte de la cámara generada de vapor, por lo que podemos concluir que el factor que define tal capacidad de confinamiento es la litología del yacimiento, en conjunción con la permeabilidad.

Al comparar SAGD con el VAPEX, podemos apreciar que algunos de los hechos más característicos entre éstos son; el requerimiento de vapor, la eficiencia energética que se define por la magnitud en las pérdidas de calor, lo que queda muy ligado a la relación vapor aceite, que hace énfasis en lo consumido/requerido de vapor para producir 1 bbl de aceite, por lo cual el principal indicador utilizado para lograr evaluar el desempeño de ambos métodos es la relación vapor-aceite(SOR de sus siglas en inglés) como se ha mencionado con anterioridad; y usualmente, oscila en valores de entre 2.5-3, y para efectos de VAPEX, en conjunción con solventes, el vapor se vale únicamente del calor latente de vaporización, teniendo como resultado un 3% de requerimiento de energía a diferencia del SAGD, referido a un mismo gasto, que depende del calor sensible de la mezcla.

Esto tiene un impacto en el dimensionamiento de las instalaciones superficiales y sub-superficiales donde en el SAGD se requiere manejar agua condensada y adicionalmente manejar tratamientos para generar emulsiones estables para poder desechar o reciclar el agua empleada, y en el VAPEX llega vapor a las instalaciones.

Al mencionar que en el SAGD existe condensación de agua, ésta también se puede dar a nivel de yacimiento, generando hinchamiento de arcillas, por lo que se recomienda de manera general, que no se emplee en el caso de que el contenido de arcillas pase el 10% para disminuir el riesgo de daño a la formación.

Otro problema potencial se enfrenta cuando se trata de la manifestación de un acuífero, donde para el caso del SAGD puede generar pérdidas de energía al perderse el vapor inyectado por efecto de la alta permeabilidad relativa al agua en la cámara de vapor.

Para el caso del VAPEX, los solventes utilizados son insolubles en agua, y eso disminuye las pérdidas de energía, que son mínimas. Una variación en el proceso cuando hay acuífero, consiste en inyectar vapor con un solvente en el contacto agua-aceite que penetra en la interfase agua-aceite, se distribuye bajo el yacimiento, y esto incrementa el área de contacto y la producción se da por una contracorriente de vapor/solvente que drena el aceite con una mejoría significativa en la tasa de extracción.

La presencia de un casquete de gas tiene dos escenarios, para el SAGD no genera problemas, sino por el contrario resulta benéfico al evitar pérdidas de calor por efecto de la baja conductividad térmica de la capa con gas, así que no constituye una limitante para el SAGD al menos como una

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

capa delgada; y para el caso del VAPEX el solvente tiende a perderse, y eso impacta en la economía del proceso al requerir mayor cantidad de solvente.

Otro aspecto a comparar es el de mejoramiento de la mezcla de hidrocarburos, y para el caso del VAPEX es posible de-asfaltar el crudo al controlar la presión del solvente; y esto reduce problemas de flujo en instalaciones, aumentando el valor comercial del crudo mejorando la economía del proyecto. En el caso del SAGD, no hay un efecto significativo, salvo la degradación térmica de algunos componentes asfálticos.

Características comunes entre VAPEX/SAGD

Son aplicables en la extracción de aceites viscosos, esto lo logran por medio de drene gravitacional, que es el mecanismo de producción; la configuración típica de los pozos es horizontal y por pares. Ambos procesos dependen del confinamiento de la cámara de vapor para que el proceso sea rentable. Otra característica deseable es que las pérdidas vapor/calor fuera de la cámara sean confinadas cerca del pozo productor para facilitar el drene del aceite movilizado.

Un factor primordial a considerar es la tasa de drene para una cámara de vapor establecida, aunque es gobernada por los siguientes factores:

1. Viscosidad del aceite dentro y alrededor de la cámara de vapor
2. Heterogeneidad del yacimiento
3. Dimensión de la cámara
4. Difusividad (tanto térmica como molecular)
5. Tensión interfacial dentro de la cámara de vapor

De acuerdo a Mokrys y Butler (1989), el gasto de producción es proporcional a la raíz cuadrada de la altura de la cámara de vapor.

Hay también otras relaciones de propiedades importantes y es por fenómenos de convección y turbulencia a nivel microscópico con lo que se puede mejorar la transferencia de masa y calor dando como resultado un mayor volumen de extracción.

En el caso del VAPEX el mejoramiento de la mezcla reduce la viscosidad por la pérdida de contenido de asfáltenos, lo cual también impacta en la tasa de extracción, especialmente en zonas de alta porosidad a nivel de yacimiento.

Los fenómenos interfaciales también tienen influencia en la producción y cabe resaltar que en los procesos con vapor, se reduce la tensión interfacial entre aceite y agua, lo que altera el equilibrio a nivel capilar, que lleva a reducir la concentración/saturación de aceite residual; la imbibición capilar juega un papel muy importante en el mejoramiento de la transferencia de masa en el proceso de VAPEX, y ello hace que sea buena opción para mejorar el flujo en arenas finas.

La heterogeneidad de los yacimientos controla la forma de la cámara de vapor generada y puede alterar el desempeño de los procesos y algunos de ellos son; espesor de la zona productora,

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

cambios de facies, barreras (lutitas), fallas, fracturas y zonas ladronas (o bien, zonas de alta permeabilidad) (Venuto 1989).

El espesor de las barreras de lutitas, altera el flujo del vapor hacia arriba, y tiene impacto en los mecanismos de la transferencia de calor ya que si son delgadas permite transferir el calor a otras zonas, por lo que delimita el tamaño o más bien el ancho de la cámara de vapor.

Las zonas de alta permeabilidad (fracturas en algunas ocasiones) o bien zonas ladronas pueden afectar en la continuidad de flujo de vapor dentro de la cámara, afectan en el sentido de que no se moja todo el volumen de roca deseado.

Es preciso mencionar el hecho de que a veces por efecto de la producción de aceite, se llegan a producir zonas ladronas referidas como “worm holes” o bien agujeros de gusano que tienen el mismo efecto de las fracturas o zonas de alta permeabilidad, de desviar la mezcla vapor-solvente pero por los gradientes de presión tan bajos requeridos en el VAPEX, la pérdida de eficiencia del proceso resulta baja.

Confinamiento de la cámara de vapor.

Es evidente que el cualquiera de los procesos, ya sea SAGD o VAPEX requiere un buen confinamiento del fluido inyectado y ello depende de las barreras al flujo que existen en el yacimiento, lo que resulta de vital importancia para la economía del proyecto, ya que de esto depende la demanda de fluido para cumplir a la función buscada.

Es por ello que las barreras al flujo vertical resultan ser muy importantes, ya que debido a la baja densidad de los fluidos inyectados, éstos tienden a subir y escapar por la cima del yacimiento; por lo que lo más deseable es que la extensión de las barreras al flujo vertical, es decir roca sello, debe al menos exceder en una cierta medida el tamaño/extensión de la cámara de vapor generada.

Abordando algo más particular, los ambientes sedimentarios donde se han analizado estos hechos son de tipo fluvial, deltaico, y marino.

Y resulta bueno recordar que las arenas de tipo fluvial muestran secuencias finas ascendentes, típicamente de ambientes de arenas fluviales y las secuencias ascendentes de grano grueso son características de una mezcla de ambientes marinos-fluviales; y por otro lado las arenas marinas pueden ser finas de manera ascendente o por bloque respecto al tamaño de grano.

Una secuencia de grano fino es deseable, ya que ello promueve el confinamiento de los fluidos en la cima del yacimiento. Para arenas que aumentan su tamaño de grano en forma ascendente, o yacimientos homogéneos en forma de bloques pueden dificultar la formación de una cámara de vapor, al no haber confinamiento del vapor y ello provoca que el vapor inyectado migre y se aleje de los pozos inyectoros/productores.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Es por ello que se debe tener una buena descripción de la geometría de la roca, para poder determinar el tamaño y la forma de la cámara de vapor potencial.

Para el caso de fracturas y zonas ladronas se sabe que se presentan más en carbonatos que arenas, sin embargo, en general, las fracturas si son pequeñas, y localizadas, pueden ser benéficas en el sentido de que asisten en la mezcla del vapor con el aceite así como en la transferencia de calor y de masa necesarios para la producción. Las fracturas muy grandes perjudican en el proceso de extracción de vapor al promover que el fluido inyectado salga de la zona deseada. Al igual que los agujeros de gusano generados por la producción excesiva de arenas en yacimientos de aceite pesado, y sólo resultan ser benéficos si no se extienden muy lejos del pozo.

Una variación del proceso de VAPEX puede ser implementada para distribuir el vapor bajo las zonas de aceite, por medio de los agujeros de gusano, siempre y cuando no se extiendan porque en ese caso se comportan como zonas de alta permeabilidad y desvían el vapor de la zona requerida; esto es menos severo para el SAGD debido a la naturaleza auto-sellante del vapor.

Los pequeños receptáculos como los point bars/barras pueden ser explotados por medio de SAGD/VAPEX, los cuales no son tan grandes como para una producción normal, pero por su capacidad geológica de confinamiento constituyen objetivos propicios para los procesos asistidos por vapor.

A pesar de que un delgado casquete de gas puede beneficiar en operaciones de SAGD, de manera general debe ser considerado como una forma potencial de pérdidas de vapor y/o solvente.

En el caso de un acuífero, no afecta el proceso de VAPEX, aunque sí genera pérdidas de energía y de vapor en el SAGD.

En algunas ocasiones, la zona productora queda intercalada con zonas que contienen agua móvil y gas; esas capas pueden actuar como zonas ladronas y desviar el vapor, por lo cual se recomienda evitar estas zonas en el diseño de operaciones tanto de VAPEX, como de SAGD.

Por otro lado, las zonas de baja presión adyacentes al área del proyecto pueden acelerar la pérdida del vapor y vapor-solvente de la región deseada; por lo que podemos decir que es recomendable considerar las presiones y saturaciones dentro de las zonas que resulten adyacentes al yacimiento.

Factores que influyen en tasas de drene y recuperación de aceite

Las recuperaciones de SAGD y VAPEX dependen del tamaño de las cámaras de vapor. Los gastos de producción por otro lado, dependen de la facilidad de drene del aceite movilizado.

Ambas características dependen a su vez de la descripción del yacimiento y características de diseño de los proyectos.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

En estos proyectos mientras más grande sea la contribución de la gravedad, más alto es el gasto de producción, y es por lo que un yacimiento continuo y de gran espesor es más deseable y rentable.

Una zona productora continua de más de 10 m es necesaria para un gasto de producción económicamente rentable.

Para un proyecto económico columnas de aceite más gruesas promueven ventajas obvias de mayor cantidad de reservas.

El tamaño y forma de la cámara de vapor depende de las características geológicas de la formación. Una baja permeabilidad vertical promueve que la cámara de vapor se extienda a los lados. La presencia de barreras de lutitas también afecta la forma de la cámara de vapor.

Una franja de baja permeabilidad puede estancar un poco del aceite diluido en el proceso de VAPEX o calor en el proceso SAGD, además de impedir el drene de aceite, de este modo reduciendo la eficiencia de recuperación.

Los yacimientos de aceite pesado están caracterizados por sus permeabilidades en el rango de darcies. Lo cual promovería altos gastos de producción y alta recuperación. En yacimientos de baja permeabilidad como en el caso de carbonatos, la recuperación puede ser baja a menos que existan fracturas verticales cortas.

El mecanismo por medio del cual se manifiesta la producción de aceites viscosos es por medio de fenómenos de convección/turbulencia a nivel de yacimiento, y esto puede resultar efectivo en el caso de generar transferencia de calor y masa adicional; ahondando en el análisis de estos fenómenos de turbulencia, éstos se vuelven más benéficos si se aplican de manera cíclica, y eso para una combinación de métodos VAPEX/SAGD.

Se sabe que el mantenimiento de presión, por medio de gas no condensable/expansión casquete de gas puede contribuir en la entrega de producción adicional, dado el fenómeno en una zona más distante a la cámara de vapor creada. Es recomendable que no haya comunicación para que no se promueva la pérdida de vapor en el casquete de gas.

Es posible manipular la presión de cámaras adyacentes para movilizar aceite entre ellas, y cabe mencionar que mientras una cámara se presuriza, la producción en una cámara adyacente puede entregar mayores gastos de producción.

Una baja viscosidad o bien; precalentar el aceite pesado por medio de conducción/difusión a través de capas de lutitas desde otras zonas en la vecindad inmediata del área del proyecto, pueden mejorar el aprovechamiento del calor o del solvente y mejorar el gasto de producción.

De manera general lo recomendable en cuanto a propiedades deseables en el caso de la aplicación de VAPEX/SAGD de acuerdo a la simulación (Kasraie et. Al., 1996) corresponde con las siguientes características:

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

- Espesor continuo y homogéneo de la zona productora >10 m.
- Casquetes de gas/agua de formación o acuífero más delgado de 1 m. Aunque zonas casquete de gas/agua de formación asociados con zonas productoras más gruesas de 20 m también pueden entregar un gasto de producción que resulte rentable.
- Permeabilidades del rango de 1 Darcy o más altos son deseables.
- Contenido de aceite móvil por volumen de yacimiento que debe ser de 500 bbl/acre-ft de yacimiento. Esto implica que una alta saturación prevaleciente y una alta porosidad puede contribuir a una economía favorable, por lo que cabe mencionar que la producción por decremento de presión primaria no es muy alta en aceites pesados y bitúmenes, exceptuando yacimientos con un alto contenido de agua cercano al contacto agua aceite.
- En yacimientos arenosos, las porosidades son usualmente altas, sin embargo algunas rocas carbonatadas no suelen cumplir esta condición.
- La arcillosidad del yacimiento reduce el contenido de aceite móvil y puede generar hinchamiento de arcilla, pero en algunos casos puede contribuir en beneficio del confinamiento de la cámara de vapor al actuar como barrera al flujo.
- La saturación de aceite residual después de un contacto prolongado con la cámara de vapor puede ser un factor determinante en la evaluación del contenido de aceite móvil. Para fines de drene gravitacional o extracción de solvente son usualmente bajos (aprox. 10%).
- Aunque estos procesos resultan ser efectivos para un amplio rango de viscosidades, una baja viscosidad puede dar un gasto de producción más alto; además que el conocimiento de esta viscosidad puede asistir en al proceso de configuración de pozos.

Prospectos atractivos

- Arenas fluviales que muestran una secuencia de finos ascendente (como son los depósitos de canal y de point bar/barras) y esta secuencia ascendente de finos sirve en el caso de confinamiento del vapor inyectado dentro de la cámara de vapor.
- Arenas empaquetadas (fluviales o marinas) sin barreras significativas de lutitas entre arenas. La presencia de una buena roca sello en la cima de las arenas empaquetadas es importante para el confinamiento de vapor.
- Unidades de flujo amplias y continuas.
- Intervalos productores internamente bien conectados.
- Zonas productoras con una alta relación de permeabilidad horizontal/vertical.

Zonas que representan un reto tecnológicamente

- Zonas productoras delgadas de menos de 5 m.
- Regiones con grandes casquetes de gas o agua de fondo.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

- Zonas de arenas con aceite con múltiples inclusiones de lutitas.
- Regiones con cambios de facies significativos e impredecibles entre arena y lutita.
- Regiones con taponamiento por lutita o aquellos conteniendo canales pobremente localizados y obturados por arcilla.
- Regiones con fracturas comunicadas, fallas y zonas ladronas/alta permeabilidad que pueden promover el pasar de largo una porción significativa de la zona productora.
- Zonas donde el confinamiento/propagación de la cámara de vapor es difícil.

Es preciso resaltar que la evaluación para SAGD/VAPEX es necesario hacer un estudio específico del sitio para poder entender los mecanismos involucrados y en consecuencia la conjunción más favorable de parámetros técnicos/económicos que le den rentabilidad a los diversos proyectos involucrados. [1]

SAGD (Innovaciones en el proceso de implementación)

Se sabe de entrada que una de las características más deseables en el proceso de SAGD (de sus siglas en inglés) es el confinamiento por parte de la cámara de vapor, ya que de ello depende el aprovechamiento de la energía térmica suministrada al yacimiento; este proceso puede ser mejorado mediante un correcto entendimiento de las propiedades petrofísicas de la formación.

No obstante, es preciso recordar que dichas propiedades petrofísicas pueden ir variando en el horizonte del tiempo, según los procesos a los que sometamos la roca y fluidos de la formación.

Para ser más específicos en este rubro, tocaremos puntos que resultan ser críticos en el diseño de las operaciones SAGD; el cual sin duda es, la introducción del concepto deformación de arenas (Ito, 1984); el cual sostiene que puede ocurrir lo siguiente:

- La formación se dilata durante la inyección de vapor si alguna presión límite se excede en la formación.
- De la misma manera durante la producción, a una baja presión de formación, se manifiesta una compactación en el volumen de poros, y la deformación resultante no es necesariamente reversible durante la depresión.
- Las permeabilidades efectivas al aceite y agua son modificadas en la región deformada, permitiendo una inyección de vapor más grande de la esperada, y a su vez la productividad de aceite.
- Por estos procesos, un efecto de convección alrededor o bien en la vecindad de un pozo inyector de vapor es significativamente mejorado como consecuencia de la deformación de la arena.

En cuanto al proceso de dilatación del yacimiento, cabe mencionar que se ha aplicado frecuentemente en arenas que requieren ser fracturadas, aunque esto no necesariamente apunta

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

a que se exceda la presión de fractura de la formación para obtener el efecto deseado; lo que sí vale la pena mencionar es que la dilatación generalmente va seguida de un fracturamiento por efecto de los constantes cambios de presión en los procesos de inyección/producción, lo que a su vez genera una compactación del yacimiento durante la producción; efecto que resulta benéfico y por ende, deseable para mantener los gastos de producción, hasta el punto en que la saturación de aceite disminuye; aunque según experiencia de campo este efecto se manifiesta tardíamente.

Retomando la idea de la dilatación, se presume que ésta ocurre alrededor de los pozos inyectoros y productores durante la fase inicial de enlace de calor, especialmente cuando las presiones de inyección son altas. Y cabe resaltar que pasando esta etapa, el flujo se dará en una formación permanentemente dilatada.

Se ha observado por experiencia de campo, que el efecto de convección queda involucrado muy estrechamente con la transferencia de calor en la cámara de vapor así como en la forma y ubicación de la misma; y ayudó a explicar fenómenos de drene en la parte superior de la cámara en procesos de SAGD, lo cual, enriquece la acepción general de Butler de que se produce por drene gravitacional a los lados de la cámara de vapor, dado que amplía el estudio de la mecánica que siguen los fluidos por los fenómenos físicos presentes en el proceso general de producción.

Se puede ver con los fenómenos anteriormente descritos, que la correcta implementación de estos procesos a nivel de yacimiento puede optimizar las labores de producción mediante enfoques específicos como podría ser la evaluación de factibilidad de un SAGD intermitente que involucre un ciclo de incremento de presión; desde el punto de vista práctico, se recomienda ignorar las restricciones por el efecto de las trampas de vapor durante las etapas iniciales.

Para aceites más viscosos (del orden $>65,000$ mPa·s/cP), el uso de pozos inyectoros horizontales, así como las restricciones por trampas de vapor resultaron ser de gran importancia.

Mediante estudios de simulación numérica, se muestra la importancia de la convección en los mecanismos de producción, que a saber son; conducción y convección respectivamente, donde el primero tiene importancia sobre todo cuando el aceite está frío como medio de transferencia de calor, pero cuando se calienta el aceite en cuestión, la convección comienza a ser de mayor importancia que el fenómeno de conducción en sí mismo, ya que involucra una mayor interacción entre moléculas.

Teniendo una baja viscosidad del aceite dentro de la zona calentada, aunado a una alta permeabilidad, la gravedad se vuelve un factor dominante y la cámara de vapor tiende a elevarse a la cima y a esparcirse después. El volumen de condensado de vapor se drena en las paredes de la cámara donde el aceite se drena un par de metros más lejos que el condensado.

La viscosidad del aceite adyacente a la cámara es determinante en la propagación relativa de calor por conducción y convección.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Cabe mencionar que hay un factor que resulta de vital importancia en la implementación del SAGD el cual corresponde con la continuidad del yacimiento y su conectividad interna dentro de la zona de interés, al tener estos elementos se puede esperar una operación exitosa.

Con base en lo anterior, se ha observado en algunos proyectos donde hay intervalos con saturaciones de gas/agua (o bien de presiones relativamente bajas), o con fracturas verticales, y sea cual sea el caso, pueden actuar como zonas ladronas y llevar el vapor a zonas donde no son económicamente benéficas; aunque si el desplazamiento del vapor es muy severo, el aceite movilizado puede no llegar adecuadamente al pozo productor.

Retomando las condiciones de yacimiento deseables para darle buenas posibilidades de confinamiento de la cámara de vapor se incluyen zonas donde el tamaño de grano se reduce/afina en dirección vertical (depósitos de canal y de barra), arenas empaquetadas (fluviales o marinas), y zonas productoras con altas relaciones de permeabilidad horizontal a vertical.

Para diferentes versiones de SAGD aplicado en aceites pesados/viscosos (>1000 mPa·s/cP), una zona productora con espesor mínimo de 15 m es requerida bajo un entorno de precios bajos de aceite; donde el parámetro que puede modificar este requerimiento es la movilidad del aceite.

Para aceites relativamente móviles a condiciones de yacimiento, el escalonamiento de inyectores ya sean horizontales o verticales alrededor de los productores, en vez de situarlos directamente arriba de los productores, puede movilizar volúmenes adicionales de aceite.

Se ve en otro estudio que ya que el aceite se estabiliza, para espesores de la zona productora mayores a 30 m, no aumenta el gasto de aceite en forma significativa.

La presencia de acuíferos o regiones pequeñas de gas dentro de la zona productora no necesariamente descarta los objetivos SAGD; especialmente cuando éstos son delgados (< 2 m).

Aunque con la observación al estudio de simulación de Tangleflags, una cantidad considerable de aceite caliente y movilizado puede terminar en el acuífero.

La presencia de intercalaciones de lutitas discontinuas y numerosas (< 2 m) puede no ser tan adversa, de hecho puede ser un factor a favor si el espesor de estos lentes le permite al vapor fluir alrededor de ellos, o de manera alterna; es importante cuando ayuda en el confinamiento en dirección vertical de las cámaras de vapor, después del crecimiento adecuado de éstas; la cuestión a considerar en este tipo de situaciones se reduce a evaluar si el drene de aceite resultante y los tamaños de las cámaras de vapor son aceptables desde un punto de vista económico, ya que estos factores son gobernados por la heterogeneidad de los yacimientos y de la estrategia operativa empleada.[18]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Criterios de evaluación de formaciones para procesos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos.

Para poder abordar estos criterios, es bueno mencionar que se basan en Métodos de Recuperación Secundaria (para mantenimiento de presión), y Recuperación Mejorada o Terciaria ya que se afectan las propiedades petrofísicas del yacimiento; aunque en el primer caso, puede llegar a ser de Recuperación Mejorada dependiendo la fase del proyecto donde se apliquen.

Esta evaluación obedece a factores de tipo técnico-económico y tiene como fin categorizar cada método de recuperación clasificándolo de acuerdo a características yacimiento/hidrocarburo; cabe resaltar que adicionalmente, hace énfasis en proyectos exitosos económicamente hablando, y a su vez, destaca los parámetros petrofísicos ideales para la implementación de métodos químicos y térmicos respectivamente.

Los categoriza de acuerdo a la influencia obtenida en parámetros esenciales para el flujo inherentes a la mezcla de hidrocarburos como la densidad, estableciendo límites superiores e inferiores, con la particularidad de que no son necesariamente restrictivos en el sentido de que de acuerdo a los posteriores desarrollos tecnológicos; aunque sí hace recomendaciones hacia arriba o hacia abajo en cada propiedad aludida sea del yacimiento o del hidrocarburo en cuestión basándose en una media aritmética que engloba los casos de proyectos internacionales, y lo más interesante de todo es que toma en consideración la litología preponderante para establecer pautas a seguir en los diversos proyectos, y sin duda asiste en la obtención de nuevos parámetros que alimenten sistemas de inteligencia artificial diseñados para refinar los métodos a nivel de yacimiento que lleven a una producción de aceite incremental.

Es importante mencionar que para el caso de inyección de fluidos hay tres mecanismos principales que impactan en la producción de aceite incremental y son:

- Extracción de solvente para alcanzar miscibilidad.
- Reducción de la tensión interfacial.
- Cambio de la viscosidad tanto del aceite como del agua, y/o presión adicional añadida al fluido de inyección.

Premisas que describen los diversos métodos

- **Métodos de inyección de gas:** Funcionan con inyección de CO₂, N₂, CH₄, teniendo mejor desplazamiento con dióxido de carbono, aunque con buenos resultados para lo que yacimientos más profundos se refiere; tomando como particularidad únicamente de la disponibilidad local y el costo del gas de inyección; teniendo en consideración que de hecho cada gas tiene un requerimiento técnico en cuanto al hidrocarburo a desplazar (composición), presión y profundidad, y esto se reduce a considerar únicamente que se llegue a la presión mínima de miscibilidad; ya que dicho hecho impacta en la recuperación final del aceite contenido en el yacimiento, para obtener factores de recuperación de hasta más del 90% en la región barrida.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Lo evidente es que el dióxido de carbono es una técnica más flexible en cuanto a profundidad al ser aplicable en yacimientos más someros, considerando la ocurrencia natural del yacimiento, entendiéndose esto último como la inclinación de la formación así como su espesor, ya que se recomienda con mayor grado de confianza el dióxido de carbono a razón de que tiende a ser más eficiente en el barrido de acuerdo a la experiencia de campo, sin embargo, los tres gases son aplicables a mayores profundidades y esto simplifica la decisión de aplicación al reducir los criterios a la economía del proyecto en cuestión.

- **Inyección de nitrógeno y gases de combustión:** Se utilizaban de manera indistinta porque sus presiones mínimas de miscibilidad son similares para obtener un buen desplazamiento del aceite. Aunque se presentaron diferencias sustanciales en los gases de combustión al tener corrosión; y que el nitrógeno tiene bajo costo y alta disponibilidad en contraste de que tiene la presión de miscibilidad más alta, y eso restringe su aplicación en desplazamientos miscibles para aceites ligeros en yacimientos profundos.
- **Inyección de gases hidrocarburos:** Existen tres métodos y son gases de desplazamiento miscibles al primer contacto, condensados (o enriquecidos), y vaporizantes (o de alta presión). Tiene que haber un control en sus presiones de operación para obtener buena eficiencia en el desplazamiento entre la presión mínima de miscibilidad del nitrógeno que es la más alta y la del dióxido de carbono, que es la más baja; todas estas consideraciones son válidas para el caso del metano como gas de inyección, sin embargo, si se necesita reducir la presión en un yacimiento más somero se usan hidrocarburos desde el etano al butano, de acuerdo a la economía del proyecto para enriquecer la mezcla. Como dato adicional se sabe que este tipo de métodos se practican en países como Canadá donde el suministro de dióxido de carbono es insuficiente y hay disponibilidad de hidrocarburos ligeros.
- **Inyección de CO₂:** Se puede ver con la experiencia de campo, que el dióxido de carbono ha aumentado su rango de aplicación al responder bien como mecanismo de desplazamiento miscible para diversas profundidades de yacimiento, así como de distintos tipos de aceite y los costos se pueden abatir considerablemente si se tiene una red de suministro. Como dato adicional, es oportuno mencionar que la densidad del CO₂ es un parámetro el cual hay que cuidar durante las operaciones, puesto que la temperatura de operación llega a afectarla de tal forma, que la presión mínima de miscibilidad aumenta para llegar a comprimir el volumen de CO₂ de una manera adecuada para movilizar el aceite en cuestión; aunque otro hecho que afecta la presión mínima de miscibilidad es la profundidad, y en este caso la hace aumentar. Es por lo anterior, que se deben hacer correlaciones de presión mínima de miscibilidad/temperatura/profundidad. Para la clasificación/evaluación, es útil recordar que está basada en hidrocarburos de densidad media ubicados en el Basamento Pérmico del Oeste de Texas y el Sureste de Nuevo México; es de una gran importancia señalar que en el caso de que se difiera

significativamente en la densidad del hidrocarburo se pueden generar perfiles de presión mínima de miscibilidad.

Otro factor a considerar en la composición del hidrocarburo es la presencia de múltiples anillos aromáticos/hidrocarburos de cadena cíclica, que elevan la presión mínima de miscibilidad significativamente al no ser extraídos en forma efectiva por el CO₂.

- **Flujo químico y de polímeros y Métodos por tratamiento con gel:** La inyección de polímeros es muy generalizada, y en esencia son utilizados en procesos de recuperación mejorada y la inyección de polímeros en gel para controlar la entrada de agua tanto en pozos de inyección como productores; es importante entender las propiedades necesarias del sistema roca-fluidos para el proceso requerido en la etapa en cuestión (es decir, de si se trata de una recuperación secundaria o mejorada). Es necesario enfatizar que esta clasificación no toma la mojabilidad como factor, esto deja abierta la posibilidad de refinamiento de la misma al incorporarla en el futuro mediante los parámetros necesarios.
- **Inyección de fluido Miscelar/Polímero, ASP (de sus siglas en inglés Alkaline Surfactant Polymer), y Alcalino:** Su propósito es reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua generalmente con el fin principal de desplazar el aceite residual, que es la fase discontinua atrapada que queda después de la inyección de agua, y dada la situación técnica de que es 10 veces más difícil de desplazar que la fase continua de aceite, los baches de surfactante deben ser muy eficientes.

A pesar de entregar buenos resultados en laboratorio con muestras de yacimiento, se enfrenta con la particularidad técnica de que el fluido de inyección es caro, así que la flexibilidad en la evaluación desde el punto de vista económico se ve restringida a la inversión disponible para los proyectos. Lo que se ha hecho en forma inmediata es la implementación de Álcalis, Surfactantes y Polímeros (ASP), donde predominan los álcalis y reduciendo el surfactante o cosolvente para contribuir en el abatimiento de costos del fluido de inyección, aunque además del beneficio económico la adición de mayor cantidad de álcali, trae como resultado la reducción de la tensión interfacial y la adsorción del surfactante sobre la roca.

Por experiencia de campo se ha visto que se puede reducir la cantidad de surfactante hasta 10 veces en relación con el álcali de bajo costo, y aún en ese caso se manifiesta una muy buena recuperación de aceite.

Se tiene prueba de un proyecto en Wyoming, donde los costos oscilaron entre \$1.60-\$3.50 dls/bbl de aceite incremental producido.

- **Flujo de polímeros y tratamientos en gel:** A veces por cuestión de practicidad se engloban estos procesos como uno solo, pero en la realidad se manifiestan según la función requerida a nivel de yacimiento; a saber son como un proceso de control de movilidad (como es en el caso de polímeros), y como un tratamiento de bloqueo (involucrando redes de polímeros u otros geles) y este hecho debe ser correctamente entendido.

En el caso del control de movilidad, es necesario que el polímero haga un barrido uniforme a través del yacimiento, penetrando en las zonas de menor permeabilidad, para que esto promueva la energía que mueva el aceite residual.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Por otro lado, para el caso de los tratamientos con gel, la penetración y/o formación de gel en las zonas menos permeables y productoras de aceite no resulta ser un factor deseable ya que esto tiene un efecto adverso en la eficiencia de desplazamiento y por ende, retarda la producción.

Para el caso de geles utilizados como agente de bloqueo, el comportamiento de flujo en el medio poroso se da en tres fases que describiremos a continuación:

Antes de que los agregados de gel crezcan hasta un tamaño que se aproxime a las dimensiones de las gargantas de poro, el gel fluye como solución sin reticuladores, después de que se forman geles del tamaño de la garganta de poro, el movimiento manifestado en el medio poroso es despreciable.

En la roca porosa, el cambio de solución gelatinosa a gel ocurre abruptamente. Después de la formación de geles, es evidente que los agregados de gel, gel, reticuladores y geles de dispersión coloidal dejan de fluir como soluciones de polímeros viscosas.

No entran a bloquear las zonas más permeables, pero después llegan a bloquear las zonas menos permeables, los agentes gelatinosos y soluciones con polímeros entran a todas las zonas simultáneamente.

Por ello, se debe considerar que la entrada de estos geles o polímeros depende de la permeabilidad. Y al entender estos fenómenos podemos ver que hay proyectos que han sido diseñados para inyección de polímeros, en donde usaron poliacrilamida hidrolizada reticulada con citrato de aluminio, como un ejemplo de geles de dispersión coloidal.

- **Inyección de polímeros:** Fueron aplicados en diversas condiciones de yacimientos y litologías mayormente en arenas que en carbonatos. Es por la mejoría en la eficiencia de los barridos en la inyección de agua, que se busca reducir la movilidad o bien añadir viscosidad al polímero, y para ello se necesita evaluar el costo por unidad de polímero para establecer la flexibilidad de acuerdo al fin deseado y a la inversión necesaria para su correcto funcionamiento a nivel de yacimiento.

Otro factor a considerar hablando del yacimiento es el hecho de que necesita tomarse en cuenta la permeabilidad de la roca, que cabe mencionar que al ser reducida en alguna zona de yacimiento genera retención de polímero y alteración del grado de propagación que puede revertirse con polímeros de menor peso molecular, y eso impacta al aumentar el costo por efecto de que se requiere mayor cantidad de polímero para mantener la viscosidad de la solución.

Un detalle a considerar es la inyektividad/capacidad de inyección a nivel de yacimiento en conjunción con la permeabilidad, que es preciso mencionar, que depende del estado de la roca del yacimiento, es decir, si está fracturada o no, y dado el caso de que no esté fracturada, es característico que la inyektividad/capacidad de inyección disminuya, por lo que para sostener los gastos de inyección es más aplicable en yacimientos fracturados, con un polímero que admita aumento en las presiones de inyección; aunque en el caso de formaciones sin fracturar, se pueden incorporar pozos al fracturarlos, y esto genera el riesgo de canalización, a menos que se apliquen pozos horizontales.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

La temperatura juega también un papel muy importante y es por la estabilidad del polímero, además de la salinidad, que en grandes cantidades tiene un impacto adverso en la viscosidad, al generar su reducción, y por ende afectando el mecanismo de desplazamiento de la solución polimerizada.

Y se proponen soluciones de baja salinidad de poliacrilamida hidrolizada para ser aplicada en yacimientos de alta salinidad.

Las características deseables de acuerdo a la clasificación se explican a continuación, a partir de experiencia de cuatro campos. Marmul, Oerrel, Courtenay, y Daqing.

En el caso más ideal se requiere un yacimiento de alta permeabilidad, preferentemente mayor a 0.87 darcy; una temperatura baja (de entre 86-136°F).

Las condiciones iniciales de proyecto corresponden con altas saturaciones de aceite (71-92% de aceite original in situ); y la relación viscosidad aceite/agua (15-114), que a temperatura de yacimiento eran relativamente altas. Las soluciones con alta concentración de poliacrilamida hidrolizada (900-1500 ppm) en aguas de baja salinidad y grandes cantidades de polímero (162-520 lbm polímero/acre-ft) fueron inyectadas.

Las cantidades de aceite incremental resultantes (entre 11-30% de aceite original in situ o bien 155-499 bbl aceite/acre-ft) fueron altas para este tipo de yacimientos.

- **Tratamientos en gel:** El objetivo técnico de estos tratamientos es el de prevenir canalización de fluido (usualmente agua) sin dañar la productividad de hidrocarburos.

Métodos térmicos/mecánicos para aceites pesados y arenas bituminosas.

Aquí la clasificación engloba la inyección continua de vapor, SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) o bien Drene Gravitacional Asistido por Vapor.

Es necesario resaltar que estos métodos son aplicables para hidrocarburos muy viscosos, ya que adicionan calor y presión para impactar de tal manera que se reduzca la viscosidad del hidrocarburo.

Cabe mencionar que para que un proyecto sea rentable, la arena en cuestión debe tener alta permeabilidad y una alta saturación de aceite al inicio del proceso.

Los proyectos por lo anteriormente señalado, son de 'recuperación secundaria mejorada' o 'primaria mejorada' dada la situación que no fluye el hidrocarburo bajo las condiciones iniciales.

Inyección continua de vapor: Se necesita una buena administración del yacimiento para tener buenos proyectos aplicando este método, dado que se requieren depósitos gruesos y someros con altas saturaciones de aceite y buenas permeabilidades.

En un escenario de precios bajos del hidrocarburo la economía es muy limitada/restringida dado que el aceite pesado tiene menor valor económico que los aceites más ligeros.

Aunque cabe señalar que los procesos de cogeneración de vapor y energía eléctrica de los últimos años han impactado de forma positiva en el aspecto económico y ambiental.

Esta técnica resulta ser eficiente para desplazar aceites ligeros.

Combustión in-situ: Tiene tres puntos muy atractivos y es porque ocupa los dos gases más baratos aire y agua (vapor); para combustible quema cerca del 10% de la fracción menos

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

deseable del aceite y reduce la densidad del resto; esto funciona sobre un rango más amplio que la inyección continua, especialmente para yacimientos más profundos.

Se dice que se debe generar la inyección de aire en la parte más alta del yacimiento para que el frente de combustión se propague echado abajo, preferentemente con una configuración de pozos en línea, pero cabe mencionar que se recomiendan los pozos horizontales y hay aplicaciones en dos proyectos canadienses.

Minería y extracción: Se incluye este recurso porque las arenas bituminosas constituyen una fuente de crudo sintético. Esta técnica es aplicable cuando el hidrocarburo no es recuperable por métodos de recuperación in situ.

Es por este motivo, que las arenas bituminosas deben tener una saturación alta y la relación de sobrecarga de arenas bituminosas debe ser baja.

Aunque al haber este problema se sabe que hay técnicas como el SAGD, que pueden llegar a ser aplicables como uno de los únicos métodos in situ candidatos para la explotación de estos recursos. [19]

Para los fines de esta clasificación, cabe mencionar que están basadas en la experiencia de campos extranjeros y el fin de presentarla es el de indicar que para el caso de México, se necesitan entender las propiedades de los yacimientos de una manera similar, y esto sirve de muestra, desde el punto de vista técnico-económico. Para mayor información, esta clasificación está presentada en la figura 3.2 con rangos de densidades, y litologías sobretodo, que es lo más relevante al momento de seleccionar una técnica, y que conforme se encuentre aplicación exitosa de los métodos de recuperación en territorio nacional, se pueden construir criterios análogos para ser más específicos de acuerdo a las variedades geológicas encontradas en los yacimientos de México.

Todo lo anteriormente mencionado obedece a la necesidad que surge de tener parámetros que sirvan de punto de partida con un razonable grado de certidumbre con lo que a aplicación se refiere, y esta clasificación hace énfasis en las propiedades propicias para tener o al menos aumentar las probabilidades de proyecto exitoso económicamente hablando.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Resumen de los criterios de selección para los métodos EOR

Detalle de la tabla en la referencia 16	Método EOR	Gravedad (°API)	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (% PV)	Tipo de formación	Espesor Neto (pies)	Permeabilidad promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Métodos de inyección de gas (miscible)										
1	Nitrógeno y Gas de combustión	>35 <u>48</u>	<0.4 <u>0.2</u>	Alto porcentaje de C ₁ a C ₇	>40 <u>75</u>	Arenisca o carbonato	Fina a menos que haya inmersión	NC	>6000	NC
2	Hidrocarburo	>23 <u>41</u>	<3 <u>0.5</u>	Alto porcentaje de C ₂ a C ₇	>30 <u>80</u>	Arenisca o carbonato	Fina a menos que haya inmersión	NC	>4000	NC
3	CO ₂	>22 <u>36</u>	<10 <u>1.5</u>	Alto porcentaje de C ₃ a C ₁₂	>20 <u>55</u>	Arenisca o carbonato	Rango amplio	NC	>2500 ^a	NC
1 - 3	Gases inmiscibles	> 12	< 600	NC	>35 <u>70</u>	NC	NC si hay inmersión y / o tiene buena permeabilidad vertical	NC	>1800	NC
Inyección de agua (mejorado)										
4	Polímeros micelares, ASP, e inyección alcalina	>20 <u>35</u>	<35 <u>13</u>	Intermedios ligeros, algunos ácidos orgánicos para inyección alcalina	>35 <u>53</u>	Preferentement e areniscas	NC	>10 <u>450</u>	<9000 <u>3250</u>	<200 <u>80</u>
5	Inyección de polímero	> 15	<150, >10	NC	>50 <u>80</u>	Preferentement e areniscas	NC	>10 <u>800</u> _b	<9000	<200 <u>140</u>
Mecánico/Térmico										
6	Combustión	>10 <u>16</u> →?	<5000 <u>1200</u>	Algunos componentes asfálticos	>50 <u>72</u>	Arena/Arenisca de alta porosidad	> 10	> 50 ^c	<11500 <u>3500</u>	>100 <u>135</u>
7	Vapor	>8 <u>13.5</u> →? ^a	<200000 <u>4700</u>	NC	>40 <u>66</u>	Arena/Arenisca de alta porosidad	> 20	>200 <u>2540</u> _d	<4500 <u>1500</u>	NC
-	Minado superficial	7 a 11	Cero con Flujo frío	NC	>8% peso de arena	Arenas bituminosas minadas	> 10 ^e	NC	> 3:1 relación de sobrecarga a arena	NC

NC = No crítica.

Valores subrayados representan aproximadamente la media o el promedio de los proyectos de campo actuales.

^a Ver la tabla 3 de la referencia 16.

^b > 3md de algunos yacimientos de carbonatos si el intento es barrer solamente el sistema de fracturas.

^c Transmisibilidad >20 md-ft/cp.

^d Transmisibilidad >50 md-ft/cp.

^e Ver la profundidad

Figura 3.2 Criterios de Evaluación para Métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos [19]

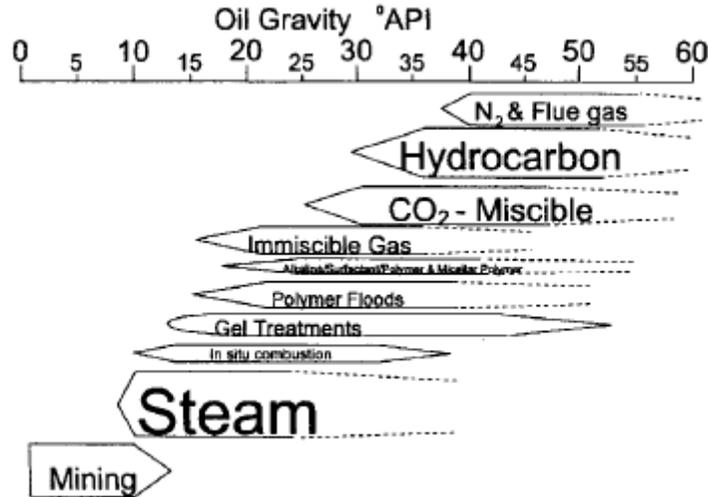


Figura 3.3 Densidades sobre las cuáles las técnicas son efectivas [19]

En la figura 3.3 se muestran en general los rangos de densidades sobre los cuáles se recomienda el uso de las diversas técnicas que comprenden los Métodos de Recuperación Mejorada.

Evaluación de Métodos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).

La evaluación de los métodos de recuperación está basada en factores como la viscosidad del aceite, tipo de roca, mojabilidad de la matriz y condiciones de frontera en la matriz, para diferentes fluidos de inyección.

Cabe mencionar que el mecanismo por medio del cual se manifiesta la producción es por medio de imbibición, de tipo capilar, la interacción matriz-fractura, viscosidad, mojabilidad en términos de la tensión interfacial.

Inyección continua de agua

Para el caso de la inyección continua de agua se debe tomar en cuenta el grado de imbibición logrado en conjunción con la mojabilidad, es decir, si la roca está mojada por agua o aceite, aunque para fines prácticos es más deseable que esté mojada de agua, ya que esto facilita el proceso de movilización del crudo; y el tipo de crudo en cuestión; ya que estos factores impactan de manera significativa en la tasa de recuperación por imbibición capilar y en la recuperación final.

Por diversas experimentaciones en núcleos, se ha llegado a observar que para el caso de YNF, la litología no influye significativamente en comparación a la densidad del crudo y el fluido inyectado, más en cambio, se nota que la densidad impacta en la movilidad del crudo, mientras que el fluido inyectado en la tensión interfacial que si se reduce, lo que facilita aún más la movilidad del aceite en conjunción con su densidad, incrementando tanto el fenómeno de imbibición necesario, como la recuperación final.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Surfactantes

Se manejan como agentes de recuperación mejorada, sin embargo, se debe evaluar su impacto en la mojabilidad y tensión interfacial, y también en el área de contacto del fluido mojante, que queda influenciado por la densidad del hidrocarburo y la litología en donde se pruebe.

En general, se evalúa entre salmuera y surfactante, tomando también la interacción obtenida entre el fluido y la roca en cuestión, aunque lo que sigue teniendo mayor influencia en estos fenómenos es la densidad del hidrocarburo y la reducción de la tensión interfacial que impacta en la tasa de recuperación por imbibición, y para el caso de aceites pesados es más recomendable para arenas que para lutitas, al ser más rentable.

Polímeros

En el caso de polímeros existe un aumento en viscosidad en la mezcla de hidrocarburos a pesar de que sí se reduce de alguna manera la tensión interfacial, ello genera que no haya un aumento significativo en las recuperaciones por imbibición capilar ni en la recuperación final, así como un fenómeno de adsorción para el caso de aceites ligeros y para el caso de aceites pesados, así que no se recomienda de una manera amplia este método ya que hace más lento el proceso de imbibición capilar, y por ende impacta de manera negativa en la recuperación final.

Métodos Térmicos

La recuperación obtenida en estos métodos está supeditada al tipo de roca, temperatura, y condiciones cambiantes constantemente a nivel de yacimiento bajo calentamiento.

Los mecanismos que se observan de manera más evidente son imbibición capilar, expansión térmica, generación de gas, drene gravitacional, generación de vapor in-situ, destilación, movimiento por gas en solución, y decremento de presión en general (por lo cual se puede alterar el equilibrio entre fases).

En el caso de imbibición capilar, ésta puede ser mejorada al reducir la viscosidad del aceite, reducción en la tensión interfacial, y posiblemente un cambio debido a la alteración de la mojabilidad; y resultan ser de particular importancia en rocas carbonatadas, partiendo del hecho de que no se espera que éstas manifiesten una fuerte recuperación por imbibición capilar y un cambio de mojabilidad en condiciones por mojado en aceite a mojado en agua; se espera al aumentar la temperatura.

Se utiliza el concepto de inyección de agua caliente en la recuperación de aceite pesado, y se ve que la reducción de viscosidad y de tensión interfacial obtenida mejora la imbibición capilar y en consecuencia se manifiesta como un incremento en la recuperación final, que puede ser de hasta un 30%.

Comparada con los casos con polímero y surfactante, sin duda se da una mayor recuperación final y una recuperación más rápida para las arenas.

Aunque para el caso de lutitas, se manifiesta una mejoría en la recuperación por imbibición capilar al acelerarla con agua, pero no en la recuperación final. **[20]**

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Criterios de evaluación para WAG (Water Alternating Gas)

Estos procesos de alternancia de gas y agua son empleados con el fin de reducir la movilidad, y mejorar la estabilidad del frente de flujo, y con ello mejorar la recuperación de aceite.

Se ha visto que este método también resulta ser benéfico en el caso de reducir la interdigitación viscosa entre el gas de desplazamiento y la fase de aceite al reducir los efectos de anulación causados por el dominio de fuerzas viscosas sobre la fuerza de gravedad en yacimientos altamente heterogéneos, siendo así también para la recuperación de aceite en zonas inaccesibles del yacimiento en zonas estructuralmente complejas; se basa en una eficiencia de barrido vertical.

Este concepto se ha aplicado de manera muy marcada como estrategia operativa y económica para mantener proyectos en campos donde se inyecta gas, dando satisfacción de las demandas del mercado, reduciendo la necesidad del manejo de gas y mejorando las recuperaciones de aceite.

[21]

4. TECNOLOGÍAS Y SUSCEPTIBILIDAD DE APLICACIÓN EN CAMPOS MEXICANOS

En general, en este capítulo abordaremos de nuevo las regiones productoras mencionadas en el capítulo uno, con el fin de enfatizar en la litología predominante en cada una de ellas, para finalmente, buscar establecer una relación con las tecnologías expuestas en los pasados capítulos y su desempeño en ciertas condiciones específicas (refiriéndonos a la litología donde se obtuvo éxito en el extranjero), que pudieran con algún grado de certidumbre encontrarse en territorio mexicano, y es oportuno aclarar que no se particularizará necesariamente a nivel de campos, sino de regiones; dado el hecho de que en el proceso de investigación de este trabajo, se menciona para algunas técnicas como SAGD y VAPEX; que el análisis final del desempeño/optimización de las tecnologías se debe hacer de manera local, de acuerdo al sitio de implementación con lo cual no se cuenta, y por esta razón, reservaremos a nivel regional el proceso de análisis de susceptibilidad de aplicación de las tecnologías desde el punto de vista litológico únicamente; y en relación a las diversas acumulaciones de aceite pesado en territorio mexicano.

Es por ello, que el enfoque de este capítulo yace en analizar la acumulación y distribución de aceite pesado en las regiones operativas de Pemex, así como la litología sobre la cual se trabaja en cada región para encontrar posibles similitudes (a nivel litológico principalmente) con lo expuesto en los pasados dos capítulos que sugerirían un posible sustento a propuestas técnico-económicas, para cada región y de manera global, tomando en cuenta las observaciones que se exponen al hacer contraste entre las diversas tecnologías, ya sea desde el punto de vista económico, técnico o bien una conjunción de ambos.

Un hecho que vale la pena mencionar es que en este capítulo, abordaremos por primera vez los métodos eléctricos/microondas que constituyen a nivel internacional una moderadamente sólida innovación en lo que a explotación de aceite pesado se refiere, y no se abordan de manera detallada en los pasados capítulos, dada la situación que algunos están siendo apenas implementados como pruebas piloto en bitúmenes en países como Canadá que son líderes en el desarrollo de estas tecnologías y de acuerdo a su experiencia, argumentan de acuerdo a la teoría, que estos métodos ponen solución a algunos problemas potenciales a nivel de yacimiento que con los métodos térmicos, no se pueden revertir o bien en algunos casos hacen que se descarten como una opción sólida de explotación del aceite, sobretodo por ciertas litologías.

La forma específica que tomará dicha mención de los métodos eléctricos se dará en la descripción de las propuestas para las diversas regiones operativas de Pemex, donde en conjunción con la litología descrita de las regiones, harán más claro el hecho de que se mencionen como posibles soluciones a ciertos problemas potenciales de acuerdo a lo expuesto en los pasados capítulos.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

LITOLOGÍA ENCONTRADA EN LAS CUATRO REGIONES OPERATIVAS DE PEMEX

Se hará énfasis en las cuencas productoras que conforman la variedad geológica de México, y posteriormente, se relacionarán dichas cuencas con las regiones a las que pertenecen, para agrupar con ello, los volúmenes de hidrocarburos implicados en las reservas; y para los fines de este capítulo, se buscará establecer una relación de las litologías descritas (por las cuencas) en cada región con los contextos buscados para la implementación exitosa de las técnicas expuestas en los pasados capítulos.

Dado que las regiones quedan subdivididas en activos, para el caso de la Región Norte se hará una discriminación de acuerdo a las cuencas presentes en ciertos activos que son propicias por su acumulación de hidrocarburos a nivel de reservas y litología para la aplicación de algunos métodos térmicos muy específicos, aunque eso se manejará en la sección de propuestas potenciales para cada región operativa.

Principales cuencas productoras de México

Dentro del territorio nacional, se pueden distinguir 7 cuencas productoras de hidrocarburos y son:

1. Sabinas
2. Burgos
3. Tampico-Misantla
4. Veracruz
5. Sureste
6. Golfo de México Profundo
7. Plataforma de Yucatán

A continuación, se presentarán las cuencas productoras de México, en la figura 4.1

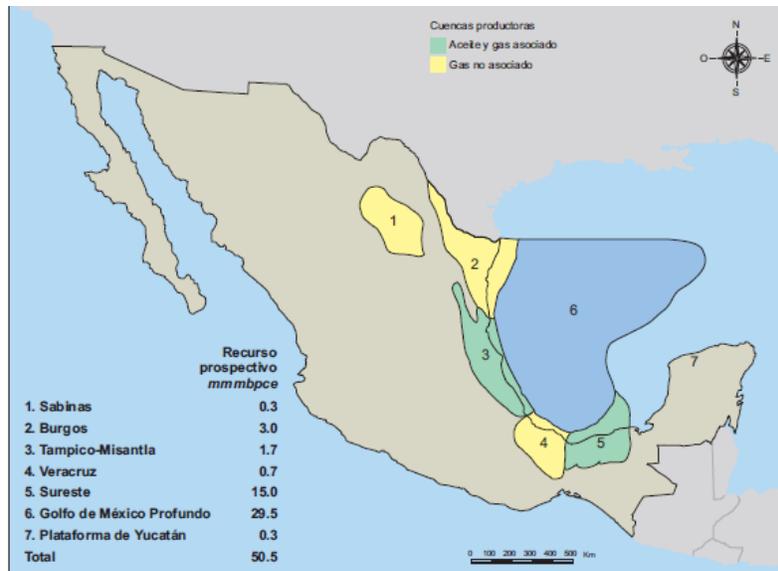


Figura 4.1 Distribución de las Cuencas Productoras de México [17]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Además de su ubicación, buscaremos definir los tipos de roca que conforman las diversas cuencas y procederemos en el orden de la lista presentada anteriormente.

Cuenca de Sabinas

La exploración petrolera en la cuenca inició en 1921 por compañías extranjeras, continuando su actividad ya como industria nacional en 1938. El primer descubrimiento se realizó en 1974 con el campo Monclova Buena Suerte con producción de gas no asociado en rocas del Cretácico Inferior, a la fecha se tienen cuatro plays establecidos, dos de edad Jurásico Superior (La Gloria y La Casita) y dos del Cretácico Inferior (Padilla y La Virgen), los cuales han producido 421 miles de millones de pies cúbicos, actualmente 21 campos se encuentran activos.

Geológicamente, la Cuenca Mesozoica de Sabinas corresponde a una cuenca intracratónica formada por tres paleoelementos, la paleopenínsula de Tamaulipas, la paleoisla de Coahuila y la propia Cuenca de Sabinas.

En la Cuenca de Sabinas se han definido cinco patrones de fracturamiento asociado a los procesos compresivos, de los cuales sólo dos se consideran relevantes para la generación de yacimientos de hidrocarburos naturalmente fracturados, estos son: a) Fracturas resultantes de la compresión, paralelas a la dirección del echado de la capa que se extienden a grandes distancias, tanto lateral como verticalmente, b) Fracturas causadas por la extensión, perpendiculares al eje de los pliegues, como se muestra en la figura 4.2.

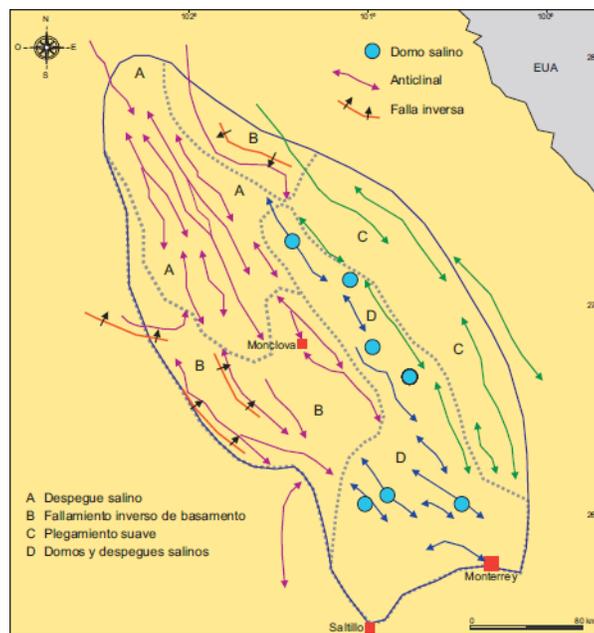


Figura 4.2 Sección estructural de la Cuenca de Sabinas [17]

En la Cuenca de Sabinas se ha estimado un recurso prospectivo total de 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se han documentado 253 millones de barriles, que corresponde al 84 por ciento, y que se encuentra registrado en 95 oportunidades exploratorias, el 16 por ciento restante se encuentra en proceso de documentación.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Cuenca de Burgos

La exploración en esta cuenca data de 1942, dando inicio la producción en 1945 con el descubrimiento y desarrollo del campo Misión, cercano a la ciudad de Reynosa, Tamaulipas.

A partir de 1994 se inició la reactivación de la cuenca con la aplicación de nuevos conceptos de trabajo y tecnológicos, que permitieron incrementar la producción promedio diaria de 220 millones de pies cúbicos de gas natural en 1994, a 1,481 millones de pies cúbicos por día en promedio durante 2009, logrando así acumular una producción de 10,586 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas remanentes totales ascienden a 839 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, actualmente 232 campos se encuentran activos.

La Cuenca de Burgos está definida por un potente paquete sedimentario de rocas mesozoicas y terciarias acumuladas en el margen Occidental del Golfo de México. Geológicamente forma parte de la cuenca del Río Bravo que regionalmente comprende el extremo Sureste de Texas y la parte Norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

El marco geológico de la Cuenca de Burgos corresponde, para el Mesozoico, a una cuenca marina somera con amplias plataformas, donde a partir del Jurásico Superior y hasta el término del Mesozoico, tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas. En el Cretácico Tardío, como consecuencia del evento de la Orogenia Laramide, esta carpeta sedimentaria fue levantada y plegada en el Occidente de la cuenca, para dar lugar a los grandes pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental.

Este levantamiento fue acompañado por el desarrollo de cuencas, paralelas al cinturón plegado, entre ellas la denominada Cuenca de Burgos, hacia el frente de la Sierra Madre Oriental, en donde los paleoelementos de la península de Tamaulipas y la Isla de San Carlos, sirvieron como límite Occidental del depocentro originado que operó como centro de recepción del gran volumen de sedimentos terciarios y en donde se encuentra el límite en cuanto a los estilos estructurales que actuaron para la conformación del marco estructural de la Cuenca de Burgos, teniendo fallamiento normal, lístrico de crecimiento y reactivaciones posteriores a la parte terminal de la Orogenia Laramide a finales del Oligoceno.

Las secuencias de areniscas y lutitas de ambientes que varían de marginales a marinos, progradaron sobre el margen de la plataforma Cretácica, siendo depositada una columna sedimentaria Cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 metros, figura 4.3.

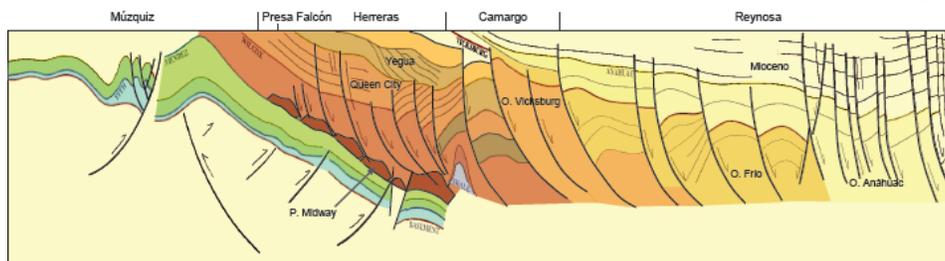


Figura 4.3 Sección estructural tipo de la Cuenca de Burgos [17]

La Cuenca de Burgos cuenta con un recurso prospectivo total de 3,038 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se tienen documentados 2,119 millones de barriles, lo

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

que representa 70 por ciento del potencial registrado en 504 oportunidades exploratorias, el 30 por ciento restante se encuentra en proceso de documentación.

Cuenca Tampico-Misantla

La Cuenca de Tampico-Misantla con 50,000 kilómetros cuadrados incluyendo su parte marina, es la más antigua productora de aceite de México. En 1904 se descubrió la provincia de Ébano-Pánuco, que produce aceite pesado a partir de rocas calcáreas del Cretácico Tardío. La cuenca también produce a partir de carbonatos oolíticos del Kimmeridgiano Tardío y de cretas del Cretácico Temprano, en los campos Tamaulipas-Constituciones, San Andrés y Arenque (este último marino). En la parte Sur de la cuenca, se estableció producción en 1908 en lo que ahora se conoce como la Faja de Oro a partir de rocas calcáreas arrecifales del Cretácico medio que rodean al atolón desarrollado sobre la Plataforma de Tuxpan. Bordeando a los campos de la Faja de Oro hay una segunda franja que produce de rocas provenientes de la plataforma depositadas como flujos de escombros en el talud de los arrecifes. La famosa trampa estratigráfica conocida como el campo Poza Rica, es la principal acumulación dentro de este play.

En esta cuenca, al Occidente de la Faja de Oro, se desarrolló el Paleocanal de Chicontepec, cubriendo un área de 3,000 kilómetros cuadrados, figura 4.4.

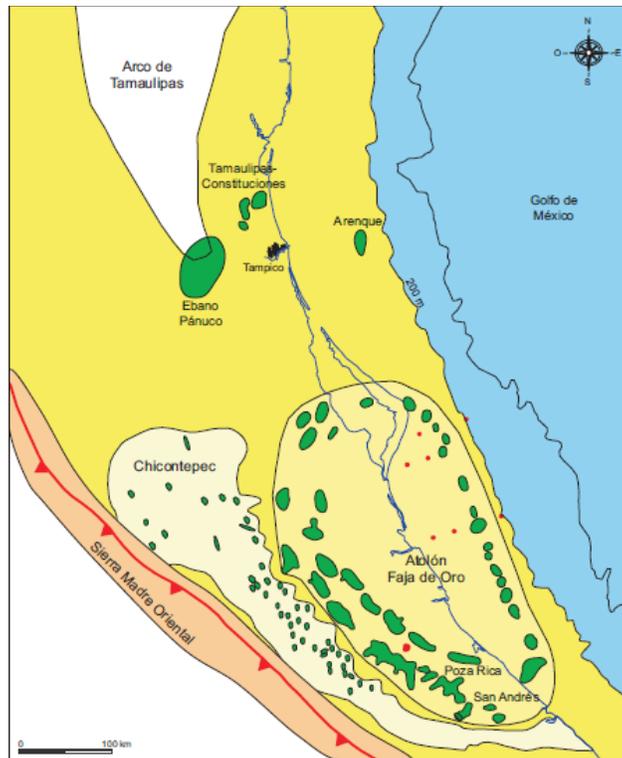


Figura 4.4 Cuenca Tampico-Misantla [17]

El paleocanal está constituido por sedimentos siliciclásticos del Paleoceno y Eoceno, principalmente. Hasta 2010, esta cuenca tiene una producción acumulada de 6,180 millones de

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

barriles de petróleo crudo equivalente, las reservas remanentes totales son de 18,053 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La Cuenca de Tampico-Misantla cuenta con un recurso prospectivo total de 1,700 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se tienen documentados 702 millones de barriles, esto representa 41 por ciento del total que se encuentra registrado en 72 oportunidades exploratorias, el 59 por ciento restante se encuentra en proceso de documentación.

Cuenca de Veracruz

La Cuenca de Veracruz está conformada por dos unidades geológicas bien definidas, figura 4.5:

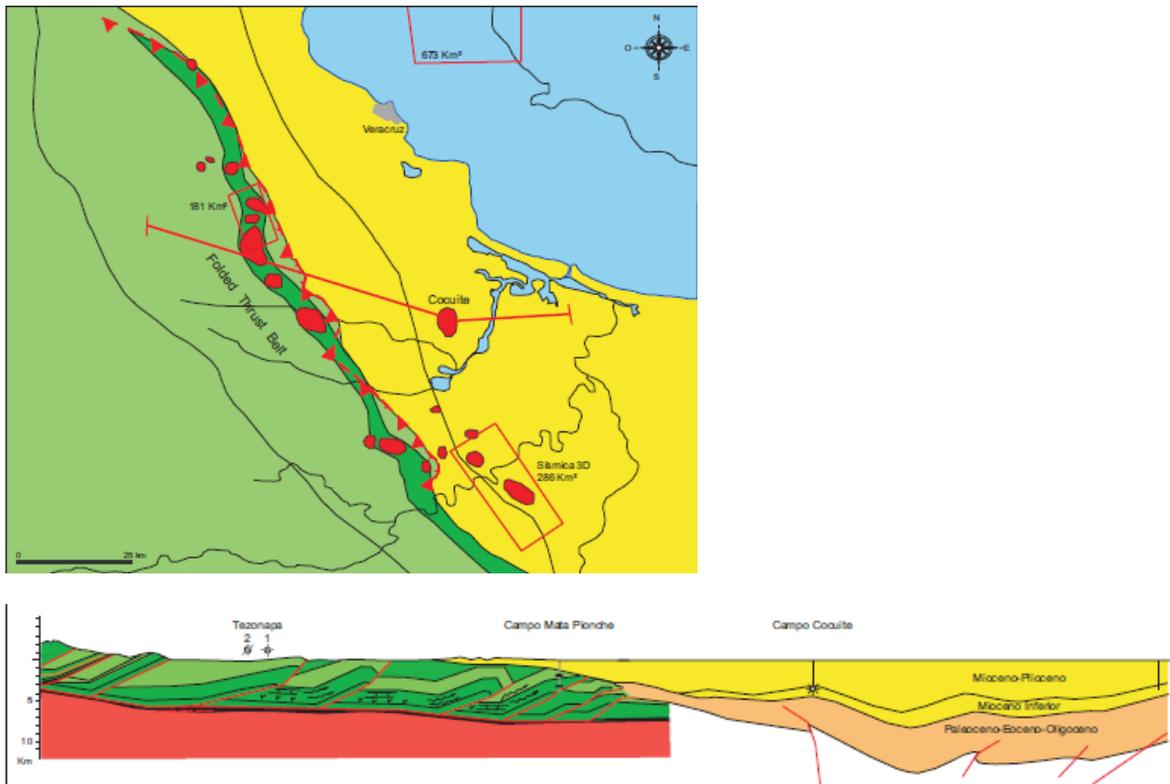


Figura 4.5 Cuenca de Veracruz con sus respectivas subprovincias [17]

- La Plataforma Mesozoica de Córdoba, constituida por rocas calcáreas mesozoicas cuya estratigrafía es el resultado de procesos relacionados a ciclos relativos del nivel del mar y/o a pulsos tectónicos. En el Cretácico Temprano, estos procesos comenzaron a formar las plataformas carbonatadas (Plataforma de Córdoba) y cuencas asociadas (Cuenca Terciaria de Veracruz) que constituyeron los dominios estratigráficos fundamentales que iniciaron durante el Mesozoico. El frente estructural sepultado del cinturón plegado y fallado que constituye la Sierra Madre Oriental, también conocido como Plataforma de Córdoba, está formada por calizas del Cretácico Medio-Tardío, que son productoras de aceite medio a pesado y gas amargo húmedo.
- La Cuenca Terciaria de Veracruz, constituida por rocas siliciclásticas de edad terciaria, es una cuenca formada durante el Paleoceno-Oligoceno. Su sedimentación proviene de elementos ígneos (Alto de Santa Ana), metamórficos (La Mixtequita, Sierra Juárez y Macizo de Chiapas) y

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

carbonatados (Plataforma de Córdoba) y corresponde a una secuencia alternante de lutitas, areniscas y conglomerados (flujos de escombros, abanicos y canales) con amplia distribución. Dentro de la columna sedimentaria se incluyen plays establecidos e hipotéticos tanto del Paleógeno como del Neógeno, alcanzando unas decenas de metros en la margen Occidental hasta más de 9,000 metros en su depocentro. La Cuenca Terciaria de Veracruz es productora de gas seco en los campos Cocuite, Lizamba, Vistoso, Apertura, Madera, Arquimia y Papán, y de aceite en menor proporción en campos sobre el margen Occidental como Perdiz y Mocarroca. Adicionalmente presenta un potencial considerable de acumulación de hidrocarburos en las áreas geológicamente análogas a las actualmente productoras.

Como resultado de la estrategia nacional enfocada al consumo de gas, Pemex reactivó cuencas de gas no asociado a través de una intensa campaña de adquisición sísmica y perforación exploratoria, logrando descubrimientos en la Cuenca de Veracruz que la ubican actualmente como la segunda mejor cuenca productora de gas no asociado del país, alcanzando una producción promedio de 810 millones de pies cúbicos por día en 2009.

Las reservas remanentes totales de la Cuenca de Veracruz son 228 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La Cuenca de Veracruz cuenta con un recurso prospectivo total de 640 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se tienen documentados 575 millones de barriles, lo que representa 89 por ciento del potencial registrado en 260 oportunidades exploratorias, el 11 por ciento restante se encuentra en programa de documentación.

Cuencas del Sureste

Cubren una extensión aproximada de 65,100 kilómetros cuadrados, incluyendo su porción marina. Los trabajos exploratorios datan de 1905 cuando se perforaron los pozos Capoacán-1 y San Cristóbal-1. A partir de la década de los setentas, estas cuencas han sido las principales productoras de aceite en México. Están conformadas por cinco provincias, figura 4.6:

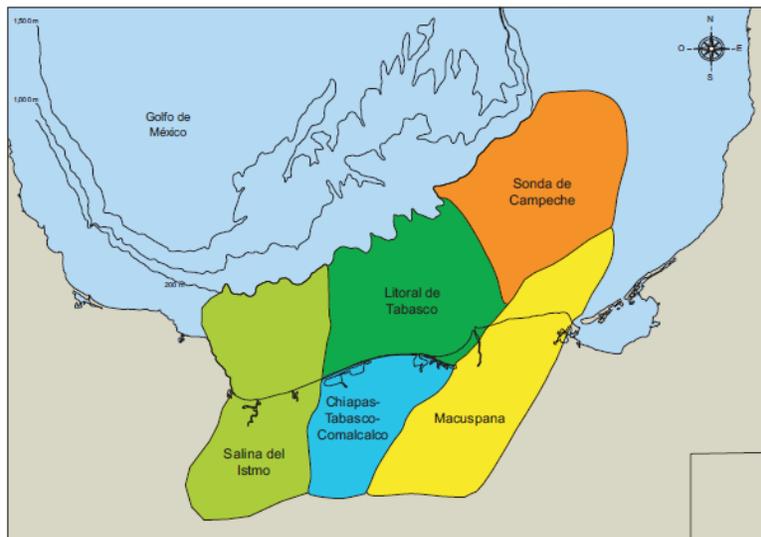


Figura 4.6 Cuencas del Sureste [17]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

- La provincia Chiapas-Tabasco-Comalcalco fue descubierta en 1972 con los pozos Cactus-1 y Sitio Grande-1, cubre un área de 13,100 kilómetros cuadrados, es productora principalmente de aceite ligero y sus yacimientos corresponden a rocas calcáreas del Jurásico Superior y Cretácico Medio.
- La provincia Salina del Istmo, con una extensión de alrededor de 15,300 kilómetros cuadrados, es una pila de sedimentos siliciclásticos intrusionados por sal que producen aceites ligeros principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de origen Jurásico.
- La provincia de Macuspana tiene una extensión aproximada de 13,800 kilómetros cuadrados, es productora de gas no asociado en yacimientos de edad Terciaria constituidos por areniscas fluviodeltáicas y de plataforma, asociados a trampas estratigráficas y estructurales.
- La Sonda de Campeche, tiene una extensión aproximada de 15,500 kilómetros cuadrados y es por mucho la más prolífica de México. El complejo Cantarell forma parte de esta provincia, así como el complejo Ku-Malob-Zaap, segundo campo productor de aceite pesado del área. La mayor parte de los yacimientos de la Sonda de Campeche están emplazados en brechas de edad Cretácico Superior a Paleoceno Inferior, y en calizas oolíticas del Jurásico Superior.
- La provincia de Litoral de Tabasco abarca una superficie aproximada de 7,400 kilómetros cuadrados. Sus yacimientos son calizas fracturadas del Cretácico que producen principalmente aceite superligero.

Las Cuencas del Sureste tienen una producción acumulada de 41,386 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y cuentan con una reserva total remanente de 23,367 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Cuentan con un recurso prospectivo total de 15,011 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se tienen documentados 10,440 millones de barriles, esto representa 69 por ciento del potencial registrado en 555 oportunidades exploratorias, el 31 por ciento restante se encuentra en proceso de documentación.

Cuencas del Golfo de México Profundo

La porción profunda de la Cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 500 metros, cubriendo una superficie aproximada de 575,000 kilómetros cuadrados. Con base en la información hasta ahora adquirida, se han identificado nueve provincias geológicas, figura 4.7, distribuidas en tres proyectos exploratorios: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido.

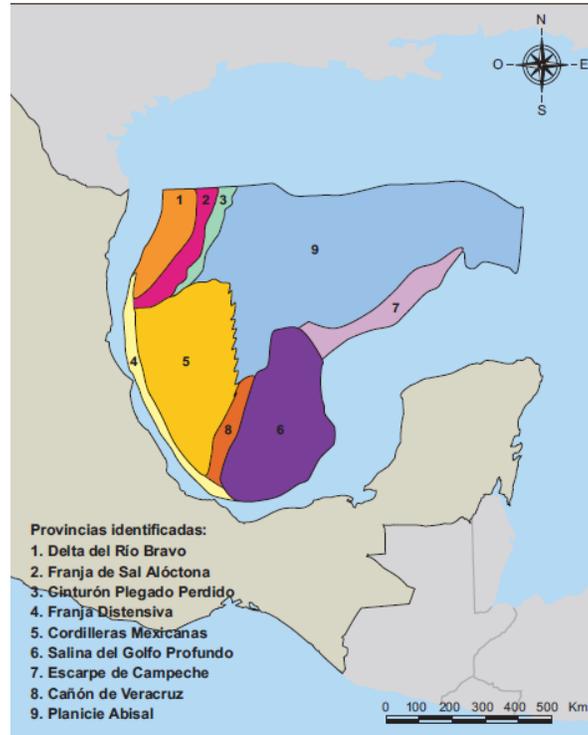


Figura 4.7 Provincias geológicas identificadas en la Cuenca del Golfo de México Profundo [17]

Algunas de las características geológicas son:

- Cinturón Plegado de Perdido, echado abajo de la Franja de Sal Alóctona, se formó un cinturón plegado y fallado originado por emplazamiento de sal y deslizamiento gravitacional sobre la cima de la sal jurásica, que involucra a la secuencia mesozoica. Las estructuras parecen estar nucleadas por sal, siendo alargadas, muy grandes (de más de 40 kilómetros) y apretadas. Este cinturón subyace a tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 metros. El tipo de hidrocarburo esperado es principalmente aceite y las rocas almacenadoras serían, dentro de la columna mesozoica calizas fracturadas de aguas profundas y en el Terciario, turbiditas siliciclásticas.
- La Provincia de las Cordilleras Mexicanas, se caracteriza por la presencia de estructuras plegadas muy alargadas, cuyos ejes se orientan en dirección Norte-Sur. Su origen está relacionado con deslizamientos por gravedad de la cubierta sedimentaria. Estas estructuras corresponden a la extensión al Sur del cinturón plegado de las Cordilleras Mexicanas, mismas que se asocian a un despegue regional localizado en la secuencia arcillosa del Eoceno. En este sector los principales hidrocarburos que pueden estar presentes corresponden al gas y posiblemente aceites superligeros.
- En la provincia Salina del Golfo Profundo (Cuenca Salina del Istmo) la columna sedimentaria mesozoica y terciaria se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes canopies de sal e intrusiones salinas con raíz profunda que dan origen a la deformación y en algunos casos al rompimiento de las estructuras mesozoicas y terciarias, que influyeron activamente en la sedimentación, dando lugar a la formación de minicuenas por evacuación de sal donde los sedimentos de edad Plioceno quedan confinados, pudiendo llegar a formar trampas de tipo

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

estratigráfico. En este sector de la Cuenca Salina del Istmo existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de fallas. Con estas evidencias, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

En el extremo Sur-Oriental y Oriental del área se encuentra parte del frente tectónico compresivo que generó las principales estructuras productoras en la Sonda de Campeche (cinturón plegado Reforma-Akal), donde predominan las fallas inversas de bajo ángulo orientadas en dirección Noroeste-Sureste y cuya dirección de transporte es hacia el Noreste. Asimismo, la cubierta sedimentaria Terciaria en esta zona tiende a ser más delgada, estando las estructuras mesozoicas relativamente más someras, por lo que se espera aceite pesado principalmente.

La perforación de pozos en aguas profundas inició en 2004 en el proyecto Golfo de México B y posteriormente en el Golfo de México Sur, donde a la fecha se han perforado trece pozos exploratorios, resultando exitosos: el pozo Nab-1, productor de aceite extrapesado, y los pozos Noxal-1, Lakach-1 y Lalail-1, de gas no asociado, y el pozo Leek-1 productor de gas y condensado figura 4.8.

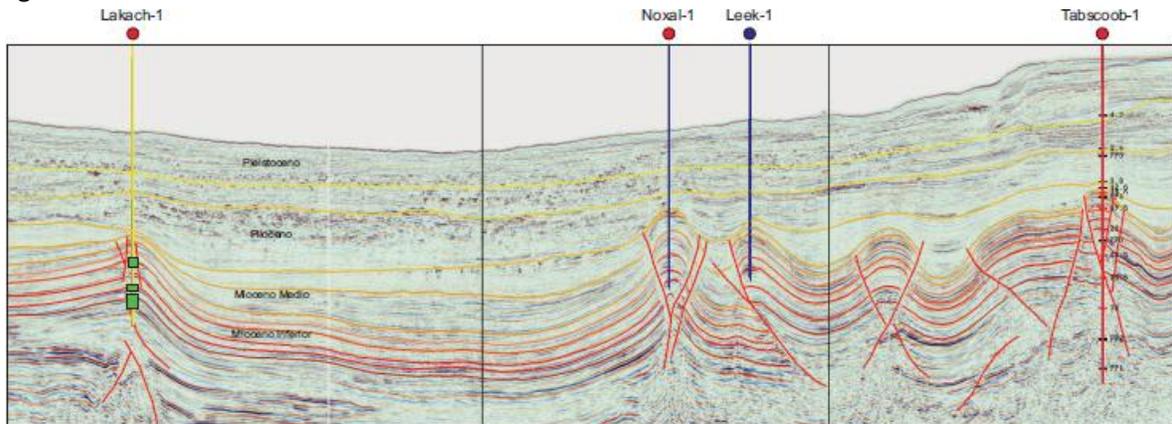


Figura 4.8 Sección sísmica representativa del área Lakach-Noxal en el Golfo de México [17]

Estos pozos en conjunto, incorporaron una reserva total de 566 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Los estudios de recursos prospectivos realizados en esta cuenca, indican que es la de mayor potencial petrolero, al estimarse un recurso prospectivo medio de 29,478 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa 58 por ciento del recurso total del país, el cual asciende a 50,526 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Del total del recurso prospectivo estimado en esta cuenca, se tienen documentados 9,557 millones de barriles de petróleo crudo equivalente registrados en 190 oportunidades exploratorias, lo que representa 32 por ciento del potencial; el 68 por ciento restante está en proceso de documentación.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Plataforma de Yucatán

Esta provincia, con una extensión aproximada de 130,000 kilómetros cuadrados, está constituida por sedimentos desarrollados en una plataforma calcárea, donde los estudios geológico-geofísicos y la información de subsuelo no han permitido establecer un sistema petrolero activo; sin embargo, se ha estimado un recurso prospectivo de 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se han documentado 271 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con 15 oportunidades exploratorias de aceite pesado.

AGRUPAMIENTO DE CUENCAS POR REGIÓN OPERATIVA

Se pueden distinguir cuatro regiones operativas en el territorio nacional, y dentro de cada una quedan contenidas las cuencas productoras como se describe a continuación:

- Región Marina Noreste; Abarca principalmente la Sonda de Campeche y una parte de Macuspana en región marina, plataforma continental y talud del Golfo de México.
- Región Marina Suroeste; Abarca la Cuenca de Litoral de Tabasco, y una parte de la Sonda de Campeche, y de una fracción muy pequeña de la de Macuspana en región marina.
- Región Norte; Abarca la Cuenca de Sabinas, Burgos, Veracruz y Tampico-Misantla
- Región Sur; Abarca las Cuencas del Sureste como son la porción terrestre de Salina del Istmo, Chiapas-Tabasco-Comalcalco, la porción terrestre de Macuspana, y la Plataforma de Yucatán.

Sin embargo, con lo expuesto en el apartado anterior, se puede apreciar que la división de estas regiones no necesariamente va acorde a la delimitación establecida por las cuencas identificadas en nuestro país, y por esta razón, mencionaremos las cuencas a las cuáles haremos referencia en cada región, ya que ello lleva consigo la implicación de incluir un cierto tipo de litología necesaria para argumentar las propuestas correspondientes a cada región en un apartado posterior.

Cabe mencionar que para los fines de esta tesis, la parte del Golfo de México Profundo, no será descrita tan a detalle, por el hecho de que en la actualidad, se encuentra en desarrollo, y sólo enfatizaremos en lo expuesto en el apartado anterior referente al tipo de aceite esperado en relación a la litología sobre la cual se produce con los pozos que se perforaron y resultaron efectivamente productores hasta 2010.

IDENTIFICACIÓN DE ACTIVOS QUE CONTIENEN ACEITE PESADO

A continuación, procederemos a retomar el concepto de reservas de aceite pesado por activo en cada región, para lograr delimitar con ello las cuencas que son productoras de aceite pesado, y se buscará especificar su litología predominante.

REGIÓN MARINA NORESTE

En la figura 4.9, se muestra la composición de reservas de los dos activos que componen la Región Marina Noreste y se puede apreciar la similitud de sus cifras, así que partiendo de ello, se puede decir que de acuerdo a su aporte en reservas, para el caso de aceite pesado, tienen la misma

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

importancia en el sentido de la posible incorporación de reservas por medio de la implementación de nueva tecnología en el mediano y largo plazo.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	10,989.5	134.1	0.0	4,481.8	57.8
Cantarell	5,032.3	83.5	0.0	2,322.4	57.8
Ku-Maloob-Zaap	5,957.2	50.6	0.0	2,159.4	0.0

Figura 4.9 Composición de las reservas 3P por activo en la Región Marina Noreste [4]

En la figura 4.10, se muestra el aporte del gas por activo en cada tipo de reserva para la Región Marina Noreste.

Reserva	Activo	Gas natural	Gas a entregar	Gas seco
		mmmpc	en planta mmmpc	mmmpc
Probada	Total	2,872.7	2,071.3	1,601.5
	Cantarell	1,409.0	1,033.2	800.6
	Ku-Maloob-Zaap	1,463.7	1,038.0	801.0
Probable	Total	795.5	556.4	429.6
	Cantarell	417.1	307.9	237.9
	Ku-Maloob-Zaap	378.3	248.4	191.7
Posible	Total	871.4	607.2	478.2
	Cantarell	554.0	414.9	329.8
	Ku-Maloob-Zaap	317.4	192.3	148.4

Figura 4.10 Distribución de Reservas de gas por activo para la Región Marina Noreste al 1 de Enero de 2010 [4]

REGIÓN MARINA SUROESTE

En la figura 4.11 se puede apreciar el aporte de aceite pesado contenido en las reservas 3P para los tres activos que componen la Región Marina Suroeste, y a su vez podemos concluir que sólo dos de ellos resultan ser atractivos para buscar incorporar los volúmenes reportados de aceite pesado al horizonte probado, y de acuerdo a las cifras, quedarían ordenados por su importancia Litoral de Tabasco, Abkatún-Pol-Chuc, Holok-Temoa, aunque es interesante observar que son más abundantes las producciones esperadas para aceite ligero y súperligero, que como se sabe elevan el precio de la mezcla mexicana.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpe	No asociado mmmpe
Total	740.0	1,778.0	1,033.5	3,262.6	8,964.3
Abkatún-Pol-Chuc	251.1	727.7	47.1	1,438.4	286.2
Holok-Temoa	0.0	0.0	0.0	0.0	2,542.8
Litoral de Tabasco	488.8	1,050.3	986.3	1,824.2	6,135.4

Figura 4.11 Composición de las reservas 3P por activo en la Región Marina Suroeste [4]

En la figura 4.12 se muestra el aporte de gas por activo para cada tipo de reserva para la Región Marina Suroeste.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpe	Gas a entregar en planta mmmpe	Gas seco mmmpe
Probada	Total	3,593.7	3,079.4	2,425.6
	Abkatún-Pol-Chuc	1,264.0	1,009.2	774.8
	Holok-Temoa	308.6	308.6	273.1
	Litoral de Tabasco	2,021.1	1,761.6	1,377.7
Probable	Total	2,961.7	2,662.0	2,195.9
	Abkatún-Pol-Chuc	352.4	273.6	208.9
	Holok-Temoa	606.7	606.7	536.9
	Litoral de Tabasco	2,002.6	1,781.8	1,450.2
Posible	Total	5,671.5	5,143.7	4,298.5
	Abkatún-Pol-Chuc	108.1	79.2	60.5
	Holok-Temoa	1,627.5	1,627.5	1,488.5
	Litoral de Tabasco	3,935.9	3,436.9	2,749.6

Figura 4.12 Distribución de Reservas de gas por activo para la Región Marina Suroeste al 1 de Enero de 2010 [4]

REGIÓN NORTE

En la figura 4.13, se muestra la distribución de aceite pesado en los cuatro activos que componen la Región Norte y aquí se puede apreciar la abundancia de una gran variedad de aceites para el Activo Aceite Terciario del Golfo, que resulta ser el más atractivo de acuerdo al volumen implicado de aceite pesado para los fines de esta tesis, aunque cabe mencionar que aún siendo así, es mucho mayor su aporte de aceites ligeros (es decir de ligero y superligero), para el caso de gas asociado también implica volumen muy grande, ya comparándolo con los otros tres activos; que en general tienen un aporte/potencial mucho menor.

Sin embargo la categorización que ocuparemos en lo posterior en el desarrollo de esta tesis será el siguiente:

- Aceite Terciario del Golfo
- Poza Rica-Altamira
- Veracruz
- Burgos, quedaría descartado dado que su producción es de gas únicamente

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	3,932.7	6,500.8	1,649.7	29,498.7	5,825.0
Aceite Terciario del Golfo	3,692.0	6,061.5	1,646.2	28,580.3	0.0
Burgos	0.0	0.0	0.0	14.9	4,246.0
Poza Rica-Altamira	222.2	439.3	3.5	806.3	595.4
Veracruz	18.5	0.0	0.0	97.2	983.6

Figura 4.13 Composición de las reservas 3P por activo en la Región Norte [4]

En la figura 4.14 se aprecia el aporte de gas para cada tipo de reserva por activo para la Región Norte.

Reserva	Activo	Gas natural mmmpc	Gas a entregar en planta mmmpc	Gas seco mmmpc
Probada	Total	3,866.8	3,530.1	3,357.0
	Aceite Terciario del Golfo	610.7	540.4	450.2
	Burgos	1,914.6	1,842.7	1,793.9
	Poza Rica-Altamira	440.5	249.6	218.7
	Veracruz	901.0	897.4	894.2
Probable	Total	15,232.9	13,484.6	11,407.0
	Aceite Terciario del Golfo	13,543.1	11,985.4	9,961.4
	Burgos	1,002.7	973.3	943.9
	Poza Rica-Altamira	630.2	469.2	446.0
	Veracruz	56.9	56.7	55.8
Posible	Total	16,223.9	14,296.1	12,036.2
	Aceite Terciario del Golfo	14,426.4	12,675.5	10,477.1
	Burgos	1,343.5	1,298.3	1,262.8
	Poza Rica-Altamira	331.1	200.7	182.7
	Veracruz	122.9	121.6	113.6

Figura 4.14 Distribución de Reservas de gas por activo para la Región Norte al 1 de Enero de 2010 [4]

REGIÓN SUR

En la figura 4.15, se muestra el aporte de aceite pesado en los cinco activos que comprenden la Región Sur, y de acuerdo al volumen implicado en las reservas 3P, quedan en orden descendente como sigue; Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Muspac, Macuspana.

Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
Total	335.8	2,350.3	1,053.0	6,803.6	2,342.3
Bellota-Jujo	29.4	882.4	251.3	2,205.0	143.0
Cinco Presidentes	19.2	319.0	20.7	431.2	51.1
Macuspana	0.0	15.6	75.7	19.4	1,134.2
Muspac	10.6	134.1	170.6	737.3	800.2
Samaria-Luna	276.6	999.2	534.8	3,410.6	213.8

Figura 4.15 Composición de las reservas 3P por activo para la Región Sur [4]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

En la figura 4.16 se muestra el gas aportado por activo para cada tipo de reserva en la Región Sur.

Reserva	Activo	Gas natural	Gas a entregar en planta	Gas seco
		mmmpc	mmmpc	mmmpc
Probada	Total	6,481.3	6,143.5	4,582.0
	Bellota-Jujo	1,996.8	1,797.2	1,315.1
	Cinco Presidentes	278.2	229.1	192.3
	Macuspana	567.9	553.6	467.1
	Muspac	918.7	883.6	646.7
	Samaria-Luna	2,719.7	2,680.0	1,960.8
Probable	Total	1,704.2	1,621.1	1,228.4
	Bellota-Jujo	293.3	261.0	191.0
	Cinco Presidentes	88.7	74.5	62.5
	Macuspana	390.8	386.3	312.0
	Muspac	326.5	303.1	226.8
	Samaria-Luna	604.8	596.1	436.1
Posible	Total	960.4	888.6	672.2
	Bellota-Jujo	57.8	54.7	42.0
	Cinco Presidentes	115.4	71.0	59.6
	Macuspana	194.9	192.4	146.3
	Muspac	292.2	272.0	205.9
	Samaria-Luna	299.9	298.4	218.3

Figura 4.16 Distribución de Reservas de gas por activo para la Región Sur al 1 de Enero de 2010 [4]

Teniendo lo expuesto anteriormente como principal referencia, podemos identificar en general dos regiones operativas muy interesantes; son la Región Marina Noreste y la Región Norte que son las que lideran en el posible aporte de aceite pesado, mediante la incorporación de nuevas tecnologías. Y las dos restantes que serían la Región Marina Suroeste y la Región Sur.

Es importante recordar que en el capítulo 1 de esta tesis, ya se había particularizado en los volúmenes de aceite pesado presente por región, pero aquí buscaremos hacer una correlación entre los activos y la litología presente en los yacimientos; de acuerdo con las cuencas involucradas, para lograr identificar en consecuencia, áreas de oportunidad para los métodos de recuperación mejorada descritos en el capítulo 2 y 3 de esta tesis.

Por lo anterior, ordenaremos la descripción de los activos en base a la jerarquización mencionada/establecida por volúmenes de aceite pesado implicados en sus regiones operativas respectivas.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

DESCRIPCIÓN DE ACTIVOS QUE CONTIENEN ACEITE PESADO

Retomando el agrupamiento de las cuencas expuesto anteriormente, y tomando la jerarquización de las regiones por volumen implicado de aceite pesado, el orden que seguiremos en las regiones será el siguiente:

1. Región Marina Noreste
2. Región Norte
3. Región Marina Suroeste
4. Región Sur

La descripción de los activos se realizará de acuerdo a la identificación de cuencas presentes con el fin de relacionar la litología involucrada con los volúmenes de aceite pesado.

REGIÓN MARINA NORESTE

Recordando los activos que la componen, son el Complejo Cantarell, y el Complejo Ku-Maloob-Zaap, que son parte de la Sonda de Campeche, ambos activos son productores de aceite pesado, y la mayor parte de los yacimientos están emplazados en brechas de edad Cretácico Superior a Paleoceno Inferior, y en calizas oolíticas del Jurásico Superior.

REGIÓN NORTE

Recordando los activos que la componen son el Activo Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; aunque en el apartado anterior se comentó que sólo se tomarían tres de ellos para fines de explotación de aceite pesado y quedarían de acuerdo al volumen implicado en cada uno de ellos como sigue:

- Aceite Terciario del Golfo
- Poza Rica-Altamira
- Veracruz

Aceite Terciario del Golfo

Este activo queda comprendido principalmente por el paleocanal de Chicontepec, compuesto de sedimentos siliciclásticos del Paleoceno y Eoceno en su mayoría; que es parte de la Cuenca Tampico-Misantla, al Occidente de la Faja de Oro, donde se tiene una gran acumulación de aceite pesado.

Los yacimientos en Chicontepec son de baja permeabilidad, generalmente compartimentalizados, con alto contenido de arcillas. Adicionalmente, al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales constriñen el paso del aceite hacia los pozos.

A partir de 2006, el nombre oficial que Pemex-PEP ha dado a los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos en Chicontepec es proyecto "*Aceite Terciario del Golfo*" (ATG). Este proyecto, uno de los que requerirían mayor inversión en la historia petrolera del país, tiene como intención desarrollar una estrategia integral de explotación de la región, ambiciosa respecto a la

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

perforación masiva de pozos, a fin de alcanzar de manera acelerada altos niveles de producción de aceite.

La zona geográfica en la que se localiza el Paleocanal y que en ese momento (hasta 2009) incluía 29 campos productores y cientos de yacimientos, fue subdividida administrativamente en ocho sectores; de éstos, sólo los sectores 3 (campos Coyotes, Horcones, Soledad Norte, Gallo, Soledad, Palo Blanco y Agua Nacida) y 7 (campos Agua Fría, Corralillo, Coapechaca y Tajín) se encontraban en desarrollo y sólo en Agua Fría se hicieron estudios iniciales para la implementación de un proyecto para el mantenimiento de la presión del yacimiento. El resto de los sectores se encontraban en una etapa en la que se requería realizar la caracterización de sus yacimientos. Dicha subdivisión de sectores se aprecia en la figura 4.17.

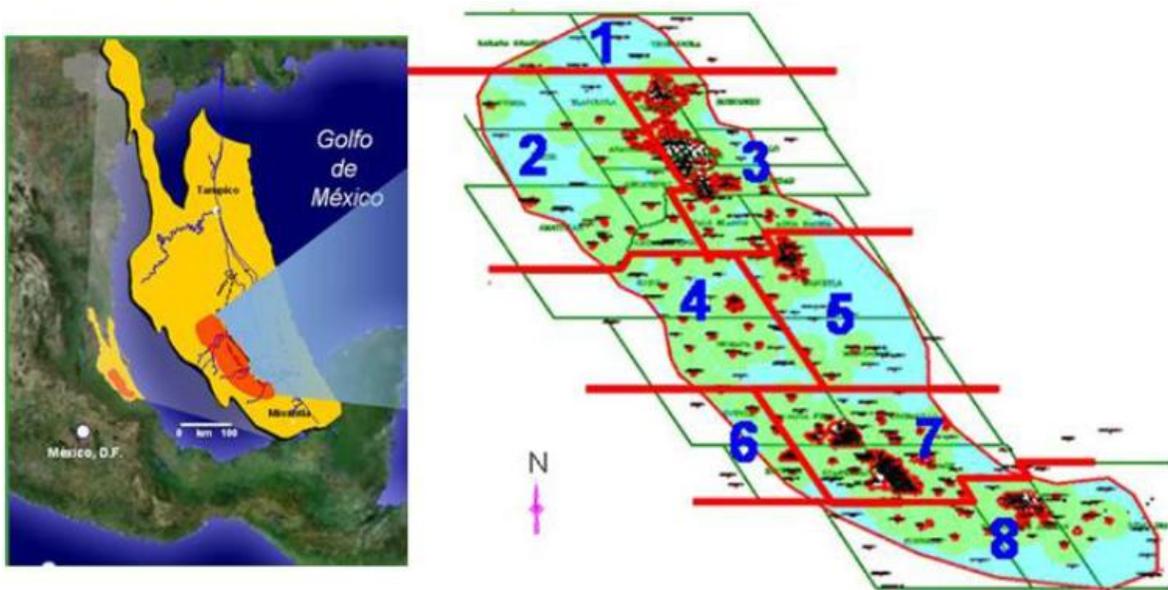


Figura 4.17 Subdivisión geográfica de ATG [29]

Los campos con un nivel de conocimientos relativamente alto son Agua Fría, Coapechaca, Tajín y Presidente Alemán en los sectores sur, y Soledad–Coyotes en la parte norte.

Considerando los estudios de sísmica 3D hasta el 2007 y el avance adicional alcanzado hasta la fecha en la que se concluyó esta evaluación técnica, el resultado es que el proyecto ATG cuenta con 2,852 km² de sísmica 3D, la cual es procesada de inmediato e interpretada en cuanto está disponible. Debe mencionarse sin embargo, que no toda el área de los dos nuevos estudios corresponde al proyecto ATG. La formación Chicontepec está subyacente por fosas rellenas de sedimentos generadores y almacenadores del Jurásico Inferior–Medio, así como por rocas del Jurásico Superior y Cretácico, también con esas características. Se espera que si bien la sísmica adquirida está enfocada al Terciario, también pueda permitir obtener información de otras formaciones geológicas con potencial de tener recursos de hidrocarburos que se encuentran por debajo a profundidades de orden de los 4,500 metros. [29]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

En el proceso de Identificación y evaluación de alternativas; incluye la ubicación de los principales canales, lóbulos, inter-lóbulos y lóbulos distales del paleocanal, así como la caracterización de sus distintos paquetes de arenas y alternancia de arcillas (niveles de permeabilidad); registro de contrastes espaciales en las propiedades petrofísicas, como porosidad y permeabilidad; delimitación de la geometría de las trampas estratigráficas y de la continuidad de las posibles arenas productoras. [29]

Poza Rica-Altamira

Este activo queda dentro de la Cuenca Tampico-Misantla, donde existe la provincia Ébano-Pánuco, productora de aceite pesado a partir de rocas calcáreas del Cretácico Tardío, también existen carbonatos oolíticos del Kimmeridgiano Tardío y de cretas del Cretácico Temprano, en los campos Tamaulipas-Constituciones, San Andrés y Arenque (Marino).

En la parte Sur de esta cuenca se encuentra la Faja de Oro que produce en rocas calcáreas arrecifales del Cretácico medio, que rodean al Atolón desarrollado sobre la Plataforma de Tuxpan. Y en la segunda franja que produce de rocas provenientes de la plataforma depositadas como flujos de escombros en el talud de los arrecifes. Y su principal acumulación es el Campo Poza Rica.

Veracruz

Se compone por las rocas pertenecientes a la Cuenca de Veracruz que se compone de una plataforma calcárea mesozoica debida a procesos relacionados con ciclos relativos del nivel del mar y/o pulsos tectónicos. Siendo específicos, se trata de la Plataforma de Córdoba; constituida por rocas calizas del Cretácico Medio-Tardío que producen de aceite medio a pesado y gas amargo húmedo.

Por otro lado, hay otra unidad bien definida que es la Cuenca Terciaria de Veracruz que se constituye de rocas siliciclásticas, de edad terciaria, se formó durante el Paleoceno-Oligoceno.

Su sedimentación proviene de elementos ígneos (Alto de Santa Ana), metamórficos (La Mixtequita, Sierra Juárez y Macizo de Chiapas) y carbonatados (Plataforma de Córdoba) y corresponde a una secuencia alternante de lutitas, areniscas y conglomerados (flujos de escombros, abanicos y canales) con amplia distribución. La Cuenca Terciaria de Veracruz es productora de aceite en menor proporción en campos sobre el margen Occidental como Perdiz y Mocarroca. Adicionalmente presenta un potencial considerable de acumulación de hidrocarburos en las áreas geológicamente análogas a las actualmente productoras.

Los campos Cocuite, Lizamba, Vistoso, Apertura, Madera, Arquimia y Papán son productores de gas seco.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

REGIÓN MARINA SUROESTE

Recordando los activos que comprenden la Región Marina Suroeste, de acuerdo a la categorización del volumen de reservas de aceite pesado implicado, quedan en orden descendente de aporte como sigue:

- Litoral de Tabasco
- Abkatún-Pol-Chuc
- Holok-Temoa; que produce gas no asociado

Litoral de Tabasco

Sus yacimientos son calizas fracturadas del Cretácico que producen principalmente aceite superligero, sin embargo también llevan un volumen de aceite pesado.

Abkatún-Pol-Chuc

Forma parte hacia al suroeste de la Sonda de Campeche un conjunto de yacimientos que producen aceite ligero, superligero y pesado en orden descendente de aporte.

Holok-Temoa

Forma parte ya del inicio de la Cuenca del Golfo de México Profundo, y uno de sus campos es Lakach que comprobó en aguas profundas, ser productor de gas.

REGIÓN SUR

Retomando las cuencas que componen la Región Sur están las provincias de:

- Salina del Istmo; que corresponde al Activo Cinco Presidentes
- Chiapas-Tabasco-Comalcalco; que queda dividido en los activos Bellota-Jujo, Samaria-Luna, Muspac.
- Macuspana; Activo/provincia/cuenca
- Plataforma de Yucatán

Chiapas-Tabasco-Comalcalco

Productora de aceite ligero y sus yacimientos corresponden a rocas calcáreas del Jurásico Superior y Cretácico.

A nivel de activos se tienen de acuerdo al volumen de aceite pesado implicado, al activo Samaria-Luna, Bellota-Jujo, y Muspac.

Para Samaria-Luna, podemos considerar con algún grado de certidumbre que constituye la posibilidad más sólida para las tecnologías abordadas en esta tesis debido a la variedad de hidrocarburos encontrados, y sobretodo, los volúmenes que pudieran hacer económicas algunas aplicaciones de los métodos para recuperar volúmenes adicionales de aceites.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Para Bellota-Jujo y Muspac, hay posibilidad de sugerir algunas de las técnicas de acuerdo a los aceites ligeros, pero eso quedará reservado para el siguiente apartado de propuestas para analizar con más detalle.

Salina del Istmo

Es una pila de sedimentos siliciclásticos intrusionados por sal que producen aceites ligeros principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de origen Jurásico.

A nivel de activo se tiene únicamente el de Cinco Presidentes; y para este activo debido a no producir aceite pesado, quedan posibilidades de implementación alternas para el caso de aceites que se explicarán a detalle en el apartado de propuestas por región.

Macuspana

Productora de gas no asociado en yacimientos de edad Terciaria constituidos por areniscas fluviodeltáicas y de plataforma, asociados a trampas estratigráficas y estructurales.

El activo es Macuspana y cabe mencionar que no se tiene con una posibilidad sólida para implementar nueva tecnología a razón de que no produce de entrada aceite pesado, y además, es productor de gas no asociado en mayor volumen, aunque hay ciertas consideraciones que se indicarán de acuerdo a las tecnologías expuestas y algunas de sus particularidades técnicas; pero quedarán más como una sugerencia, para las localizaciones donde se producen los aceites ligeros y superligeros, y se desarrollará con más detalle en el apartado de propuestas por región operativa.

Plataforma de Yucatán

Está constituida por sedimentos desarrollados en una plataforma calcárea, donde los estudios geológico-geofísicos y la información de subsuelo no han permitido establecer un sistema petrolero activo; sin embargo, se ha estimado un recurso prospectivo de 300 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, de los cuales se han documentado 271 millones de barriles de petróleo crudo equivalente con 15 oportunidades exploratorias de aceite pesado.

Al haber terminado con las regiones y sus correspondientes activos; se describirá a continuación, la provincia del Golfo de México Profundo, dada la situación que está en fase exploratoria en su mayoría, no se tienen activos bien definidos en esta zona, sin embargo, para los fines de esta tesis, utilizaremos la información que se reporta de acuerdo a la litología y fluido esperado, para buscar establecer una propuesta preliminar conforme a las características de los Métodos de Recuperación Mejorada descritos en los pasados capítulos que pudieran constituir una opción de explotación; cabe resaltar que para tal efecto, se tiene el siguiente apartado de este trabajo.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

PROVINCIA GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO

Retomando lo expuesto en el apartado anterior, se pueden identificar tres proyectos exploratorios, los cuáles son: Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido.

Tiene nueve provincias geológicas, no obstante, a razón de que se encuentran estas zonas en fase exploratoria se tiene descripción sólo de algunas de las provincias, se presentan como sigue:

Cinturón Plegado de Perdido

El Cinturón Plegado de Perdido; está situado echado debajo de la Franja de Sal Alóctona, queda identificado por el plegamiento y fallamiento generado por un emplazamiento de sal y deslizamiento gravitacional sobre la cima de la sal jurásica, que involucra la secuencia mesozoica. Sus estructuras parecen estar nucleadas por sal, siendo alargadas, muy grandes (de más de 40 kilómetros) y apretadas. Este cinturón subyace a tirantes de agua de entre 2,000 y 3,000 metros. Aquí se espera producir es principalmente aceite y las rocas almacenadoras serían, dentro de la columna mesozoica calizas fracturadas de aguas profundas y en el Terciario, turbiditas siliciclásticas.

Provincia de las Cordilleras Mexicanas

Se caracteriza por la presencia de estructuras plegadas muy alargadas, cuyos ejes se orientan en dirección Norte-Sur. Su origen está relacionado con deslizamientos por gravedad de la cubierta sedimentaria. Estas estructuras corresponden a la extensión al Sur del cinturón plegado de las Cordilleras Mexicanas, mismas que se asocian a un despegue regional localizado en la secuencia arcillosa del Eoceno. En este sector los principales hidrocarburos que pueden estar presentes corresponden al gas y posiblemente aceites superligeros.

Provincia Salina del Golfo Profundo (Cuenca Salina del Istmo)

La columna sedimentaria mesozoica y terciaria se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes canopies de sal e intrusiones salinas con raíz profunda que dan origen a la deformación y en algunos casos al rompimiento de las estructuras mesozoicas y terciarias, que influyeron activamente en la sedimentación, dando lugar a la formación de minicuenas por evacuación de sal donde los sedimentos de edad Plioceno quedan confinados, pudiendo llegar a formar trampas de tipo estratigráfico. En este sector de la Cuenca Salina del Istmo existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de fallas. Con estas evidencias, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

En el extremo Sur-Oriental y Oriental del área se encuentra parte del frente tectónico compresivo que generó las principales estructuras productoras en la Sonda de Campeche (cinturón plegado Reforma-Akal), donde predominan las fallas inversas de bajo ángulo orientadas en dirección Noroeste-Sureste y cuya dirección de transporte es hacia el Noreste. Asimismo, la cubierta sedimentaria Terciaria en esta zona tiende a ser más delgada, estando las estructuras mesozoicas relativamente más someras, por lo que se espera aceite pesado principalmente.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

La perforación de pozos en aguas profundas inició en 2004 en el proyecto Golfo de México B y posteriormente en el Golfo de México Sur, donde a la fecha se han perforado trece pozos exploratorios, resultando exitosos: el pozo Nab-1, productor de aceite extrapesado, y los pozos Noxal-1, Lakach-1 y Lalail-1, de gas no asociado, y el pozo Leek-1 productor de gas y condensado.

INNOVACIONES EN EXPLOTACIÓN DE ACEITE PESADO

Para iniciar, comentaremos acerca de las tecnologías no abordadas aún en el desarrollo de los pasados capítulos, y son los métodos eléctricos/microondas, que para los fines de esta tesis quedarán explicados en base a cuatro técnicas/métodos de calentamiento del hidrocarburo que logran prescindir del vapor para lograr reducir la viscosidad del hidrocarburo además de favorecer en algunos mecanismos de empuje a nivel de yacimiento, que facilitan el desplazamiento del aceite hacia el pozo productor; y sin más preámbulo, los enlistaremos como sigue:

- TAGD (Thermal Assisted Gravity Drainage); que se está probando en la Formación carbonatada Grosmont Proyecto Piloto Saleski
- ESEIEH (Enhanced Solvent Extraction Incorporating Electromagnetic Heating)
- PHARM (Passive Heat-Assisted Recovery Method)
- RF (Radio Frequency), promovida por Acceleware

Cabe mencionar que dichas tecnologías están siendo promovidas (al menos las tres primeras), por Laricina Ltd. [24,25,26]

TAGD

El método de TAGD se probó en una formación Leduc que es de origen arrecifal carbonatada, en la Propiedad Dover West; y ello es comparable a las formaciones encontradas en la Región Marina Noreste; consiste en perforar varios pozos que se calientan por medio de una resistencia eléctrica de un material similar a las estufas eléctricas, en la cima del yacimiento y un pozo productor al fondo, que es el que después de ser calentada la formación, recolecta la producción por drene gravitacional, el agua de la formación se evapora y contribuye a generar presiones adicionales que mantengan el aceite/bitumen fluyendo hacia el pozo productor durante más tiempo, todo ello sin necesidad de inyectar vapor a la formación y coincidentemente se está probando en rocas carbonatadas de origen marino; y pudiera sugerir una buena y sólida posibilidad para su implementación, además de reducir impacto ambiental, dimensiones de la infraestructura requerida, inversión inicial y costos operativos por lo que constituye una opción muy prometedora incluso para aplicaciones costa afuera, únicamente entraña el hecho de evaluar el monto de inversión inicial. [24,25,26]

ESEIEH

El proceso ESEIEH, se utiliza en arenas y con la aplicación de radio frecuencias (ondas de radio) que son finalmente ondas electromagnéticas por medio de una antena, que calientan el aceite de la formación, todo ello previo a inyectar solvente a la formación que enriquece el proceso de extracción, y se obtiene con ello un crudo de mejor calidad, se puede prescindir del vapor para el calentamiento de la mezcla de aceite, y con ello se da una compactación de las instalaciones

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

superficiales que quedan reducidas a un generador eléctrico, a una terminal, y a un par de pozos horizontales uno en la parte superior con una antena que es la que genera las ondas electromagnéticas y un productor en la parte inferior que recolecte la producción.

PHARM

El método PHARM está enfocado a captar aceite adicional por aprovechamiento del calor dado a una zona productora superior del yacimiento, recuperando el aceite/bitumen en la parte inferior, es decir, un yacimiento más profundo que interactúa por su proximidad, con el calor dado al yacimiento superior por ello es un proceso denominado “pasivo”.

RF

Se tiene la tecnología RF de calentamiento por radio frecuencias (ondas de radio) que generan un campo electromagnético, el cual propicia calentamiento alrededor del pozo donde se introduzca la antena emisora y para el caso de aceites pesados se comenta que se manejan frecuencias que van de 10 KHz- 100's MHz en un pozo vertical u horizontal, y en la mecánica del proceso, se calienta más el área en la vecindad del pozo, se seca la zona al vaporizar el agua de la formación, y ello ayuda a autoregular el proceso al reducir el riesgo de áreas sobrecalentadas en el yacimiento, ya que ello impide que se propague más lejos el campo electromagnético. Se puede simular el proceso para analizar el calentamiento y la forma de la zona calentada para lograr modelar y optimizar las actividades, y además se puede modificar la frecuencia de las ondas electromagnéticas sobre la marcha para lograr mejorar la respuesta del yacimiento, y se puede adaptar el sistema a cualquier litología conociendo las propiedades del yacimiento. Sin duda este método también parece prometedor en la aplicación costa afuera al reducir tanto inversiones, costos operativos, como dimensiones en las instalaciones, resulta ser práctico al operar y se puede modificar la respuesta del yacimiento al variar la frecuencia de las ondas. [22,23,24,25,26]

COMBUSTIÓN IN SITU V.S. THAI

De estas dos técnicas podemos comentar algo muy interesante, y tiene que ver con estudios de simulación [27] que se han llevado a cabo para evaluar el desempeño general de ambos procesos y debemos partir del hecho que técnicamente, THAI es un mejoramiento de la técnica de combustión in situ convencional, ya que ocupa el mismo principio de funcionamiento salvo que la modificación en la orientación del productor de vertical (en la combustión) , a horizontal (en THAI), impacta de manera muy positiva al aprovechar de mejor manera el calor generado para el desplazamiento y posterior recuperación de aceite.

En el estudio de simulación se analizan ambos procesos y los siguientes aspectos:

- Se propone un ciclo opcional de precalentamiento/mojado de un mes, mediante la inyección de vapor tanto por inyector como por productor para mejorar la movilidad del hidrocarburo, previo al proceso de combustión.
- Posterior a eso; se inicia el proceso de combustión, y se analiza el efecto de la inyección de aire de manera constante; y se observa que al aumentar el volumen, ello impacta directamente, incrementando la recuperación final, por efecto de la estimulación de

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

frente de combustión al mantener su temperatura, y favorecer el proceso de desplazamiento del aceite; y para ajustar el volumen óptimo se debe hacer un estudio de factibilidad de acuerdo a la economía del proyecto.

- Se comprueba que THAI es más estable en el frente de combustión y desplaza mayor cantidad de aceite sin que el aire se canalice hacia el productor prematuramente como sucede en la Combustión in situ convencional, lo que indica que la aplicación de THAI es más conveniente.
- Dentro de la estabilidad del frente de combustión, se comprueba que las heterogeneidades no tienen un gran impacto, puesto que no reducen la recuperación en más del 3%, y se ve que la eficiencia de barrido es muy buena, dejando zonas limpias de aceite; dichas heterogeneidades, sólo afectan de manera sensible en la forma del frente de combustión.
- Se comprueba que el depósito (en la roca del yacimiento) de coque que es el combustible del proceso, no afecta el flujo durante el proceso de combustión, más bien contribuye en el mejoramiento de la mezcla in situ, al removerle al aceite las fracciones más pesadas.
- Se recomienda no excederse en la inyección de aire, para no enfriar el frente de combustión ya que se observa que un gasto de inyección demasiado alto, contribuye de manera opuesta al propósito de mantener la temperatura del frente.
- Dentro de la geometría del arreglo de pozos para THAI, se hace una propuesta que involucra ocupar un pozo productor horizontal, perpendicular a dos pozos horizontales paralelos; se propone el cambio de geometría del pozo inyector a razón de que de esa manera se distribuye mejor el frente de combustión al alcanzar mayores temperaturas y una eficiencia de barrido mejorada, que se busca aprovechar mediante los dos pozos productores horizontales y perpendiculares.
- Adicionalmente, se observa que los efectos de la transferencia de calor son favorables al mantener calientes las tuberías de los pozos productores y sus alrededores; y este efecto puede ser modelado mediante el software Eclipse, en su opción avanzada de pozos multi-segmento, para detallar mejor el proceso de recuperación de aceite.

THAI/CAPRI

Es sólo una extensión catalítica del THAI en el sentido de que maneja un empacamiento de grava en el pozo productor que origina el mejoramiento de la mezcla in-situ, reduciendo su densidad. Y la propiedad intelectual de esta técnica la tiene la empresa Petrobank[28,30,31]

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

PROPUESTAS DE IMPLEMENTACIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA SOBRE LAS REGIONES OPERATIVAS DE PEMEX

De acuerdo a la delimitación de activos, acumulaciones de aceite pesado atractivas, y la litología descrita procederemos a continuación, con la definición de propuestas para cada región.

REGIÓN MARINA NORESTE

Recordando que en esta zona se tienen yacimientos de aceite pesado que quedan emplazados en brechas y calizas, podemos decir que son yacimientos naturalmente fracturados, en su mayoría, y de acuerdo a lo expuesto en gran parte de los métodos térmicos, principalmente en los que se basan en inyección de vapor, tenemos la situación potencial de pérdida de fluidos que no favorecen necesariamente a la formación y confinamiento de una cámara de vapor, por lo que se debería evaluar cuidadosamente la satisfacción de esta condición mediante estudios de simulación, para promover la implementación en un entorno técnico más informado acerca del comportamiento de la formación en función de los mecanismos requeridos para su adecuada aplicación, además recordar el parámetro de SOR, que debe ser evaluado para comprobar la economía del proyecto.

Aunque dentro de lo expuesto de SAGD, podemos retomar el aspecto de que tuvo en algunos contextos propiedades autosellantes por las temperaturas de operación a nivel de yacimiento, y ello pudiera ocurrir en este caso de carbonatos, partiendo del hecho de que se probó esta propiedad en rocas conformadas por arenas y lutitas carbonatadas; sin embargo, no se tiene una certeza de que este fenómeno se dé realmente a nivel de yacimiento por efecto del sistema matriz-fractura que queda usualmente definido por un modelo de doble porosidad para carbonatos, que sugiere que el fluido inyectado migraría a otras zonas; pero en el caso de que las fracturas no sean muy amplias, ello puede favorecer el drene gravitacional, al funcionar como los llamados agujeros de gusano.

En el caso de VAPEX, podemos decir que dado que no emplea altas temperaturas como en el caso de SAGD, queda restringida su aplicación a que el yacimiento donde se aplique no esté ampliamente fracturado, y dadas las bajas presiones con las que trabaja (a diferencia del SAGD), posiblemente pudiera englobar la posibilidad de lograr aligerar y movilizar el aceite por el uso de solventes ligeros, además de que por los gradientes bajos de presión no involucra en gran medida el riesgo de que haya una pérdida de fluidos significativa, así como el hecho de que si la presión de operación está cercana a la presión de vapor de la mezcla, esto puede generar un mejoramiento de la mezcla in-situ al producir la separación de la fracción de asfáltenos, mejorando el flujo y la calidad de la mezcla y evitando problemas de flujo a nivel de instalaciones; pero todo quedaría a reserva de que se busque probar en algún pozo para comprobar el mecanismo.

Para el caso de CSS, al usarse el mismo pozo inyector como productor, ello podría sugerir el hecho de que el aceite se movilice después de ser calentado por efecto de la inyección de vapor en el periodo de mojado, y el sistema de fracturas pudiera fungir como medio de transferencia de masa, sin embargo, no se le ve mucho atractivo, porque este mecanismo a menudo produce fracturas en la vecindad del pozo, al menos en el caso de arenas, y en el caso de hacerlo para carbonatos,

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

pudiera ser contraproducente cuando la saturación de fluidos se reduzca en la vecindad del pozo, para lograr acarrear la producción hacia el pozo productor, hecho que se puede contrarrestar mediante un sistema artificial de producción.

Uno de los métodos que no depende del confinamiento de una cámara de vapor o algo parecido es el de inyección continua o bien Steamflooding, que reduce su buen funcionamiento a satisfacer la condición de que el banco de aceite generado se dirija en su mayoría al pozo productor; aunque por otro lado, requiere una inversión moderadamente grande y una infraestructura considerable, y costos operativos constantes (por la necesidad de generación de vapor ininterrumpidamente), lo que obliga a que el funcionamiento de la misma sea efectivo, y ello sólo puede ser comprobado mediante la aplicación y además de que no exista un sistema muy amplio de fracturas que contribuya en pérdidas de energía por canalización del fluido a otras zonas, ya que esto impacta en los volúmenes de inyección necesarios para mantener la producción, perfilándolo como un proceso poco rentable de entrada al menos en instalaciones costa afuera por la disponibilidad del fluido de inyección y su costo de generación (ya como vapor), sin tomar en cuenta la infraestructura requerida en las instalaciones superficiales para el manejo de fluidos.

Y en cuanto a los métodos basados en combustión, se puede retomar lo comentado de cambiar la geometría de los pozos inyectores a horizontales para favorecer el proceso del desarrollo del frente de combustión, y un aspecto que se debe tomar en cuenta es que dado que en carbonatos el volumen de roca es mayor (porque la porosidad de la matriz es menor) que en el caso de arenas, se requiere evaluar la eficiencia energética del proceso; no obstante, dadas las altas temperaturas desarrolladas por efecto de la combustión del hidrocarburo, se mitiga el efecto adverso que se puede presentar por ciertas deficiencias de la propagación de calor presentado usualmente en los procesos con vapor que obliga a aumentar los volúmenes de inyección; y esto beneficiaría en la movilización del aceite hacia el pozo productor y la caída de presión en conjunción con la gravedad favorecerían la producción del aceite porque el frente generado iría directamente al pozo productor.

Aunque cabe mencionar que se debe modelar en la simulación previa a la implementación; la composición del hidrocarburo en el proceso, para poder estimar qué tan benéfico resulta el quemar una porción del hidrocarburo para alcanzar la reducción de la densidad, ya que en bitúmenes la fracción más pesada es la que se usa de combustible para alimentar el proceso.

Dentro de los métodos con polímeros el que se recomienda es el de ASP (Alcalino Surfactante y Polímero), tomando en cuenta que en la mezcla del fluido de inyección predomine el volumen de solución alcalina ya que ello reduce la tensión interfacial y promueve que haya una mayor imbibición capilar para desplazar el fluido no mojante que sería de preferencia el aceite, facilitando con ello su flujo a través de las gargantas de poro, y desde el punto de vista económico, este método sería el más recomendado, ya que no requiere de gran infraestructura previa, y conlleva una inversión mínima.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

En cuanto a métodos de inyección de gas, se recomienda el de CO₂, al presentar la menor presión de miscibilidad, pero su aplicación queda supeditada a la disponibilidad del gas y al precio, ya que ello define costos y por ende, la factibilidad; aunque podemos recordar que en la Región Marina Noreste ya se está aplicando un proceso de mantenimiento de presión, por medio de N₂, así que el atractivo técnico-económico de este método se reduce.

Y las técnicas expuestas en el apartado de innovaciones para aceites pesados, las basadas en métodos eléctricos/microondas son las que resultan para los fines de esta tesis, ser las más atractivas y con mayor probabilidad de factibilidad, dado que reducirían dramáticamente las instalaciones superficiales requeridas, sobretodo tomando en cuenta de que en esta Región, su implementación sería costa afuera, y esto impacta directamente en espacio disponible y en inversiones iniciales, así como costos operativos.

Por todo lo anterior, y además recordando que su finalidad es calentar el hidrocarburo mediante campos electromagnéticos, ello beneficia en el sentido de que sólo se afecta el hidrocarburo al ser sometidos al efecto del campo, y únicamente variando la frecuencia de las ondas, se puede regular el proceso de calentamiento y se incide directamente en los mecanismos de desplazamiento del hidrocarburo que al vaporizar el agua de la formación genera un mecanismo de empuje adicional para el aceite y promueve que se siga moviendo el aceite hacia los pozos productores.

En general, el TAGD es atractivo porque mediante la resistencia eléctrica utilizada en los pozos alcanza temperaturas más altas y hace que el calor le llegue con mayor facilidad al aceite y tiene como particularidad que se está probando en ambientes sedimentarios de origen marino y son básicamente carbonatos, lo que coincide con la Región Marina Noreste, dando con este hecho una sólida posibilidad de éxito en sí mismo, dejando como único parámetro a evaluar el arreglo de los pozos que se deba proponer para promover el drene gravitacional favorable al pozo productor; además de que en aplicaciones costa afuera, por ser más compacto que los métodos basados en vapor sugiere únicamente la necesidad de generar la electricidad para su correcto funcionamiento así como del aislamiento térmico de la resistencia, aunque eso ya queda cubierto dentro de la inversión para la infraestructura.

Para el caso de ESEIEH, se necesita tomar en cuenta el hecho de que requiere la inyección de solventes, perforación de un par de pozos horizontales y la antena que emita radio frecuencias, un generador de energía eléctrica, una terminal; pero en realidad constituye una inversión mínima y es similar a la tecnología de RF salvo la necesidad adicional del solvente que contribuye al proceso de extracción, pero le da la flexibilidad al proceso de poder generar el calentamiento necesario a la mezcla de hidrocarburos y más que nada de prescindir de la inyección de vapor al aprovechar el agua de la formación que se calentará por efecto del campo electromagnético generado y el hecho de que use el campo como fuente de calentamiento, asegura que no se sobrecaliente más allá de la vecindad del pozo, y ello comprueba que el proceso se puede regular según la respuesta del yacimiento al variar la frecuencia de las ondas y esto es muy necesario al poder incidir en el yacimiento de una manera inmediata sin necesidad de intervenciones mayores por lo que en definitiva, resulta ser muy atractivo este tipo de procesos (ESEIEH y RF), al quedar únicamente

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

como parámetro a evaluar el costo de inversión inicial, y el costo operativo por efecto del generación de energía eléctrica y mantenimiento de la unidad generadora del campo magnético.

Y cabe señalar que para estas tecnologías se recurre al drene gravitacional y su mecanismo de funcionamiento puede adaptarse a espesores grandes y pequeños de roca, así como de litología, ya que la propagación del campo magnético depende de la intensidad del mismo (que incide en el consumo de energía eléctrica directamente) y de la frecuencia únicamente.

Y el método PHARM, podría constituir una buena opción complementaria para aprovechar el calor generado por las técnicas (ya sea RF, ESEIEH o TAGD), dado el caso de que el calor generado sea suficiente para poner un pozo inferior cercano a la zona de interés o bien para recuperar volúmenes adicionales de aceite movilizado/drenado.

REGIÓN NORTE

Para esta región, retomando lo que se comentó en el apartado anterior, se puede recordar el ordenamiento de los activos, y es el que se seguirá para efectos de explicar las tecnologías convenientes según la litología en cuestión.

No obstante, es oportuno mencionar el hecho de que las principales acumulaciones de aceite pesado se encuentran en el activo Aceite Terciario del Golfo, y además son sedimentos siliciclásticos de origen continental; y se enfatiza en este hecho dado que constituye un escenario propicio para la mayoría de los métodos basados en vapor, por lo que hay una mayor probabilidad de éxito de las técnicas expuestas en el desarrollo de esta tesis.

El orden de activos que se tomará es el siguiente:

- Aceite Terciario del Golfo
- Poza Rica-Altamira
- Veracruz

Aceite Terciario del Golfo

Teniendo la situación de que los yacimientos ubicados en el Canal de Chicontepec son de baja permeabilidad, encontrados en compartimentos, con alto contenido en arcillas; y la problemática presentada al tener gran liberación de gas disuelto que restringe el flujo hacia los pozos, hace que exista la necesidad de evaluar métodos que no se han probado en el pasado para buscar contrarrestar o menguar este efecto adverso en la producción.

Una vez abordado este contexto, explicaremos algunas técnicas basadas en vapor y los mecanismos que requieren para tener éxito.

La inyección continua o Steamflooding no tiene con esta situación presentada un contexto favorable para su aplicación, ya que depende de la permeabilidad en la formación para mover un banco de aceite del pozo inyector al pozo productor; por lo que no constituye una opción sólida de

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

implementación, salvo en el caso de que el calentamiento del aceite genere deformación de arenas y/o fracturamiento con el flujo de vapor generado como sucede en el caso de SAGD, explicado en el desarrollo de esta tesis.

De los contextos necesarios para CSS (Inyección Cíclica de Vapor) como se estimula la formación de manera local, esto puede favorecer en el desempeño de esta técnica a nivel local, y por las fases involucradas en el proceso implica el generar fracturas a nivel local y ello mejora directamente la permeabilidad en la vecindad del pozo y esto incide en el mejoramiento del flujo de fluidos hacia el pozo.

Aunque es importante señalar que a pesar de que aparentemente sugiere una buena opción, el hecho que la restringe es; que dada la situación de que en Chicontepec se encuentran formaciones lenticulares o bien en compartimentos sólo se asegura probablemente estimular una zona por ocasión, además de involucrar la inversión inicial por infraestructura; disponibilidad y generación de calor para el fluido de inyección, por lo que si se sigue esta técnica es preciso hacer una evaluación técnico-económica para establecer su rentabilidad y bien pudiera ser con el parámetro de SOR, expuesto anteriormente.

Por otro lado, un contexto más favorable dado lo anterior, se puede presentar para SAGD, y por la geometría requerida para sus pozos, pudiera estimular el drene de varios compartimentos del yacimiento en formaciones lenticulares simultáneamente (lo que aumenta el área de flujo, y eso es incluso deseable en este proceso), y de presentarse fracturamiento en la formación al inyectar el vapor a alta presión, esto pudiera generar agujeros de gusano, o bien fracturas verticales que promoverían favorablemente el drene de fluidos al pozo productor; y el cumplimiento de esta condición se reservaría únicamente al hecho de que el par de pozos horizontales involucrados en el proceso no estuvieran muy alejados entre sí.

De funcionar de esta manera, incluso se le podría adicionar al vapor inyectado un solvente como en VAPEX, por lo que realmente la propuesta sería una conjunción SAGD-VAPEX para favorecer la extracción del aceite de los poros de la roca y probablemente favorecer el mejoramiento de la mezcla in situ.

En otra propuesta, de no darse el fracturamiento deseado en la roca, existiría la posibilidad de aplicar SAGD de manera cíclica, y si el volumen de hidrocarburos no se mueve de sus compartimentos, por efecto de la baja permeabilidad horizontal y vertical; podría implementarse un ciclo de mojado como en CSS, y posteriormente, se podría abrir el pozo inyector y producir mediante un sistema artificial de producción.

Dentro de los métodos de combustión abordados en esta tesis, el éxito de las técnicas expuestas tanto para THAI, como para combustión in situ convencional, quedan supeditadas al hecho de que exista continuidad lateral dentro de la formación productora, para así formar con ello un frente de combustión si no uniforme, regular en el sentido de que tenga manera de avanzar hacia el pozo productor horizontal. Un aspecto atractivo de las técnicas de combustión son las altas temperaturas alcanzadas que sugieren el mejoramiento de la mezcla in situ, y el hecho que de

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

acuerdo a ciertos estudios de simulación, se ha probado que no influyen en gran medida las heterogeneidades del yacimiento, dado que el aceite busca los espacios por medio de los cuáles pueda avanzar de manera consistente hacia los pozos productores, aunque esto tendría implícita la interrogante de si el frente de combustión sería suficientemente estable en el horizonte del tiempo para mantener la rentabilidad del proceso, y lo que se recomienda es cambiar la geometría del pozo inyector de vertical a horizontal para tener un mayor control en el frente de combustión; y es por todo lo anterior que se recomienda con sus debidas reservas, ya que su implementación depende enteramente de la correcta caracterización de la formación productora.

Los métodos de inyección de gas y de alcalino-surfactante-polímeros (ASP) quedan muy limitados en aplicabilidad, dada la situación que se manejan bajas permeabilidades y no habiendo un agente, como la energía térmica que pudiera asistir en cambiar algunas propiedades de la roca (permeabilidad), queda solamente el parámetro de presión de inyección que pudiera diseñarse para fracturar la roca y mejorar la permeabilidad, tomando en cuenta el contenido de arcillas que pudiera estar presente en la formación (en lo que se busca no hidratarlas para el caso de ASP); y uno de los aspectos que limita su aplicación es que se estimula sólo una parte de la formación y los gastos de producción por lo aislado de las acumulaciones, sugieren producir con gastos muy bajos aunque si se tiene una correcta evaluación económica, se pueden balancear los efectos en la economía del proyecto para hacerlos rentables; aunque queda muy a reserva de que se logre un mejoramiento en la permeabilidad, ya que de no encontrarse esta condición, no se puede asegurar éxito.

Los métodos que pudieran ser más adaptables a múltiples condiciones serían los que se denominan eléctricos/microondas, en las tecnologías TAGD, ESEIEH, RF y PHARM dado que logran prescindir de la necesidad de vapor para calentar el hidrocarburo y dado que también evaporan el agua de la formación y con ello, generan un mecanismo de empuje adicional en la mezcla de hidrocarburos, así como posiblemente, promover la formación de fracturas por la expansión de los fluidos, y ello pudiera favorecer en el drene gravitacional al contribuir en la formación de fracturas verticales, o bien agujeros de gusano que logren llevar la producción al pozo productor.

Su principal contribución sería la de abatir costos ya que su funcionamiento es análogo al del SAGD en el caso de TAGD, y al del VAPEX para el caso de ESEIEH, sólo se dan dos métodos alternos de calentamiento del hidrocarburo que abatirían costos, pero en el caso de ATG, su aplicabilidad depende estrechamente de la correcta caracterización del yacimiento para poder esperar éxito al aplicarlo en zonas que verdaderamente resultaran propicias para su implementación por la situación de la baja permeabilidad en la que estas técnicas no inciden de manera esencial, al haber sido originalmente propuestas para rocas con buena permeabilidad como son arenas, o bien carbonatos con un sistema de fracturas considerable, ya que sólo promueven el drene gravitacional del aceite pesado, hacia el pozo productor, pero necesitan de la existencia de fracturas verticales para cumplir su función.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

POZA RICA-ALTAMIRA

En este activo, podemos recordar que produce aceite pesado en rocas calcáreas del Cretácico Tardío y carbonatos oolíticos en los campos Tamaulipas-Constituciones, San Andrés y Arenque.

En la Faja de Oro se produce en rocas calcáreas arrecifales, y en una franja produce de rocas provenientes de la plataforma depositadas como flujos de escombros en el talud de los arrecifes y su acumulación principal es el Campo Poza Rica.

Al tener presencia de carbonatos en la mayoría de las acumulaciones mencionadas, y en general ambientes marinos o ambientes de transición, podemos ver que su permeabilidad es mayor comparativamente a lo que se encuentra en ATG, por lo que se potencializan las posibilidades para las innovaciones principalmente ya que se concibieron los métodos para poder llegar a producir en carbonatos, por los problemas potenciales en el confinamiento de la cámara necesaria para los procesos basados en vapor, que en general implican mayores inversiones en infraestructura para la generación del vapor, en algunos casos de manera constante como lo es en Steamflooding, o bien de manera cíclica como lo es para CSS, o en forma moderada como es para SAGD/VAPEX, pero que en resumen, necesitan evaluar la economía del proyecto a razón del fluido de inyección.

De manera resumida, retomando lo comentado para la Región Marina Noreste al tratarse de carbonatos, se puede recordar que la aplicación de los procesos con vapor está reservada a lo siguiente:

Para el caso de Steamflooding, de que el vapor inyectado efectivamente genere el banco de aceite móvil, y que el mismo llegue al pozo productor para que el proceso sea exitoso.

Para el caso de CSS, dependerá de que el periodo de mojado tenga éxito al mantenerse el aceite en la vecindad del pozo, para después producir por medio de un sistema artificial.

Para el caso de SAGD, depende en gran medida de que haya confinamiento en la cámara de vapor, es decir, se necesita que el sistema de fracturas no sea muy amplio, para que la matriz carbonatada funja como sello en la parte superior de la cámara generada, y cumpliéndose esta condición, el drene gravitacional se dé efectivamente como mecanismo de producción.

Para el caso de VAPEX, se esperan menores pérdidas de fluido por efecto de que ocupa gradientes de presión bajos, así como el hecho de que promueve una separación de los asfáltenos del aceite, si la presión del fluido inyectado está cerca de la presión de vapor de la mezcla de hidrocarburos, y si en realidad no se presentan pérdidas de fluido pudiera aligerar la mezcla para llevarla al pozo productor.

Aunque pudiera considerarse una mezcla SAGD-VAPEX en el caso de que haya confinamiento por parte de la matriz carbonatada para mejorar el mecanismo de extracción del aceite, dando mayores volúmenes de aceite en el pozo productor.

Para el caso de métodos basados en combustión su aplicación depende de que el frente de combustión generado efectivamente canalice/dirija la producción al pozo productor situado en la

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

base del yacimiento, y todo esto depende de que el aire resulte efectivo al ser inyectado en la formación y que éste no se desvíe por efecto de las fracturas en la formación carbonatada para que no se enfríe el frente de combustión por falta de oxígeno. Y se puede tomar la sugerencia de acuerdo a estudios de simulación, donde se propone cambiar la geometría del pozo inyector de vertical a horizontal para tener un mayor control en el frente de combustión.

Aunque este proceso ya se puede modelar previo a su implementación, lo que establece una ventaja al poder modelar antes de aplicarlo, por lo que tiene buenas posibilidades de refinamiento en su proceso.

Abordando el caso de las innovaciones por métodos eléctricos/microondas se procedería de manera análoga a lo comentado en la Región Marina Noreste ya que al tratarse de carbonatos, el objetivo de las tecnologías TAGD, ESEIEH, RF es separar el aceite de la matriz de roca, y promover el drene gravitacional en el pozo productor horizontal, y dados los mecanismos de calentamiento por resistencias para TAGD y Radio Frecuencias para ESEIEH y RF; únicamente quedaría evaluar en cuál opción existe mayor posibilidad de producir un mayor volumen así como la inversión implicada en su implementación, para tener una estimación del margen de ganancia potencial.

La tecnología de PHARM queda aplicable a reserva de que se busque recuperar un volumen adicional en una zona cercana al primer drene gravitacional cuando el calor generado se pueda aprovechar en un pozo inferior para movilizar volúmenes adicionales en producción.

Los métodos de ASP quedan aplicables teniendo en cuenta que se busque alterar la tensión interfacial, y mejorar el barrido, mediante una imbibición capilar que mueva el fluido no mojante a través de las gargantas de poro, y es de hecho el método que menor inversión requiere, y se recomienda que predomine el álcali en su composición para abatir costos y el funcionamiento de la mezcla es aceptable según estudios de laboratorio que sustentan el criterio expuesto para yacimientos naturalmente fracturados abordado anteriormente en este trabajo.

VERACRUZ

En este activo se toman dos plataformas una calcárea mesozoica y la primera es la Plataforma de Córdoba y produce aceite que va de medio a pesado

La segunda es la Cuenca de Veracruz compuesta por rocas siliciclásticas, donde se dan secuencias alternantes de lutitas, areniscas y conglomerados (flujos de escombros, abanicos y canales) con amplia distribución, y esta cuenca es productora de aceite en menor proporción en campos como Perdiz y Mocarroca. Tiene acumulaciones que presentan un potencial considerable de acumulación de hidrocarburos en las áreas geológicamente análogas a las actualmente productoras.

Teniendo las dos variedades principales en litología se puede concluir con lo comentado para los anteriores activos que, para las rocas siliciclásticas existen las siguientes opciones:

- SAGD/VAPEX

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

- CSS
- THAI
- TAGD, RF, ESEIEH, PHARM

Se enlistan únicamente ya que se puede concluir con la descripción de la secuencia sedimentaria, que se pueden encontrar fácilmente zonas atractivas para la implementación de técnicas con vapor con una buena probabilidad de que exista confinamiento de la cámara de vapor, y por ende, se aprecia que si se busca abatir inversiones y costos operativos, se puede proceder con los métodos eléctricos/microondas con un margen considerable de éxito ya que se asemeja a las litologías donde se ha probado éxito en el extranjero.

Para el caso de THAI al haber areniscas impregnadas de aceite constituye una muy buena opción para implementarla tomando en cuenta el arreglo de pozos sugerido en el apartado de innovaciones para maximizar el aprovechamiento del frente de combustión, y con ello la recuperación.

Para el caso de carbonatos, en este activo se pueden enlistar las siguientes opciones:

- SAGD/VAPEX
- THAI
- TAGD, RF, ESEIEH, PHARM
- CSS
- STEAMFLOODING
- ASP como un método alternativo y de inversión mínima con las mismas recomendaciones que para Poza Rica-Altamira.

Dada la situación de que son carbonatos, se pueden retomar las recomendaciones de la Región Marina Noreste y las del apartado de Poza-Rica Altamira, donde se debe asegurar el confinamiento de la cámara de vapor en la cima del yacimiento para SAGD/VAPEX, y teniendo esta condición cumplida, el panorama se ve favorable para el drenaje gravitacional.

En CSS sólo se espera tener éxito en el proceso de mojado y que la saturación de aceite se mantenga en la vecindad del pozo para producir posteriormente mediante un sistema artificial.

Para Steamflooding, se busca que se tenga éxito en la canalización del banco de aceite hacia el pozo productor, aunque esta es la técnica que demandaría mayor cantidad de vapor para desplazar el aceite, y esto lo hace económicamente, poco atractivo.

Para el caso de THAI se puede recordar lo recomendado para Poza Rica-Altamira en buscar que el frente de combustión no se enfríe y además que el aire no se desvíe en las fracturas que pudieran existir en carbonatos, y teniendo esto cubierto, constituye una buena opción manejando buena geometría entre los pozos como la sugerida en el apartado de innovaciones para aprovechar el frente de combustión generado.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

REGIÓN MARINA SUROESTE

Para el desarrollo de esta región, se tomarán únicamente dos activos de los tres que la conforman por el hecho de que uno de ellos es productor de gas hasta el momento.

Los activos que tomaremos son los siguientes:

- Litoral de Tabasco
- Abkatún Pol Chuc

Aunque podemos recordar que esta región produce mayormente aceites ligeros y superligeros; pero como también en algunas zonas producen aceite pesado, resulta necesario incluirlas para los fines de esta tesis.

Litoral de Tabasco

Al ser calizas fracturadas las que conforman su litología, se puede recomendar de manera análoga a la Región Marina Noreste, y en el Activo Poza-Rica Altamira al tratarse de carbonatos.

Abkatún Pol Chuc

Se produce en rocas calizas de la Sonda de Campeche, por lo que lo comentado en Litoral de Tabasco también aplica para este activo.

Las técnicas que son ampliamente recomendadas para ambos activos son las basadas en métodos eléctricos/microondas dado que la aplicación es costa afuera, se están probando en el extranjero en carbonatos, y dichas técnicas buscan prescindir del vapor para calentar el aceite, y esto impacta en el espacio disponible para infraestructura y en costos operativos.

Sin embargo, SAGD/VAPEX, THAI, CSS y Steamflooding pudieran ser aplicables bajo ciertas condiciones explicadas en la Región Marina Noreste, y el Activo Poza Rica-Altamira.

REGIÓN SUR

Recordando lo expuesto en el apartado anterior podemos recordar las cuencas que componen la Región Sur, y los correspondientes activos que las subdividen que son:

- Cinco Presidentes (Cuenca Salina del Istmo)
- Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Muspac (Cuenca Chiapas-Tabasco-Comalcalco)
- Macuspana (Cuenca Macuspana)
- Plataforma de Yucatán

Cabe señalar que en estas regiones abunda el aceite ligero y ciertas acumulaciones de gas de acuerdo a las reservas reportadas, por lo que el aceite pesado no es el principal atractivo en sus proyectos de inversión, sin embargo cabe resaltar que en dos cuencas, hay acumulaciones de ciertos volúmenes de aceite pesado que contribuirían de manera positiva en la restitución de

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

reservas, de efectivamente ser recuperables los volúmenes encontrados en ellas, y tales cuencas son la de Chiapas-Tabasco-Comalcalco y Plataforma de Yucatán.

De la primera cuenca mencionada, los activos que son atractivos resultan ser Samaria-Luna, Bellota-Jujo y Muspac que producen sus hidrocarburos en rocas calcáreas, lo que sugiere retomar el orden de técnicas propuesto para los carbonatos abordados en las Regiones Marinas así como en el Activo Poza Rica-Altamira, principalmente para el activo Samaria-Luna que es el que concentra mayores acumulaciones de aceite pesado.

Recordando algunos aspectos mencionados, los métodos que sugieren tener éxito son los eléctricos/microondas ya que están siendo probados en carbonatos y por sus mecanismos de producción implicados, que son vaporización del agua de la formación y calentamiento del hidrocarburo prescindiendo del vapor, que abatirían costos sumándoles atractivo a métodos alternos de producir el aceite pesado, para que no implicaran una inversión mayor, a pesar de que un aspecto favorable son sus localizaciones productoras en tierra.

Esto último hace que otras técnicas basadas en vapor tengan oportunidad de aplicación con mayor grado de facilidad, dejando únicamente la cuestión de evaluar en conjunto con la economía de los proyectos en el caso de comprobar su factibilidad a nivel técnico.

Para el caso de las acumulaciones de aceite ligero como lo es el caso de los activos Bellota-Jujo y Muspac y Macuspana; existe en la teoría de Steamflooding la posibilidad de implementar este tipo de método para desplazar el aceite ligero hacia los productores, siendo el vapor un medio de añadirle energía al aceite, y una forma de mejorar el barrido mejorando la eficiencia de flujo.

Incluso dentro del desarrollo de esta tesis, se menciona la posibilidad de que en caso de implementar la inyección de vapor, se puede alternar con agua para mejorar la eficiencia de barrido en el yacimiento mediante el método WASP para evitar la irrupción de vapor hacia el pozo productor. Todo esto sería aplicable en el caso de que la saturación del aceite disminuya y ya no fluya dicho aceite ligero con tanta facilidad, y se busquen producir volúmenes adicionales; y este hecho a su vez conservaría la energía del yacimiento en fases maduras en los proyectos que impliquen aceite ligero.

Y en cuanto a lo que se refiere a la Plataforma de Yucatán; se sabe que tiene acumulaciones de aceite pesado, sin embargo, no se ha encontrado un sistema petrolero activo, pero al tener oportunidades de producción de aceite pesado, pudiera englobar un entorno donde se pudieran probar las técnicas enfocadas a explotación de aceite pesado, partiendo del hecho de que con los mecanismos descritos a largo de la propuesta dada en este apartado, se pudieran alimentar alternativas de acuerdo a la litología en cuestión, cuando se recabe más información que sugiera que los volúmenes pudieran ser recuperables en las diversas acumulaciones.

Todo lo anterior se comenta porque las tecnologías de explotación abordadas hicieron posible la producción de bitúmenes en el extranjero, y tratándose de aceite pesado, podrían incorporar

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

dichos volúmenes como reserva probada en el mediano y largo plazo si se le da una oportunidad a estas zonas aún no explotadas con la tecnología actual enfocada en aceites convencionales.

PROVINCIA DEL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO

A pesar de que en estas zonas se requiere todavía mayor exploración en aguas profundas, en lo poco que se ha desarrollado hasta 2010, se han tenido descubrimientos en ciertas provincias geológicas en los proyectos Golfo de México B y en Golfo de México Sur.

Y lo que alienta su mención en base a los propósitos de esta tesis, es que hubo descubrimientos de aceite pesado como en el caso del pozo Nab-1 de aceite extrapesado; los pozos Noxal-1, Lakach-1 y Lalail-1, de gas no asociado; y el pozo Leek-1 productor de gas y condensado.

Todos estos hechos sugieren que en otras zonas exista aceite pesado en mayores proporciones y esto obligaría a tener mayor investigación en cuanto a los métodos existentes enfocados en producción de aceite pesado para las localizaciones en aguas profundas, y un primer paso sería refinar los procedimientos que tuvieran éxito en aplicaciones costa afuera de tecnologías de explotación de aceite pesado, para adaptarlos a las necesidades específicas del Golfo Profundo.

Y las provincias que hasta 2010 prometen la recuperación de hidrocarburos son:

Cinturón Plegado de Perdido

Se espera producir principalmente aceite y las rocas almacenadoras serían, dentro de la columna mesozoica calizas fracturadas de aguas profundas y en el Terciario, turbiditas siliciclásticas.

Provincia de las Cordilleras Mexicanas

En este sector los principales hidrocarburos que pueden estar presentes corresponden al gas y posiblemente aceites superligeros.

Provincia Salina del Golfo Profundo (Cuenca Salina del Istmo)

En este sector de la Cuenca Salina del Istmo existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de fallas. Con estas evidencias, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

La primera provincia mencionada sería una buena oportunidad para los métodos eléctricos/microondas, por ser candidatos para carbonatos además de que la inversión y los procesos para su mantenimiento son mínimos por la simplicidad de su infraestructura. Todo quedaría a reserva de que haya una buena caracterización del yacimiento en la zona para efectos del posicionamiento de los pozos destinados a promover la producción.

El contexto que coincidiría al momento con la provincia del Cinturón Plegado de Perdido sería el de las Regiones Marinas y del Activo Poza Rica-Altamira, al tratarse en todos ellos de carbonatos.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

De acuerdo a lo desarrollado en las propuestas para cada región, podemos apreciar el hecho de que se fue simplificando el entendimiento de los fenómenos involucrados para las tecnologías, en función de la litología en cuestión para cada región y/o activo.

Por este hecho, englobaremos las ventajas y desventajas de acuerdo a lo presentado para cada región, ya que si bien no todas las técnicas son aplicables, cada una representa una gama de posibilidades; aunque para los fines de este apartado comentaremos de acuerdo a la localización de las acumulaciones de hidrocarburos, ya que ello impacta directamente en las inversiones requeridas, por ello es crucial determinar los costos y demás factores involucrados en una toma de decisiones.

Sin más preámbulo, se hará una descripción cualitativa por región operativa, y si fuera el caso de algún activo o bien incluso, campo en especial.

REGIÓN MARINA NORESTE

Fundamentalmente, se puede concluir que para esta región, uno de los factores primordiales que debe ser tomado en cuenta, es la localización de las áreas de interés que son costa afuera; y esto de entrada sugiere una inversión mayor dados los costos para instalar la tecnología en las respectivas localizaciones.

Además de lo anterior, se debe considerar el espacio disponible en las localizaciones, de posible infraestructura para métodos de explotación de aceite pesado; donde podemos establecer que:

Los métodos basados en vapor son los que requieren mayor espacio disponible para las instalaciones que generan el vapor, y las de manejo de fluidos producidos; y posiblemente un sistema artificial de producción, hecho que motiva a evaluar tanto factores como son la inversión inicial, costos operativos, además de SOR, para establecer el consumo/rendimiento de energía y con todo esto, si alguno de los métodos resulta ser rentable.

Pero un factor que es importante y queda implícito es el de disponibilidad de los fluidos inyectados, ya que esto implica un costo de transporte y generación de vapor que pudiera ser crítico en el establecimiento de la rentabilidad de alguno de los procesos.

Los métodos que menor infraestructura especial requieren, son los de combustión y los eléctricos/microondas.

Posiblemente dichos métodos serían los que pudieran tener más susceptibilidad de aplicación debido a las menores inversiones, y que de acuerdo a la litología, que son carbonatos, pudieran sugerir que no haya pérdidas de energía en los procesos.

Los métodos de combustión por las altas temperaturas.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Los eléctricos/microondas por el principio de funcionamiento de las tecnologías descritas y que se están probando efectivamente en carbonatos, a diferencia de los basados en vapor que se han probado exitosamente en arenas principalmente.

Las técnicas de vapor, de ser aplicables por lo mencionado en la propuesta, tienen aspectos interesantes como las propiedades autosellantes de procesos como el SAGD, o bien como VAPEX que al trabajar a presiones bajas, puede asistir en el mejoramiento de la mezcla in situ, y además sugiere menores pérdidas de fluido a la formación y estos hechos pudieran ser investigados en el caso de carbonatos mediante pozos piloto en la Región Marina, y de ser exitosos ampliarían la gama de posibilidades en la región.

Los métodos basados en vapor necesitan en algunos casos un espesor específico para su correcto funcionamiento, y este factor resulta ser determinante en la detección de sectores propicios para aplicar la técnica en cuestión que, por lo general, se trata de SAGD o VAPEX.

Basándose en probabilidad de éxito, las inversiones y costos operativos implicados, las tecnologías que se adaptarían mejor son las de métodos eléctricos/microondas, o en su defecto las de combustión.

La ventaja de ambos métodos es que pueden simularse de manera más sencilla, debido a que ya hay software especializado en las debidas áreas, y esto puede asistir en la optimización de los métodos, previo a la aplicación en campo.

Para el caso específico de CSS, se pudiera aplicar en el caso de que el proceso de mojado tenga éxito, y con ello se aseguraría la recuperación del volumen de aceite concentrado a nivel de yacimiento.

Para el caso de métodos eléctricos/microondas se tienen técnicas como RF y ESEIEH que presentan flexibilidad para yacimientos delgados por su infraestructura, y la adaptación a litologías y/o espesores queda condicionada únicamente a variar la frecuencia del campo electromagnético para incidir adecuadamente en el aceite de la formación.

Para los métodos basados en inyección de gas, se aprecia que para esta Región no presentan gran atractivo por efecto de que ya se han implementado métodos de Recuperación Secundaria con anterioridad por medio de inyección de N₂.

REGIÓN NORTE

Para esta Región existe mayor restricción para la aplicación de técnicas basadas en vapor por efecto de las bajas permeabilidades (para el caso de ATG), y enfocando el razonamiento de acuerdo a lo expuesto, las técnicas que tienen mayores beneficios pudieran ser:

- SAGD: Por efecto de haber sido aplicado en arenas, en ambientes sedimentarios continentales y lograr incidir en el calentamiento del aceite, promoviendo el drene

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

gravitacional, que engloba la capacidad de estimular de manera selectiva las formaciones lenticulares dentro de un mismo espesor, y cabe mencionar que puede transmitirse el calor del vapor a otras cámaras de vapor contiguas, contribuyendo en una mayor estimulación de flujo a los volúmenes de aceite.

- VAPEX: Por la característica de lograr ser aplicado en espesores más delgados que en SAGD, dadas las bajas presiones y temperaturas en las que aplica, añade flexibilidad a las opciones, contribuyendo en incluir espesores más delgados con la característica de que si la presión de inyección se acerca a la presión de vapor de la mezcla propicia un mejoramiento de la mezcla in situ. Se puede incluso combinar con SAGD para mejorar la respuesta del yacimiento.
- CSS: Permite estimular una acumulación de la formación, y a su vez por las altas presiones con las que se inyecta el vapor, propicia de forma alterna fracturamiento en la vecindad del pozo, generando canales preferenciales de flujo que son benéficos para fines de producción al mejorar la permeabilidad de la formación.
- Steamflooding: Presenta una dificultad sustancial de ser aplicada en el sentido de que debe ser aplicada en zonas donde exista una buena permeabilidad, hecho que no se tiene en abundancia en el Activo Aceite Terciario del Golfo, que al menos en esa localización, queda restringido su uso, dado que no tendría efecto el mecanismo de desplazamiento de un banco de aceite del pozo inyector, al pozo productor; aunque en carbonatos se podría probar la formación de dicho banco y si se lograra desplazar exitosamente, se comprobaría su funcionamiento con la producción de crudos pesados, aunque otra de sus características, es que se puede emplear en proyectos maduros para desplazar aceites ligeros.

En cuanto a los métodos de Combustión, en apariencia tienen una buena probabilidad de aplicación, dependiendo de la continuidad horizontal del yacimiento en cuestión, dado que presentan la característica según estudios de simulación, que no son tan sensibles a las heterogeneidades del yacimiento, y la geometría del pozo inyector pudiera ser modificada de vertical a horizontal, para evitar problemas potenciales en la permeabilidad vertical para el caso de ATG por ejemplo, y con ello sólo depender en esencia de la permeabilidad horizontal para efectos de desplazamiento del hidrocarburo.

En el caso de las demás acumulaciones de aceite en los activos Poza Rica-Altamira, y Veracruz, pudieran ser aplicables los métodos de combustión en el caso de que se mantenga la estabilidad y temperatura del frente de combustión, en el caso de carbonatos, y ello impactaría en altas recuperaciones si se comporta de igual manera que en arenas.

Los métodos eléctricos/microondas constituyen una opción sólida de implementación para rocas carbonatadas por su flexibilidad en diversos espesores, litologías y con la atractiva característica para RF y ESEIEH de lograr modificar el calentamiento de la formación mediante la variación de frecuencias. Por lo anterior son aplicables en los dos tipos de litologías que fundamentalmente constituyen la región; además que en lo que a costos se refiere, sugieren ser mucho menores que en las técnicas basadas con vapor.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Una de las ventajas alternas de los métodos de combustión y de los eléctricos/microondas es que se pueden simular previamente a su implementación, y esto contribuye en la capacidad de hacer un análisis de sensibilidad a nivel de proyectos, que benefician en la evaluación económica global.

Un hecho que alimenta la flexibilidad de opciones de implementación es que todas las localizaciones de esta región se hallan en tierra, lo cual da más opciones a nivel operativo.

REGIÓN MARINA SUROESTE

Por la similitud de la geología de los yacimientos con la Región Marina Noreste se aprecia que los criterios y ventajas implicadas son parecidos, dejando todo a reserva de lo que se presente de manera específica para las diversas técnicas.

Un hecho que limita la aplicación de los métodos de explotación de aceite pesado, es que predominan los aceites ligeros y superligeros en esta región, por lo que no serían atractivos proyectos que involucren gran inversión.

De acuerdo a esto, y a los aspectos expuestos para la Región Marina Noreste, se coincide en la necesidad de evaluar los métodos eléctricos/microondas como principal opción de aplicación, tomando en cuenta los mecanismos benéficos al prescindir del vapor como fuente de calentamiento del aceite, y que a su vez utilizan el agua de la formación como otro mecanismo de empuje al vaporizarla.

REGIÓN SUR

Para esta región, con lo comentado anteriormente retomaremos el activo con mayor acumulación de aceite pesado que es Samaria-Luna, seguido de Bellota-Jujo y Muspac. Es preciso señalar que esta región en general tiene rocas calcáreas, así que en el enfoque puede seguirse como lo descrito para la Región Marina Suroeste y la Región Marina Noreste, de acuerdo a la litología.

Aunque cabe mencionar que una ventaja para la evaluación de implementación la constituye el hecho de que todas las instalaciones en esta región son en tierra y ello facilita el transporte e instalación de infraestructura.

Sin embargo para esta región, al ser productora mayormente en aceites ligeros y superligeros, existe la ventaja para aceites ligeros, en el caso de proyectos maduros el implementar Steamflooding para buscar barrer con el aceite que no se haya movido de los poros de la roca, y este proceso puede ser seguido de WASP para mejorar la eficiencia de barrido, y evitar la irrupción de vapor en el pozo productor.

En general, la propuesta más sólida es la de métodos eléctricos/microondas por su bajo costo comparativamente con los métodos basados en vapor.

RECOMENDACIONES GENERALES

De acuerdo a las técnicas expuestas a lo largo de esta tesis, podemos constatar el hecho de que involucran múltiples beneficios de acuerdo del contexto en el que se empleen; es por ello que el factor que resulta ser determinante en el desarrollo de propuestas factibles de implementar, es la correcta caracterización de los yacimientos, y el entrapamiento del hidrocarburo, así como los espesores de formación, litología predominante, y permeabilidad.

Se observó en las propuestas que las técnicas basadas en vapor tienen mayor certidumbre de éxito para el caso de arenas o al menos, en sedimentos de origen continental, y esto prevalece a razón de que han sido probadas mayormente en ese tipo de litologías, por la ocurrencia en los diversos países donde se desarrollaron, y eso da la posibilidad de tener un entorno más informado acerca de las técnicas previo a la aplicación, y además se tiene una pauta de aplicación de acuerdo a la experiencia, que nos deja la visión de poder alimentar y refinar nuevos criterios de acuerdo a la inventiva del ingeniero, para la litología específica de las regiones operativas donde se buscaría probar.

Para el caso de carbonatos, se recomienda evaluar la permeabilidad en las diversas localizaciones si lo que se busca es la implementación de métodos basados en vapor, para poder decidir la más conveniente de acuerdo a esto, ya que si es muy grande se puede sugerir CSS para sólo afectar al hidrocarburo por ciclos de mojado; pero si es menor se pudiera buscar evaluar la posibilidad de SAGD o VAPEX; y en caso de no tener certeza, recurrir a los métodos eléctricos/microondas que serían los más adecuados.

Para el caso de métodos de combustión se debe evaluar si el frente de combustión sería estable en carbonatos y además verificar la condición que no se enfríe para mantener el proceso.

En arenas se sabe que los métodos de combustión son consistentes.

El análisis técnico-económico de los métodos de explotación deberá obedecer a la disponibilidad de los fluidos requeridos, así como los medios para su generación, que quedan englobados en el parámetro de SOR.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

CONCLUSIONES

Se puede concluir que de acuerdo a las regiones operativas descritas, sus reservas totales, así como la litología presente en las mismas, las que resultan tener un contexto más propicio para la evaluación de susceptibilidad de aplicación de los métodos de explotación para aceites pesados son la Región Marina Noreste por sus reservas remanentes totales y la Región Norte por lo variado de su geología.

Los métodos basados en vapor resultaron ser atractivos para la Región Norte fundamentalmente, dado el hecho de que la variada geología encontrada en sus diversos activos, presenta una ventana de oportunidad para evaluar el desempeño de dichas técnicas como SAGD/VAPEX que pueden constituir un método innovador para el caso de formaciones lenticulares en un espesor de yacimiento, además de que ofrece el beneficio potencial de explotar tales acumulaciones mediante un proceso de estimulación selectiva, y con pozos de largo alcance se puede aumentar el área de flujo, lo que resulta benéfico para obtener gastos de aceite que hagan rentables los proyectos implementados de esta tecnología con mayor facilidad.

Otra técnica que se podría evaluar o bien combinar con SAGD para la Región Norte es CSS, en el caso de que existan acumulaciones de aceite que no contribuyan en el drenaje gravitacional de la cámara generada, y este hecho obligaría a producir de manera cíclica al utilizar un sistema artificial en el pozo que era originalmente inyector de vapor para SAGD, como un medio para recuperar el aceite confinado en el yacimiento por efecto de las bajas permeabilidades verticales.

Se puede de hecho implementar CSS por sí sola en la Región Norte para estimular una acumulación atractiva en arenas o bien arenas carbonatadas, y lo que se buscaría con el fin de que el proceso fuera rentable, es que hubiera continuidad horizontal en el yacimiento para que se promoviera el movimiento del aceite en cada ciclo de producción hacia el pozo productor después del periodo de mojado.

Un hecho que cabe mencionar es que dentro de los métodos no térmicos existe el proceso de producción de aceites pesados en frío CHOPS de sus siglas en inglés, que no presenta un rango de aplicabilidad al estar probado únicamente en arenas y al constituir en esencia un medio de producir aceites con producción primaria, ya que se asemeja a lo aplicado en las zonas del sureste del país, que producen mayormente aceites convencionales, a partir de rocas calcáreas. En el caso de la Región Norte en apariencia se notaba aplicable, sin embargo, al examinar la complejidad geológica de Campos como Chicontepec, este hecho limitó dramáticamente la elaboración sólida de una propuesta de implementación, aunque no se restringe el hecho de que habiendo zonas donde se presenten arenas pudiera ser aplicable en algún campo de la Región Norte como Arenque.

Las otras dos regiones al involucrar menores volúmenes de aceite pesado no se ven tan atractivas, salvo en el caso de que se incorporen tecnologías que requieran una inversión de moderada a baja, como lo son para el caso de métodos eléctricos/microondas.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

Los métodos eléctricos/microondas constituyen una buena opción para lograr explotar efectivamente volúmenes de aceite pesado en carbonatos ya sea en localizaciones marinas, o bien terrestres.

De acuerdo a las reservas remanentes totales, se maneja que la Región Marina Noreste tiene mayores volúmenes de hidrocarburos, que la Región Norte; pero en realidad, se tienen mayores volúmenes originales en el Proyecto ATG, y esto sugiere tener una mayor gama de posibilidades si se continúa con la investigación, en los métodos de explotación, y para fines de entendimiento de este último aspecto, se pueden distinguir los distintos campos del país (en la figura 4.18), y sus respectivos volúmenes originales; que en definitiva confirman que las técnicas de aceite pesado jugarán un papel muy importante en lo que a restitución de reservas se refiere en un futuro no muy lejano.

Volumen original y producción acumulada en los principales yacimientos en México

Campo	Volumen Original		Producción Acumulada	
	Crudo (mmb)	Gas (mmmpc)	Crudo (mmb)	Gas (mmmpc)
Proyecto ATG	136,784	54,222	160	270
Akal	30,556	14,725	12,187	5,442
Ku	4,474	2,295	1,999	1,062
Abkatún	5,446	3,885	2,210	1,809
Samaria	5,096	4,114	1,553	1,925
Maloob	6,912	2,416	336	111
Jujo-Tecominoacán	3,796	4,290	1,102	1,222
Poza Rica	4,810	4,879	1,405	1,902
Zaap	4,678	1,814	274	149
Chuc	2,160	2,099	843	944
Pol	2,253	2,445	936	875
Caan	1,564	2,493	834	1,511
Iride	1,909	2,252	465	691
Cunduacán	2,802	3,397	558	807
Nohoch	2,054	941	611	272
Pánuco	3,649	10,614	367	1,065
Cacalilao	3,216	9,746	337	975
Cactus	2,069	4,604	327	628

¹ Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2009.

Fuente: Pemex

Figura 4.18 Volumen Original y producción acumulada en los principales yacimientos en México [29]

Se puede apreciar que el Campo Chicontepec del Proyecto ATG de la Región Norte, cuadruplica el volumen original del Campo Akal de la Región Marina Noreste, que es el principal productor de aceite pesado de nuestro país con la tecnología empleada actualmente, entonces podemos concluir que de lograr implementar los avances tecnológicos presentados en este trabajo para el caso de ATG por sí solo, ello constituiría un éxito magnífico desde el punto de vista de reservas; aunque fuera una fracción de ese volumen original; y la expectativa de producción es grande, si se observa la producción acumulada hasta 2009 como lo reporta la tabla de la figura 4.18.

Por último, se debe enfatizar que en base a la implementación de las técnicas, se puede tener un proceso de retroalimentación, que promueva la construcción de escalas o criterios sobre los cuáles

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

los métodos tienen éxito, análogos a los presentados en este trabajo, pero de acuerdo a la geología de los yacimientos en territorio nacional, y esto asistiría en la simulación de yacimientos que busca optimizar los procesos involucrados en la explotación de manera previa a la implementación, lo que incidiría en un refinamiento de los métodos; que se apreciaría con mayores volúmenes de aceite pesado recuperado.

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

NOMENCLATURA

SAGD= Steam Assisted Gravity Drainage =Drene Gravitacional Asistido por Vapor

VAPEx= VAPour EXtraction process= Proceso por Extracción de Vapor

CSS= Cyclic Steam Stimulation= Inyección Cíclica de Vapor

STEAMFLOODING= Inyección Continua de Vapor

SOR= Steam Oil Ratio= Relación Vapor Aceite

TAGD= Thermal Assisted Gravity Drainage

ESEIEH= Enhanced Solvent Extraction Incorporating Electromagnetic Heating= Extracción Mejorada con Solvente Incorporando Calentamiento Electromagnético

RF= Radio Frequency= Radio Frecuencia

PHARM=Passive Heat-Assisted Recovery Method= Método Pasivo de Recuperación Asistido por Calor

ASP= Alkaline Surfactant Polymer=Alcalino Surfactante Polímero

CO₂=Dióxido de Carbono

CH₄= Metano

N₂=Nitrógeno

Gases hidrocarburos= Metano, Etano, Propano, Butano

mD= Mili Darcy

D= Darcy

K= Permeabilidad

Ø= Porosidad

μ= Viscosidad

THAI= Toe to Heel Air Injection= Inyección de Aire desde la Punta al Talón

ISC=In Situ Combustion= CIS= Combustión in-situ

CHOPS= Cold Heavy Oil Production= Producción en Frío de Aceite Pesado

SFI= Slurry Fracture Injection= Inyección de Lechada en la Fractura

PPT= Pressure Pulse flow enhancement Technology= Tecnología de mejoramiento de flujo por Pulsos de Presión

K_v/K_h=Relación permeabilidad vertical/horizontal

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

WASP= Water-Alternating-Steam Process= Proceso Alternado Agua-Vapor

cP= centi Poise

EOR= Enhanced Oil Recovery= Recuperación Mejorada de Aceite

kg/cm³ =Densidad expresada en unidades del SI

lb/lb-roca o bien lb-roca/ft³= Expresión de contenido de combustible que es la fracción no deseable del hidrocarburo para procesos de combustión in situ.

lbm polímero/acre-ft= Cantidad de polímero por volumen de yacimiento

mPa·s= Mili pascales por segundo (equivalente a 1 cP como medida de viscosidad)

bbbl/acre-ft= Medida de Volumen de Yacimiento

°API= Grados API; Densidad de aceite en unidades de campo

bbbl= barril

bbbl/d= Barriles por día

Can/bbbl= Dólares canadienses por día

COSH= Combustion Override Split-production Horizontal Well= Pozo productor Horizontal Dividido con Anulación/Convergencia del frente de Combustión

°F= Grados Fahrenheit

WAG= Water Alternating Gas

Sor =Saturación de Aceite Residual

KHz= Kilo Hertz

MHz= Mega Hertz

MMP= Minimal Miscibility Pressure= Presión Mínima de Miscibilidad

m= meter(s)= metro(s)

MPa= Mega Pascales

SARA= Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfáltenos

Hot Waterflooding= Inyección de agua caliente

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

1. ***SPE 37144 "Screening of Reservoirs For Exploitation by Application of Steam Assisted Gravity Drainage/Vapex Processes"***; A.K. Singhal, SPE, S.K. Das, SPE, S.M. Leggitt, SPE, M.K Kasraie, SPE, and Y. Ito, Petroleum Recovery Institute, 1996 , Society of Petroleum Engineers, Inc.
2. ***"Heavy Oil Resources of the United States"***; Mark Pawlewicz, U.S. Geological Survey, Denver, Colorado
3. ***"Reservas 2010-Capítulo 2"***
4. ***"Reservas 2010-Capítulo 6"***
5. ***"Reservas 2010- Capítulo 4"***
6. ***"Emerging technology for economic Heavy Oil Development"***; Maurice Dusseault PhD, PEng, Porous Media Research Institute; University of Waterloo, Waterloo, Ontario, Canada
7. <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/eordrawings/BW/bwsf.PDF>
8. <http://www.oilsandsdevelopers.ca/index.php/oil-sands-technologies/in-situ/the-process-2/cyclic-steam-stimulation-css/>
9. http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/eordrawings/BW/bwyclic_stm.PDF
10. http://www.energy.gov.ab.ca/OilSands/pdfs/RPT_Chops_app2.pdf
11. http://www.oilproduction.net/cms/images/stories/oilproduction/SAGD_schlumberger.jpg
12. ***SPE 50941 "Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen"***; S.K. Das, SPE, Petroleum Recovery Institute, SPE Journal, 1998 p.p. 2-5
13. <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/11/combustion-in-situ.html>
14. <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/11/thai-process-oil-sands.html>
15. ***SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 79020 "Comparison of CSS and SAGD Performance in the Clearwater Formation at Cold Lake"***; George R. Scott/Imperial Oil Resources, 2002, SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference., p.p. 1-6.
16. ***"Upgrading of crude oil via in situ combustion"***, L.M. Castanier, W.E. Brigham, Stanford University, Stanford CA 94305-2220, USA, 2002; Journal of Petroleum Science and Engineering 39(2003) 125-136; p.p. 1-11
17. ***"Reservas 2010-Capítulo 3"***
18. ***SPE 50410 "Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects"***; Ashok K. Singhal, SPE, Petroleum Recovery Institute, Yoshiaki Ito, Ito Consulting Ltd., and Manhaz Kasraie, SPE, Kuwait Oil Co., 1998, Society of Petroleum Engineers, p.p. 1-3
19. ***"EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects"***, J.J. Taber, SPE, F.D. Martin, SPE, and R.S. Seright, SPE, New Mexico Petroleum Recovery Research Center, 1997, p.p. 1-10
20. ***"Evaluation of EOR methods for heavy-oil recovery in naturally fractured reservoirs"***, Tayfun Babadagli, Department of Petroleum and Mining Resources Engineering, Sultan Qaboos University , PO Box 33, Al-Khod, Muscat 123, Oman, 7 June 2002, Journal of Petroleum Science and Engineering 37(2003) 25-37, p.p. 1-11
21. ***SPE 50645 "Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences"***, Manrique E., Calderón G., SPE, Mayo L. And Stirpe M.T., SPE, PDVSA INTEVEP, 1998, Society of Petroleum Engineers Inc.
22. ***SPE 62550 " Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs"***, Akshay Sahni and Mridul Kumar, Chevron Petroleum Technology Company, Richard B. Knapp, Lawrence Livermore National Laboratory, 2000, Society of Petroleum Engineers Inc.
23. ***SPE 69709 "Promising Progress in Field Application of Reservoir Electrical Heating Methods"***, R. Sierra, SPE, Uentech International Corp; B. Tripathy, SPE, Computer Modeling Group; J.E. Bridges, JEB. Research; S.M. Farouq Ali, SPE, Pearl Laboratories Canada Limited, 2001, Society of Petroleum Engineers Inc.
24. <http://www.laricinaenergy.com/news/68/150/SAGD-Continues-To-Work-Well-In-Bitumen-Carbonate-Pilot-At-Saleski-Laricina.html>

Métodos y Tecnologías para la Explotación de Aceite Pesado

25. <http://navigator.oilsandsreview.com/project/102/> Leduc Dover West Carbonates Athabasca Oil Corporation
26. <http://www.naturalresource.ca/blog/?p=916>
27. ***“THAI Toe-to-Heel Air Injection-Numerical Simulation of THAI Heavy Oil Recovery Process”***; Jorge Ruíz Reservoir Engineer SIS SP, José Rojas Reservoir Engineer SIS SP, 2007, Schlumberger
28. <http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/11/thai-oil-recovery-benefits.html>
29. ***“Proyecto Aceite Terciario del Golfo”. Primera Revisión y Recomendaciones***; Comisión Nacional de Hidrocarburos, Sener, Abril 2010
30. <http://nextbigfuture.com/2008/09/petrobanks-capri-thai-processes-for.html>
31. <http://www.petrobank.com/business-units/archon>
32. <http://combustioninsitu.blogspot.mx/2010/07/los-procesos-de-combustion-in-situ-han.html>