



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**SITUACIÓN Y RETOS PARA EL
DESARROLLO DE LOS CRUDOS
PESADOS Y EXTRAPESADOS DE
MÉXICO**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Lara Flores Alfredo

DIRECTOR DE TESIS

Lic. Fabio Erazo Barbosa Cano



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
Capítulo 1. La importancia de los crudos pesados y extrapesados.....	3
1.1. Clasificación de los crudos.....	3
1.2. Definición de los crudos pesados.....	4
1.3. Características de los crudos pesados y extrapesados	7
1.4. Perspectiva de los crudos pesados y extrapesados	9
Capítulo 2. Problemas en la producción de crudo pesado y extrapesado.....	11
2.1. Problemas en la producción de crudo pesado y extrapesado	11
2.2. Factores de recuperación en yacimientos de crudo pesado y extra pesado	12
2.3. Problemas en el Yacimiento.....	13
2.4. Problemas en las tuberías de producción y descarga	13
2.5. Problemas para el manejo y transporte.....	13
2.6. Problemas en las instalaciones superficiales	13
2.7. Efectos no convencionales en la producción de crudos pesados	14
2.8. Técnicas para mitigar las problemáticas	17
Capítulo 3. Los pesados y amargos de México.....	20
3.1. Clasificación de los crudos en México.....	20
3.2. Importancia en la Producción de crudos pesados y extrapesados	20
3.3. Reservas de crudo pesado y extrapesado en México.	25
3.4. Crudo Pesado y extrapesado en México.	26
3.4.1. Campos de crudo Pesado y Extrapesado de las Regiones Marinas	27
3.4.2. Campos Marinos De Crudo Pesado y Extrapesado de la Faja de Oro.	29
3.4.3. Campos Marinos De Crudo Pesado y Extrapesado de las cuencas Tampico- Misantla.	30
3.4.4. Campos De Crudo Pesado y Extrapesado de la Región Norte.	31
3.5. Los pesados y la reforma energética.....	36
3.5.1. Los contratos petroleros.	37
3.5.2. Los crudos pesados con la reforma energética.....	41
3.5.3. Campos de crudo pesado y extrapesado propuestos por CNH para ser licitados en las diferentes Rondas. (CNH. 2015).....	42

Capítulo 4. Métodos de recuperación de crudo pesado y extrapesado.....	49
4.1. Métodos de recuperación de crudo pesado y extrapesado.	49
4.1.1. Métodos de Recuperación en frío.....	50
4.1.1.1. Extracción de crudo a partir de arena: Minería	51
4.1.1.2. Producción de petróleo crudo en frío con arena (CHOPS).....	52
4.1.1.3. Inyección de agua.....	53
4.1.2. Métodos de Recuperación mejorada.....	53
4.1.2.1. Métodos térmicos.	54
4.1.2.2. Inyección de agua caliente.	55
4.1.2.3. Inyección de vapor.	56
4.1.2.3.1. Inyección continua de vapor.....	57
4.1.2.3.2. Inyección cíclica de vapor.	57
4.1.2.4. Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).	58
4.1.2.5. Método de combustión in-situ.....	60
4.2. Innovaciones Tecnológicas.....	61
4.3. Costos de producción del petróleo en el mundo.....	63
Capítulo 5. Casos reales.....	67
5.1. Casos reales.....	67
5.1.1. Canadá.....	67
5.1.2. Venezuela.....	69
5.1.3. Indonesia, Campo Duri.....	71
5.1.4. Brasil.....	73
5.1.5. México, Samaria Somero.....	77
Capítulo 6. Conclusiones.	83
Capítulo 7. Referencias.....	85

INTRODUCCIÓN.

El petróleo crudo es usado principalmente como una fuente de energía y de manera secundaria como materia prima para la producción de una inmensa variedad de productos químicos y sintéticos.

De acuerdo a las cifras reportadas por la BP Statistical Review of World Energy en Junio del 2017, la energía producida en el mundo a partir de combustibles fósiles es de más del 85%. El petróleo es el combustible más importante en este rubro cubriendo el 33% de las necesidades energéticas mundiales.

Los depósitos de petróleo convencional se han ido agotando en todo el mundo, lo que obliga a la industria petrolera a tener en cuenta los depósitos de petróleo pesado y extrapesado. A pesar de los desafíos, problemas técnicos y económicos de este tipo de hidrocarburos.

El petróleo pesado es una fuente abundante de energía, pero la producción es más costosa. Los aceites pesados y extrapesados presentan desafíos especiales de producción. Gran parte de los aceites pesados y extrapesados no son recuperables mediante métodos de producción convencionales, debido a las altas viscosidades y los problemas que tiene para fluir.

En México, la producción de petróleo crudo se redujo en un 34% en los últimos diez años. Y los aceites pesados representan más del 50% de esta producción. En términos de reservas, el 56% de las reservas probadas de crudo pertenecen a reservas de tipo pesado y extrapesado; así como el 43% de las reservas 3P pertenecen a este mismo grupo. Por esta razón, se espera que el futuro de la producción de hidrocarburos en México sea en este tipo de hidrocarburos.

Debido a la relevancia de conocer en detalle la situación de los hidrocarburos del país, los datos y la distribución de las reservas de petróleo pesado y extrapesado en el país, desarrollé este trabajo, por un lado, para conocer los problemas que existen en la explotación, producción, manejo y transporte de estos combustibles.

Analizamos la situación y el manejo que se les ha dado a este tipo de fluidos con la reforma energética. Y por otro lado, para mostrar las posibilidades para el desarrollo rentable de proyectos de crudo pesado y extrapesado, se muestran casos específicos de campos que han sido explotados exitosamente en algunos lugares del mundo que presentan características similares a los campos de México.

Capítulo 1. La importancia de los crudos pesados y extrapesados

1.1. Clasificación de los crudos

El petróleo está compuesto por una variación de compuestos químicos. Los elementos clave son el carbono, hidrogeno, nitrógeno, oxígeno, azufre y otros elementos con porcentajes muy pequeños.

Las propiedades de los crudos son determinadas por los diferentes porcentajes de los cuatro hidrocarburos principales que se encuentran como parte de su composición: parafinas, naftenos, aromáticos y los asfálticos.

Los porcentajes de éstos compuestos son diferentes en los crudos y esta variación, es lo que otorga propiedades distintas a los hidrocarburos dependiendo de la zona y la manera en que se formó la composición del petróleo, afectando las propiedades del fluido.

El petróleo se puede clasificar de diferentes maneras. La clasificación de los hidrocarburos se puede dar a partir de alguna de sus propiedades físicas. Se pueden realizar clasificaciones según la composición química, la densidad o por la cantidad de azufre que contienen. Es importante contar con una clasificación de los hidrocarburos contenidos en un yacimiento, dentro de las primeras etapas del proceso de explotación.

Con una clasificación correcta de los fluidos, se logra optimizar los métodos de muestreo de los fluidos, el diseño del equipo superficial para el manejo y transporte de la producción, la caracterización de las condiciones del yacimiento, el plan de explotación del yacimiento incluyendo métodos de recuperación primaria, secundaria y mejorada que permitan la recuperación más eficiente de los hidrocarburos contenidos.

1.2. Definición de los crudos pesados

Los crudos pesados son crudos que se han ido transformando en crudos extremadamente viscosos como resultado de la biodegradación. Las bacterias activas a bajas temperaturas asociadas a yacimientos someros consumen las fracciones más ligeras del hidrocarburo, dejando las fracciones más complejas y pesadas como los son las resinas y los asfáltenos.

Registan valores de viscosidad de hasta 10,000 centipoise [cp], el crudo es altamente viscoso pero mantiene su movilidad a condiciones de yacimiento y son conocidos como crudos extrapesados pero pueden explotarse con métodos de producción en frío. El crudo con una viscosidad superior a 10,000 [cp] se denomina betún, y su viscosidad es tan alta que no puede fluir a condiciones de yacimiento. Para su producción se emplean métodos de minería en los yacimientos someros y métodos de recuperación térmica para movilizar el crudo, cuando los yacimientos son más profundos. (“Extra Heavy Oils and oil sands”, TOTAL. 2011).

Un crudo de mediana o baja densidad que contenga altos contenidos de parafinas en un yacimiento frío y somero, puede presentar una densidad más alta que un crudo más pesado libre de parafinas en un yacimiento profundo y con alta temperatura.

La viscosidad varía mucho con la temperatura, la densidad no presenta cambios muy notorios con la temperatura. Pero la densidad se ha convertido en el parámetro más utilizado en el área petrolera para categorizar los crudos.

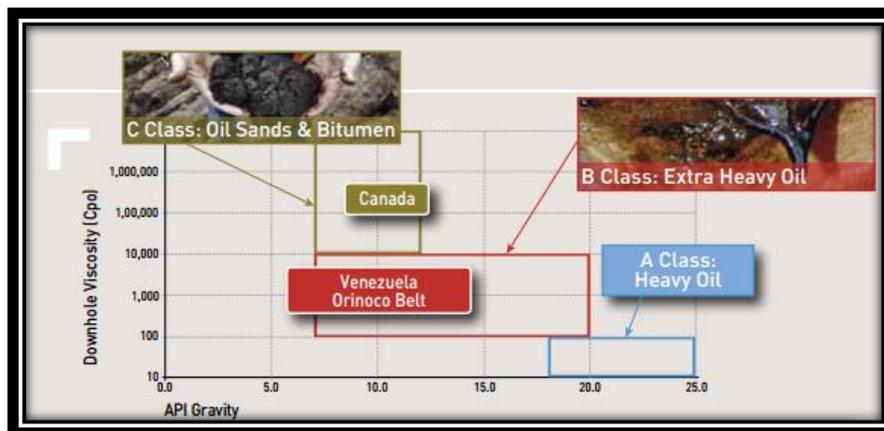


Imagen 1. “Extra-Heavy oils & Oil Sands.” TOTAL. Noviembre 2011.

En el Congreso Mundial del petróleo en 1980 se debatió por primera vez la definición de petróleo pesado, posteriormente el Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, a través de un grupo internacional de las Naciones Unidas llamado UNITAR. Finalmente se definió al petróleo pesado como: El petróleo sin gas cuando su densidad es inferior a 21° [API] y su viscosidad va de los 100 a los 10,000 centipoise [cp] a temperatura del yacimiento.

En 1987 con algunas modificaciones el Congreso Mundial del Petróleo adoptó la definición del UNITAR. Más adelante, Venezuela agregó su propia definición de petróleo extrapesado: como un crudo con una densidad menor a 10° [API], y con una viscosidad inferior a los 10,000 [cp].

Por otro lado, el petróleo pesado canadiense, que se obtiene a partir de arenas bituminosas tiene una gravedad menor a 10° [API] y una viscosidad superior a 10,000 [cp] en las condiciones del yacimiento. Es un hidrocarburo más viscoso y prácticamente sólido a temperatura ambiente, conocido en todo el mundo como bitumen.

Cuando se adoptó la definición de petróleo pesado (gravedad < 21° [API]), el aceite convencional de viscosidad por debajo de 1,000 [cp] aún dominaba en el mercado mundial. A medida que aumenta la demanda de crudo no convencional, la definición debe cambiar para adaptarse a la necesidad. El crudo de baja viscosidad, por debajo de 1,000 [cp] con gravedad API de 10° a 21°[API] debería llamarse petróleo pesado convencional, para distinguirlo del crudo pesado no convencional de gravedad API por debajo de 10° y una viscosidad de al menos 1,000 [cp].

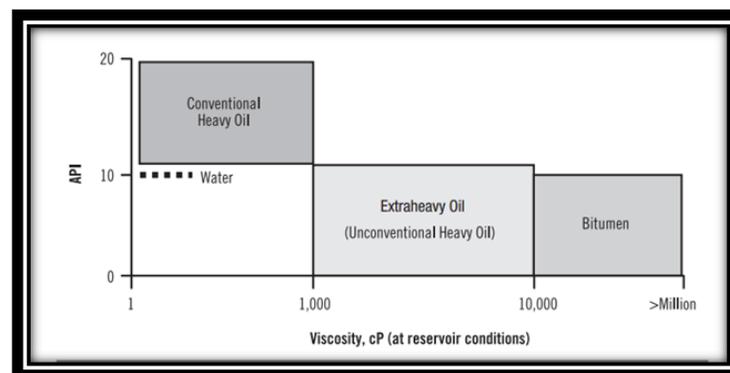


Imagen 2. Definición de Aceite pesado y Bitumen

Las definiciones de petróleo pesado y betún se muestran en la Imagen 2. El valor de 10° [API], es equivalente a la densidad del agua, proporciona un límite claro entre el aceite extrapesado y el aceite pesado convencional.

Sin embargo, es más preciso definir el petróleo pesado en términos de viscosidad, en lugar de la gravedad API. El crudo por debajo de 10° [API] con una viscosidad de 1,000-10,000 [cp] debe considerarse como aceite extrapesado, y aquel con una viscosidad superior a los 10,000 [cp] como betún.

Sin embargo, la industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, clasifica las calidades del crudo de acuerdo a su densidad).

Esta clasificación se utiliza básicamente para catalogar y establecer el precio de los crudos considerando factores que determinan su capacidad para la extracción, transporte y refinación. No toma en cuenta la composición u otras características del crudo.

La Densidad o Gravedad API es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Donde γ_o es la densidad relativa del hidrocarburo a condiciones atmosféricas. La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 equivale a 10° [API].

El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica, define al petróleo pesado como aquél que presenta gravedades API de entre 10° y 22.3°. Mientras que el aceite extrapesado presenta una gravedad API menor de 10°. (Curtis, Kopper, y Decoster. 2003).

Los crudos pesados y extrapesados son considerados recursos energéticos no convencionales, cuando requieren tecnologías de producción diferentes a las prácticas comunes de explotación. Es decir cuando necesitan métodos de recuperación térmica para movilizar los fluidos en el yacimiento.

Por su alta viscosidad, altos contenidos de azufre, metales, asfáltenos y bajo rendimiento de destilados, los crudos pesados son difíciles de refinar, y este tipo de hidrocarburo son los que tienen mayor presencia en México.

1.3. Características de los crudos pesados y extrapesados

Los hidrocarburos pesados y extrapesados se caracterizan por tener altas densidades, altas viscosidades, altos porcentajes de sus componentes pesados, principalmente asfáltenos y parafinas con presencia de vanadio, níquel y azufre, tienen una baja relación gas-aceite, además de un bajo contenido de hidrogeno, y un alto contenido de carbono y sulfuro.

En la naturaleza, el crudo pesado y el crudo extrapesado son altamente viscosos. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 [cp] [0.001 Pa.s] (viscosidad del agua), y 10 [cp] [0.01 Pa.s]. Mientras que la viscosidad de los crudos pesados y extrapesados fluctúa entre 20 [cp] [0.02 Pa.s] y más de 1, 000,000 [cp] [1000 Pa.s] (Alboudwarej, Félix y Taylor. 2006).

Algunos de los crudos pesados y extrapesados pueden ser producidos mediante métodos que se conocen como métodos de producción en frío, aprovechando las características del yacimiento, usando perforación horizontal y bombeo artificial, pero el tratamiento térmico es necesario para obtener mayores tasas de recuperación en este tipo de yacimientos.

La mayor parte de los yacimientos de petróleo pesado y extrapesado en el mundo se encuentran en formaciones superficiales poco consolidadas, con sellos poco efectivos, son de alta permeabilidad y alta porosidad. Las saturaciones de aceite tienden a ser altas, y los espesores de la formación pueden variar. Una diferencia importante entre los diferentes depósitos se encuentra en la temperatura, esta tiene un impacto directo sobre la viscosidad y la movilidad del fluido que contienen.

Gran parte de los crudos pesados, se originan a partir de crudos normales, que han sido degradados en los yacimientos por uno o varios procesos, como lo son la biodegradación, lavado de agua, pérdida de fracciones ligeras y oxidación inorgánica. Estos procesos, provocan en los crudos una disminución en las fracciones de bajo peso molecular y la abundancia de las fracciones pesadas. Además, aumentan los contenidos de azufre y metales.

La viscosidad y la densidad, son las dos propiedades más importantes de estos fluidos, estas propiedades determinan los costos de producción, recuperación y transporte, son fundamentales en el estudio del comportamiento y para el entendimiento de los crudos pesados y extrapesados, por lo que tienen un papel fundamental en la producción y manejo de estos.

La viscosidad de un líquido es una propiedad por la cual se ejerce una resistencia al flujo bajo un esfuerzo de corte. La viscosidad también es dependiente de la densidad, composición del fluido, densidad del gas, el gas en solución, la presión y la temperatura del yacimiento. Entre más viscoso sea un crudo, más difícil será su explotación.

Por otro lado la densidad se relaciona con la masa por volumen de una sustancia dada. La densidad de un líquido se afecta con cambios en la presión y la temperatura, por esta razón la densidad del aceite a condiciones de yacimiento es diferente que a las condiciones de superficie. ("Las reservas de hidrocarburos de México". 2016).

Los yacimientos de petróleo pesado son regularmente de formaciones relativamente jóvenes (Pleistoceno, Plioceno y Mioceno), tienden a ser someros, esto provoca que tengan sellos menos efectivos y permiten la separación de las moléculas más ligeras.

1.4. Perspectiva de los crudos pesados y extrapesados

El petróleo pesado constituye una fuente abundante de energía, pero es más caro de producir que el petróleo convencional. Los petróleos pesados y extrapesados presentan retos de producción especiales. Gran parte de los crudos pesados no son recuperables a través de los métodos de producción convencionales, debido a los problemas que tienen para fluir fácilmente debido a sus altas viscosidades.

Los crudos pesados y extrapesados son explotados mediante diferentes técnicas, muchos de ellos son explotados actualmente bajo diversas técnicas, otra parte de este tipo de yacimientos, esperan el desarrollo de tecnologías que faciliten y conviertan estos yacimientos en proyectos sustentables. Además, los crudos pesados tienen un menor valor comercial, debido a que la refinación de estos, tiene un costo más elevado.

Aunque se han logrado avances en las tecnologías de extracción de hidrocarburos, los aceites pesados debido a sus características, deben ser explotados por medio de la aplicación de métodos sofisticados de recuperación mejorada y avanzada, para aumentar el factor de recuperación, estos métodos incrementan los costos de producción.

Los recursos pesados y extrapesados del mundo, se concentran principalmente en países como Canadá y Venezuela; otros países han informado de aumentos en los recursos y en la producción de petróleo pesado y extrapesado como: Colombia, Ecuador, Perú, México, China, Rusia, Kazajistán, y países del medio oriente.

La industria petrolera mundial, comienza a brindarle mayor importancia a los yacimientos de crudo pesado y extrapesado, ahora son tomados en cuenta para el incremento de la producción, en la revisión de estimación de reservas, en el desarrollo de nuevas tecnologías e inversiones en infraestructura, todo con el fin de aprovechar al máximo la gran cantidad de recursos de este tipo que existe en el mundo.

Gran parte de las reservas mundiales corresponden a hidrocarburos con altas viscosidades y con densidades menores a 22° [API]. Estos recursos son difíciles de extraer y el costo de su explotación es muy elevado, sin embargo, la evolución que ha tenido la demanda de los hidrocarburos, los precios cambiantes del petróleo, aunado a la declinación en las reservas y producción mundial de los yacimientos convencionales. Han ido obligando a la industria petrolera mundial a poner mayor atención hacia la búsqueda y explotación de los llamados recursos no convencionales.

Hasta hace pocos años eran dejados de lado por la carencia de tecnologías que permitieran su explotación de una manera redituable. Con el avance de la tecnología, se ha logrado la inyección de hidrocarburos ligeros o la inyección de vapor a estos yacimientos logrando mejorar las características de estos tipos de crudo, y así mejorar los factores de recuperación volviendo este tipo de proyectos más rentables.

Capítulo 2. Problemas en la producción de crudo pesado y extrapesado

2.1. Problemas en la producción de crudo pesado y extrapesado

La creciente demanda de petróleo mundial, la declinación de los yacimientos de petróleo convencional, la necesidad de restituir reservas, hace que la industria petrolera este analizando, estudiando y aplicando nuevas tecnologías para el desarrollo de yacimientos de crudos pesados y extrapesados. El crudo pesado presenta problemas especiales, no solo en el yacimiento, también en la superficie, en el transporte y la refinación.

Los crudos extrapesados no se han desarrollado como recurso energético a gran escala debido a las dificultades técnicas y altos costos asociados a su producción y mejoramiento. Aunado a que tienen un menor valor comercial.

A pesar que todos los yacimientos son únicos, por las diferentes condiciones, propiedades y características que presentan, los yacimientos de crudos pesados y extrapesados, tienen problemáticas similares:

- Presentan mayor dificultad en la explotación.
- El factor de recuperación en este tipo de yacimientos regularmente es bajo.
- Complicado manejo y transporte en superficie.
- Tienen altos contenidos de azufre, metales y de precursores de la formación de carbón.
- Requieren procesos y tratamientos adicionales tanto en el yacimiento como en superficie para su aprovechamiento y comercialización.

2.2. Factores de recuperación en yacimientos de crudo pesado y extra pesado

El Factor de Recuperación de un yacimiento se define como la cantidad recuperable de hidrocarburos existentes en el lugar, normalmente se expresa en forma porcentual y se calcula de la siguiente manera:

$$FR = \frac{\textit{Producción acumulada de aceite o gas (Np, Gp)}}{\textit{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento (N, G)}}$$

En la industria petrolera, también es común calcular el factor de recuperación final, o el esperado al término de la vida del yacimiento, el cual se calcula de la siguiente manera:

$$FRF = \frac{\textit{Producción acumulada final esperada de aceite o gas (Np, Gp final)}}{\textit{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento (N, G)}}$$

Donde la producción acumulada final esperada se calcula dependiendo de los estándares de cada compañía o país. Las formas de calcularla más utilizadas son:

- Np o Gp final = Producción acumulada a la fecha del cálculo + Reservas probadas.
- Np o Gp final = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas probadas + Reservas probables.

El valor del factor de recuperación de un campo o yacimiento está en función de factores técnicos, económicos, operativos, comerciales entre otros, la industria petrolera mundial ha determinado que uno de los elementos que más afectan al factor de recuperación de los yacimientos, es el ritmo de producción y la manera que se aprovecha la energía del yacimiento.

Los factores típicos de recuperación con los métodos de reproducción en frío para crudos pesados y extrapesados son bajos, regularmente rondan el 10%. Por lo que se deben implementar métodos avanzados de producción secundaria y mejorada para elevar el valor de estos factores.

2.3. Problemas en el Yacimiento

El problema principal que se presenta en el yacimiento, es debido a los depósitos de parafinas y asfáltenos, provocando una reducción de la permeabilidad en la zona vecina del pozo, reduciendo la capacidad de aporte de fluidos de la formación productora al pozo.

2.4. Problemas en las tuberías de producción y descarga

Existen cambios en las condiciones de flujo en el interior del aparejo de producción, esto favorece el depósito de las fracciones pesadas; provocando la reducción del área efectiva de flujo, asociada a caídas muy grandes de presión. Además un el taponamiento de la tubería puede generar contrapresión excesiva a la formación.

Los problemas en las líneas de descarga son ocasionados por los depósitos de parafinas y asfáltenos. La temperatura a la cual se encuentran expuestas las líneas juega un factor importante en la viscosidad del crudo, a tal grado que el aceite puede obstruir completamente la línea de descarga si se encuentra a temperaturas muy bajas. Este problema se presentó en el campo Akal; para resolver el problema de asegurar el flujo en las tuberías, se aplicó un rediseño que se conoció como Proyecto Cantarell 1. (Entrevista al Dr. Roberto Morales Martínez, ex subdirector de Planeación y Coordinación de Pemex.)

2.5. Problemas para el manejo y transporte

El manejo y el transporte de los crudos pesados representan uno de los principales retos para los productores, se requiere que el crudo mantenga la fluidez a diferentes ambientes y condiciones de transporte, en el recorrido desde su fuente de origen hasta las refinerías.

2.6. Problemas en las instalaciones superficiales

Los crudos pesados y extrapesados pueden ser recuperados con métodos de recuperación primaria utilizando las condiciones naturales de presión y temperatura del yacimiento, o con métodos térmicos, sin embargo en la superficie a la temperatura ambiental y a la presión atmosférica, los fluidos se vuelven pastosos y bituminosos, lo que provoca obstrucción de las tuberías de producción, válvulas, bombas de superficie, equipos de medición y otros equipo superficiales.

Las obstrucciones en las instalaciones superficiales se deben a dos tipos de acumulaciones principales: de arena y de compuestos inherentes a la producción de hidrocarburos.

2.7. Efectos no convencionales en la producción de crudos pesados

Muchos yacimientos de petróleo pesado y extrapesado han logrado ser explotados con excelentes resultados por agotamiento natural, es decir con producción primaria. Aunque no se conoce a ciencia cierta los factores que favorecen la producción primaria constante, con altas tazas durante varios años.

Algunos autores han sugerido en la literatura mecanismos que permiten estas altas tazas, los mecanismos incluyen el gas en solución, la afluencia de agua de fondo, la producción de arena, formación de canales, fracturas, agujeros de gusano.

Cuando se producen crudos pesados en arenas no consolidadas, regularmente se trata de yacimientos someros con temperaturas relativamente bajas, con composiciones similares a los de un aceite negro.

Puede ocurrir que la viscosidad del fluido se vea afectada, una mezcla de crudo pesado con una pequeña cantidad de arena y agua de formación, pueden provocar la formación de una emulsión donde la viscosidad del fluido se comporte como un fluido no Newtoniano (D. Poon, K. Kisman. 1992.). Con lo que se podrían presentar mayores producciones a las que se esperarían con cálculos de flujo con la ecuación de Darcy.

$$q = - \frac{kA \Delta P}{\mu \Delta x}$$

Si μ disminuye α q incrementa

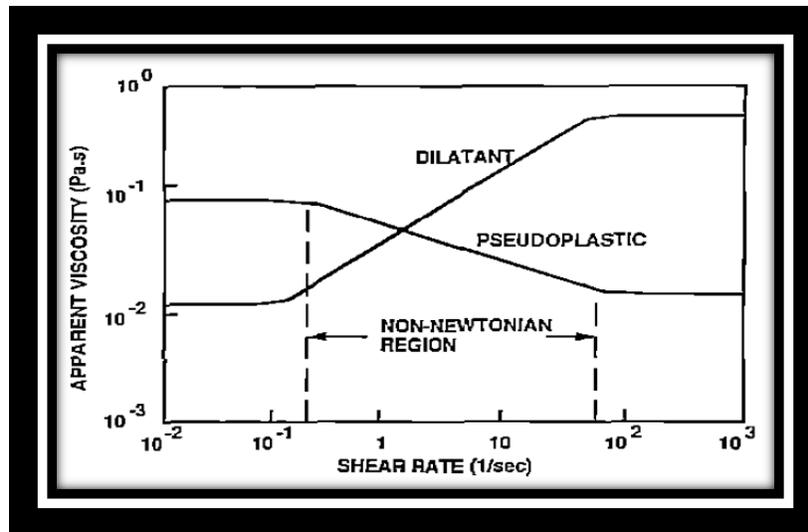


Imagen 3. Viscosidad aparente vs esfuerzo de corte de fluidos no-Newtonianos. (Non-Newtonian effects on the primary production of heavy oil reservoirs.1993).

Otro efecto que se ha presentado en yacimientos de crudo pesado es el conocido como aceite espumoso, se utiliza este nombre para describir ciertos crudos pesados producidos por el accionamiento de gas en solución que se muestran como una espuma espesa en el cabezal del pozo.

Hay dos tipos de procesos de desequilibrio involucrados en la solución: el impulso del gas en los aceites pesados. (Brij. Maini. 2001). Existe un desequilibrio entre el gas de solución y el gas libre que conduce a una posibilidad de sobresaturación significativa del gas disuelto en la fase oleosa. Las ramificaciones son la liberación retardada de gas de solución y un punto de burbujeo aparente que es menor que el punto de burbujeo termodinámico verdadero.

Este proceso de desequilibrio se ve afectado por la cinética de la nucleación de burbujas y la difusividad del gas. Debido a que la nucleación de burbujas es un proceso estocástico impulsado por supersaturación, el grado de supersaturación requerido antes de que se produzca la nucleación depende del tiempo disponible para la nucleación.

Por lo tanto, este tipo de desequilibrio es probable que sea más significativo en experimentos de laboratorio, que se ejecutan en una escala de tiempo mucho más pequeña en comparación con el caso de campo.

El otro desequilibrio está relacionado con la distribución de fluidos en la roca. Tradicionalmente, en situaciones de flujo de dos fases en un depósito, la relación entre fuerzas viscosas y capilares es baja, y las fuerzas capilares regulan la distribución del fluido. Por lo tanto, es posible suponer que los fluidos se distribuyen de tal manera que se minimiza la energía libre de superficie para las interfaces fluido / fluido y sólido / fluido.

Una consecuencia de esta suposición es que la distribución del fluido es la misma en condiciones estáticas y de flujo, y no se ve afectada por el gradiente de presión local. Otra consecuencia es que la fase de gas debe ser continua antes de que pueda comenzar a fluir, con burbujas de gas aisladas que quedan atrapadas por las fuerzas capilares. Sin embargo, esta suposición puede no ser válida en la unidad de gas de solución en yacimientos de petróleo pesado. Debido a la alta viscosidad del aceite y la alta presión de extracción utilizada en la producción en frío, el número capilar puede ser lo suficientemente alto como para movilizar burbujas aisladas. Esto conduce a un flujo disperso. Este tipo de desequilibrio se ve afectado por la tensión superficial del aceite, la permeabilidad absoluta y el valor del gradiente de potencial de flujo en las proximidades de las burbujas aisladas.

Ambos tipos de procesos de desequilibrio desempeñan un papel en la impulsión espumosa de gas de solución. El flujo disperso de tipo espumoso es más probable que ocurra en arenas no consolidadas bien clasificadas.

En los últimos años, se han tenido varias investigaciones para entender los mecanismos involucrados en los efectos no convencionales en la producción de crudo pesado. Los resultados muestran de un fluido no Newtoniano juega un papel importante en la producción primaria de crudos pesados.

La producción de arena tiene un papel fundamental en la producción de crudos pesados, se cree que la producción de arenas crea agujeros de gusano, canales, o fracturas que facilitan el movimiento de los fluidos mejorando la porosidad alrededor de los pozos, mejorando significativamente las tasas de producción.

Si bien la producción de arena podría incrementar las tasas de producción, se incrementan los costos en las instalaciones de producción y superficie para el manejo de las mismas. O si bien se presenta un flujo de aceite espumoso que incrementa las producciones, se necesitan mejores instalaciones en superficie para la separación de las fases. Etc.

Todos estos efectos deben ser considerados a la hora de planificar y simular y evaluar la explotación de yacimientos de crudos pesados. Ya que no se pueden realizar evaluaciones convencionales en este tipo de proyectos debido a que podrían arrojar resultados completamente distintos a las proyecciones.

2.8. Técnicas para mitigar las problemáticas

La problemática que presentan los crudos pesados y extrapesados, se centra en las propiedades del fluido, principalmente la viscosidad y la composición de fracciones pesadas.

Regularmente se aplican soluciones para reducir la viscosidad y la densidad, lo que facilita el paso de los fluidos. Esto evita presiones excesivas en las líneas, se pretende reducir los costos de transporte y almacenamiento, y se trata de evitar el uso de diluyentes químicos. Creando la necesidad de una mayor inversión en el aseguramiento del flujo.

En el caso del aseguramiento de flujo de los crudos pesados y extrapesados, se centran en el aspecto reológico de los fluidos, se enfocan en la reducción de la viscosidad, la minimización de la fricción y el mejoramiento del crudo in situ. Para la reducción de la viscosidad se opta por la dilución del crudo con otras sustancias y el aumento o conservación de la temperatura del fluido.

La técnica de la dilución es uno de los métodos más utilizados para reducir la viscosidad de los crudos pesados, consiste en la adición de hidrocarburos ligeros, por lo general se utilizan condensados del gas natural. Esta opción es efectiva para la reducción de la viscosidad, disminuye las caídas de presión, y puede facilitar operaciones como la deshidratación y el desalado. Pero esta tecnología requiere grandes inversiones en el bombeo y monitoreo continuo de las tuberías debido al aumento del volumen de transporte.

También se pueden mezclar los crudos pesados con algún diluyente o productos químicos surfactantes y mejoradores de flujo que puede ser un crudo más ligero o algún derivado como la nafta. O puede ser actualizado en lo que se conoce como crudo sintético para poder ser enviado por tubería a una refinería.

El crudo sintético es producto de un proceso al cual son sometidos los crudos pesados y extrapesados, para mejorar sus propiedades como la viscosidad y la densidad API, para poder ser enviados a las refinerías. Realizar estas mejoras reduce la necesidad de adquirir y transportar enormes cantidades de diluyentes.

En este proceso, se requieren grandes cantidades de energía e hidrogeno. Se necesita calor en el proceso, para romper las moléculas más grandes. Después se agrega hidrogeno a alta presión y alta temperatura en la presencia de un catalizador, después se remueven las impurezas como el hidrogeno, sulfuros y metales para estabilizar las fracciones que resultan. ("Unconventional Oil". 2014.)

En el proceso de aumento de temperatura, se calienta el fluido, para mantenerlo en estado líquido, lo que facilita su transporte. Este proceso se puede llevar a cabo en estaciones de recolección y separación, centros de recolección y rebombeo o tanques de recolección.

Para definir las tecnologías preventivas y correctivas que se deben utilizar, es necesario conocer las condiciones de operación bajo las cuales se pueden depositar los compuestos pesados, además de la composición de los fluidos transportados para determinar la cantidad en la que éstos se presentarán.

El primer paso para evitar la precipitación de los compuestos indeseados consiste en el correcto muestreo y análisis de los fluidos. Estos compuestos pueden obstruir el flujo en zonas cercanas al pozo, en el pozo y en las líneas superficiales.

Para hacer frente a los desafíos que los crudos pesados presentan, se utilizan volúmenes muy grandes de agua, vapor, hidrocarburos ligeros, químicos e hidrógeno. Lo que incrementa el costo de producción de los crudos pesados comparado con los costos de los crudos convencionales.

Capítulo 3. Los pesados y amargos de México

3.1. Clasificación de los crudos en México

En México se utiliza la siguiente clasificación de los hidrocarburos líquidos, se basa en la gravedad API de acuerdo a los criterios de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para diferenciar la calidad de los tipos de aceite:

Clasificación de los Crudos.

Aceite crudo	Densidad (g/ cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	<10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Cuadro 1. Clasificación de los crudos (CNH, 2017).

3.2. Importancia en la Producción de crudos pesados y extrapesados

El petróleo es uno de los principales recursos del país, satisface la demanda de energéticos y petroquímicos básicos, contribuye al desarrollo industrial de la Nación. A lo largo de los últimos años, la producción de petróleo en México ha sido una parte fundamental en los ingresos para el gobierno federal en 2017 represento el 16 % de los ingresos con 827,260 millones de pesos (Banxico, 2018).

México es uno de los mayores productores de petróleo y otros líquidos en el mundo. México es el cuarto productor de América después de Estados Unidos 9,3 [mmbd], Canadá 4.2 [mmbd] y Brasil 2.7 [mmbd]. En el 2017, México exporto el 7% del total de las importaciones de Estados Unidos [20,733 mbd]. ("Country Analysis Brief: México". 2017).

En el año 2004 México alcanzó el máximo de su producción histórica con 3.4 millones de barriles diarios, y a partir de ahí se ha registrado una declinación constante en la producción como resultado de la disminución de Cantarell y otros campos productores del país.

México produjo en promedio 1.9 millones de barriles por día de petróleo crudo en 2017, esta cifra representa una disminución del 44% desde su máximo en 2004. Y continúa disminuyendo en 2018.

A pesar de registrar una producción promedio en 2016 de 2.2 [mmbd], y esto represente ser una cifra aún mayor al consumo interno de 1.8 [mmbd] (“Statistical Review of World Energy”. 2017). México es considerado un país petrolero, es un importante exportador de crudo, pero es un país importador neto de productos refinados. Debido a que no garantiza la autosuficiencia de los derivados, así como del propio gas.

El sistema de refinación en México está conformado por seis refinerías donde se procesa el crudo, se encuentran ubicadas en: Cadereyta; Nuevo León, Madero; Tamaulipas, Salamanca; Guanajuato, Tula; Hidalgo, Minatitlán; Veracruz y Salina Cruz; Oaxaca.

El sistema de refinación tiene capacidad de procesamiento de crudo de un 1,546,000 barriles diarios, sin embargo, se encuentran refinando cantidades cercanas a la mitad de sus capacidades. En 2016 el promedio de refinación del país, fue de 933 [mbd], en 2017 fue de 767 [mbd] (Base de Datos Interna PEMEX. 2018).

Una de las limitantes que tienen las refinerías mexicanas es la reducción en el flujo de materias primas, es decir a la declinación que se ha registrado en la producción de crudo, se debe en gran parte a la falta de nuevos descubrimientos y el agotamiento de los que operan actualmente de crudo ligero y de crudo pesado.

Las refinerías mexicanas no tienen la capacidad de refinar todos los crudos pesados que se producen, por lo que es necesario reconfigurar las existentes para poder procesar mayores volúmenes de pesados.

México necesita crudos ligeros y dulces para incrementar los niveles del proceso de crudo y destilación en sus refinerías, en 2015 Estados Unidos emitió una licencia para que México importara crudo ligero para su proceso en el Sistema Nacional de Refinación a cambio de exportar crudos mexicanos pesados para las refinerías de alta conversión de la costa norte del Golfo de México en Estados Unidos.

La siguiente grafica muestra la producción de crudo total nacional en el periodo del año 2000 al 2017 y el porcentaje de esta producción que proviene de los hidrocarburos ligeros y de los pesados en el país.

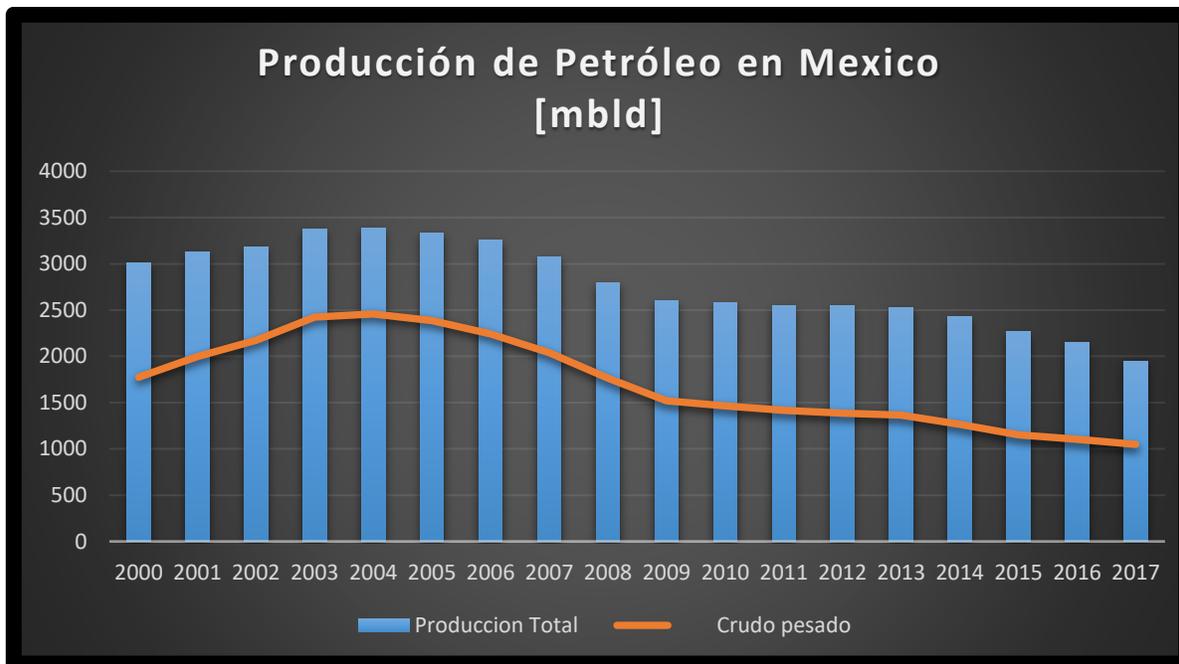


Imagen 4. Producción de petróleo Total y de crudo pesado en México. (CNH 2018).

Durante el 2017, el promedio anual de la producción diaria de petróleo en México fue de 1,948.26 miles de barriles diarios. Se aprecia una disminución con respecto al promedio de 2016 del 9.6%. De los cuales 1,049.05 miles de barriles diarios fueron de crudo pesado, 688.8 mil barriles de crudo ligero y 210.41 mil barriles de crudo superligero. (PEMEX BDI. 2018).

Esto significa que el 54% de la producción nacional de petróleo, corresponde a petróleo pesado. Siendo la región Marina Noreste la región que más petróleo pesado aporta con el 93%, la región marina suroeste aporta 1%, la región sur 2% y la región norte 5% del total de este crudo pesado. Los datos muestran que los crudos pesados tienen un papel fundamental en el devenir energético nacional.

La producción promedio del primer mes del 2018, registra 1,925.11 mil barriles diarios. Los crudos pesados continúan siendo el mayor tipo de crudo producido en el país.

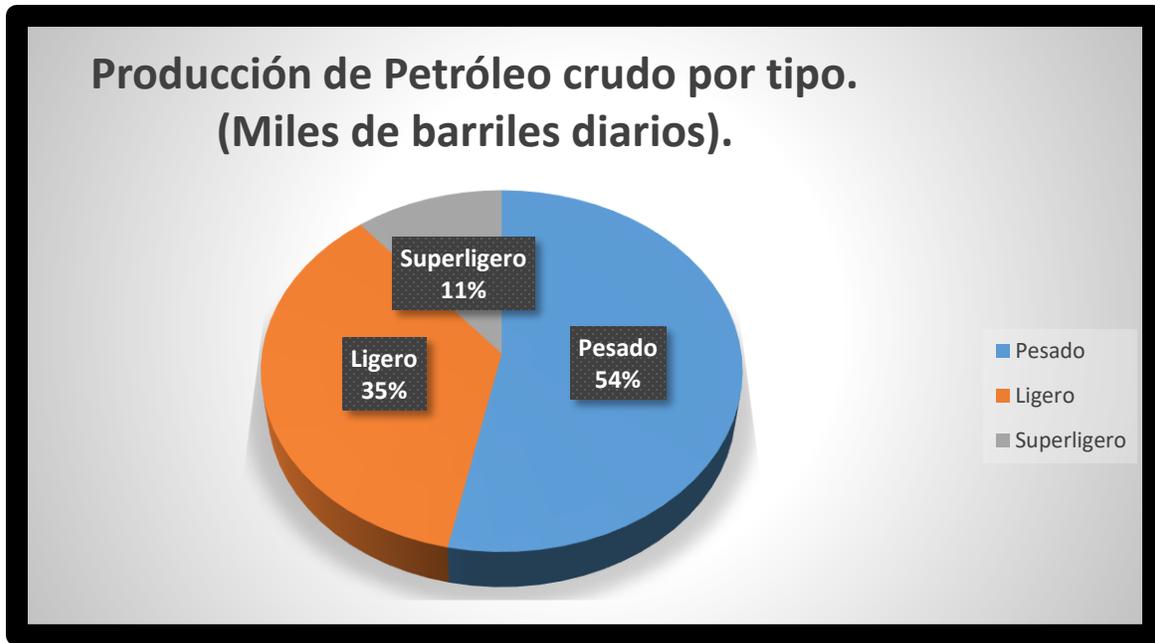


Imagen 5. Producción de crudo por tipo. (Datos CNH 2018).

En México se producen crudos con diferentes características, tanto en su densidad, como en el contenido de azufre y otros compuestos que agregan o disminuyen valor de acuerdo con dichas características.

Para la exportación del hidrocarburo (PMI Comercio Internacional, 2016), se preparan algunas variedades de mezclas de petróleo crudo:

- Istmo: Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya: Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca: Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.
- Altamira: Pesado con densidad de 16 grados API y 6 % de azufre en peso.

En los años recientes México ha disminuido el volumen de sus exportaciones, debido a dos factores principales, a la disminución de su producción, con el decaimiento de los mayores yacimientos productores y a la restructuración que experimento la industria petrolera del país con la reforma energética.

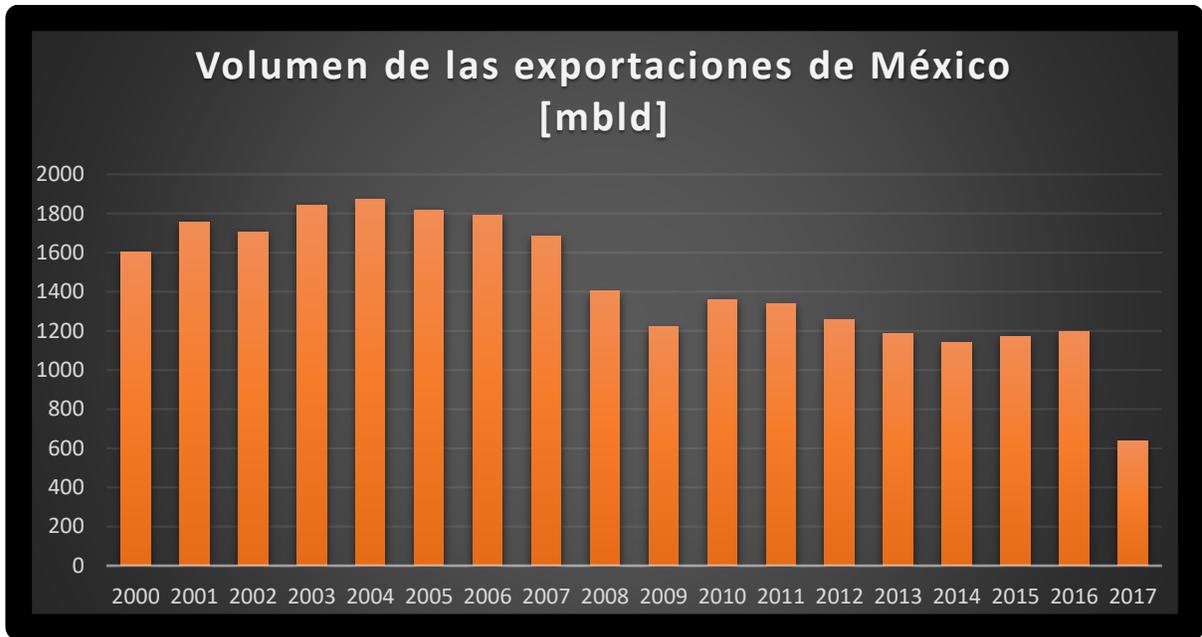


Imagen 6. Volumen de exportaciones de México. (PEMEX, 2018).

México, es un importante exportador de petróleo crudo a nivel mundial; comercializa mezclas de crudo Maya, Istmo y Olmeca a los mercados de América, Europa y Lejano Oriente. Entre los países a los que México exporta mayor volumen de crudo se encuentran: Estados Unidos, Canadá, Jamaica, India, Suiza, Holanda, Italia, China, Japón entre otros.

La producción de petróleo en México, en su mayoría es de crudos pesados; por esta razón, no es difícil imaginar que la mezcla que más exporta el país sea crudo pesado de tipo Maya, esta mezcla tiene un menor valor comercial.

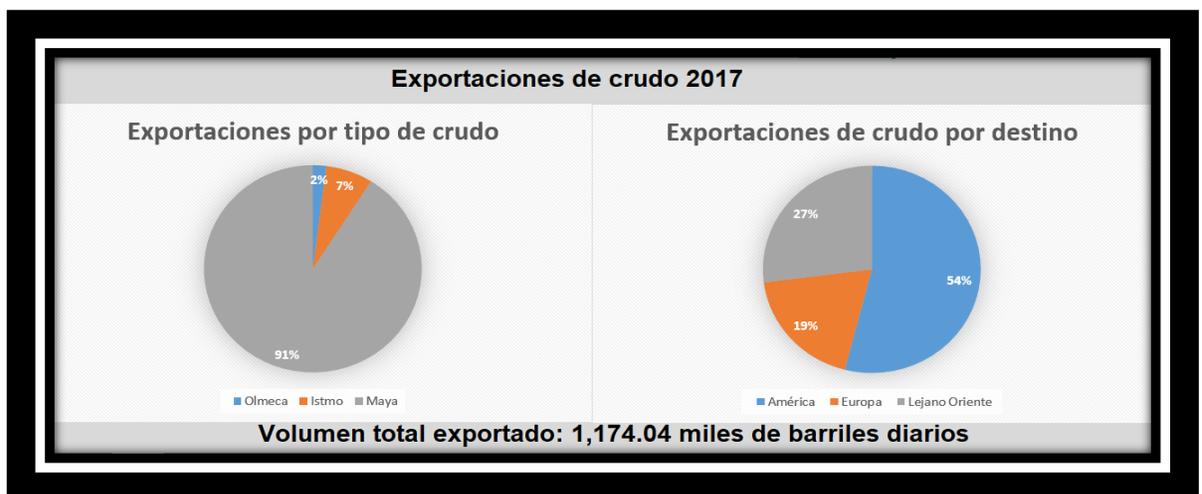


Imagen 7. Exportación de petróleo crudo por tipo y destino. (Pemex, 2018).

3.3. Reservas de crudo pesado y extrapesado en México.

Las reservas son estimaciones de las cantidades de hidrocarburos que se prevé, sean económicamente producibles, a partir de una fecha determinada, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, bajo condiciones definidas. Estas reservas deben satisfacer cuatro criterios para poder ser consideradas como tales: deben estar descubiertas, ser recuperables, ser comercialmente explotables y mantenerse sustentadas a la fecha de evaluación.

De acuerdo con los datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, México cuenta con 7037.04 millones de barriles de reservas probadas de petróleo al primero de enero de 2017. La mayoría de las reservas se componen de crudo pesado, con la mayor concentración en la costa sur del país, particularmente en la cuenca de Campeche. Aunque también hay reservas considerables en las cuencas terrestres en el norte de México.

La Secretaría de Energía publicó las reservas de aceite por el tipo de crudo, el cuadro 2 nos muestra la evolución que han tenido las reservas del país de acuerdo al tipo de crudo en los últimos años.

Evolución de las Reservas por tipo de crudo 2012-2016.

[Millones de barriles]

Reserva	Tipo	Datos anuales				
		2012	2013	2014	2015	2016
1P	Extrapesado	222.1	228.7	262.5	318.5	772
	Ligero	2,004.90	2,008.00	1,932.10	2,025.60	1,559.30
	Mediano	1,574.00	1,600.00	1,586.20	1,571.60	1,241.50
	Pesado	5,398.00	5,425.20	5,275.90	5,156.00	3,612.10
	Súper-ligero	826.1	811.3	755.4	639.2	455.8
	Total	10,025.20	10,073.20	9,812.10	9,711.00	7,640.70
2P	Extrapesado	542	607	625	623.4	1,482.30
	Ligero	4,459.50	4,605.70	4,350.90	4,136.60	2,682.40
	Mediano	3,444.10	3,585.50	3,438.10	3,242.70	2,949.80
	Pesado	8,619.90	8,307.10	7,796.10	7,340.90	4,375.10
	Súper-ligero	1,507.70	1,424.90	1,402.20	1,131.80	705.5
	Total	18,573.30	18,530.10	17,612.40	16,475.50	12,195.10
3P	Extrapesado	1,674.00	1,667.10	1,773.30	1,757.90	2,767.60
	Ligero	8,258.90	8,276.70	7,562.10	6,584.30	3,801.00
	Mediano	6,406.00	6,875.50	6,261.70	5,428.40	4,363.10

	Pesado	11,589.20	11,194.10	10,884.00	9,972.60	5,261.70
	Súper-ligero	2,684.50	2,803.20	2,846.70	2,081.80	1,316.70
	Total	30,612.50	30,816.50	29,327.80	25,825.10	17,510.10

Cuadro 2. Evolución de las reservas remanentes de México. (“Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2016-2030”.SENER. 2016).

En el cuadro se observa como han disminuido las reservas, se aprecia como a partir de la caída de los precios del petróleo las cifras de reservas disminuyeron; también se aprecia la importancia de los pesados y extrapesados en las reservas del país ya que son las únicas reservas que han aumentado en los últimos años.

En el año 2012 los crudos pesados y extrapesados representaban el 56% del total de las reservas 1P, para el año 2016 los pesados representan el 57%. Y en cuanto a las reservas 3P, han pasado de ser el 43% en 2012 a 46% en 2016.

Para el primero de enero del 2017 las reservas 3P de México según datos de la CNH registran, 19,970.3 [mmb], las reservas 2P 12, 849.7 [mmb] y las reservas 1P 7,037 [mmb].

3.4. Crudo Pesado y extrapesado en México.

En México, los yacimientos de crudo pesado y extrapesado, se encuentran en las cuatro regiones productoras del país. Siendo las regiones marinas, las que concentran el 88% de las reservas de crudos pesados. (“Las reservas de hidrocarburo de México”. 2017).

A continuación, se muestra en cuadros la información de los campos que cuentan con reservas de crudo pesado y extrapesados en México, estas reservas son al primero de enero de 2016 organizadas por zonas, con base en el volumen original para identificar el potencial que se tiene en el país de este tipo de recursos energéticos.

3.4.1. Campos de crudo Pesado y Extrapesado de las Regiones Marinas

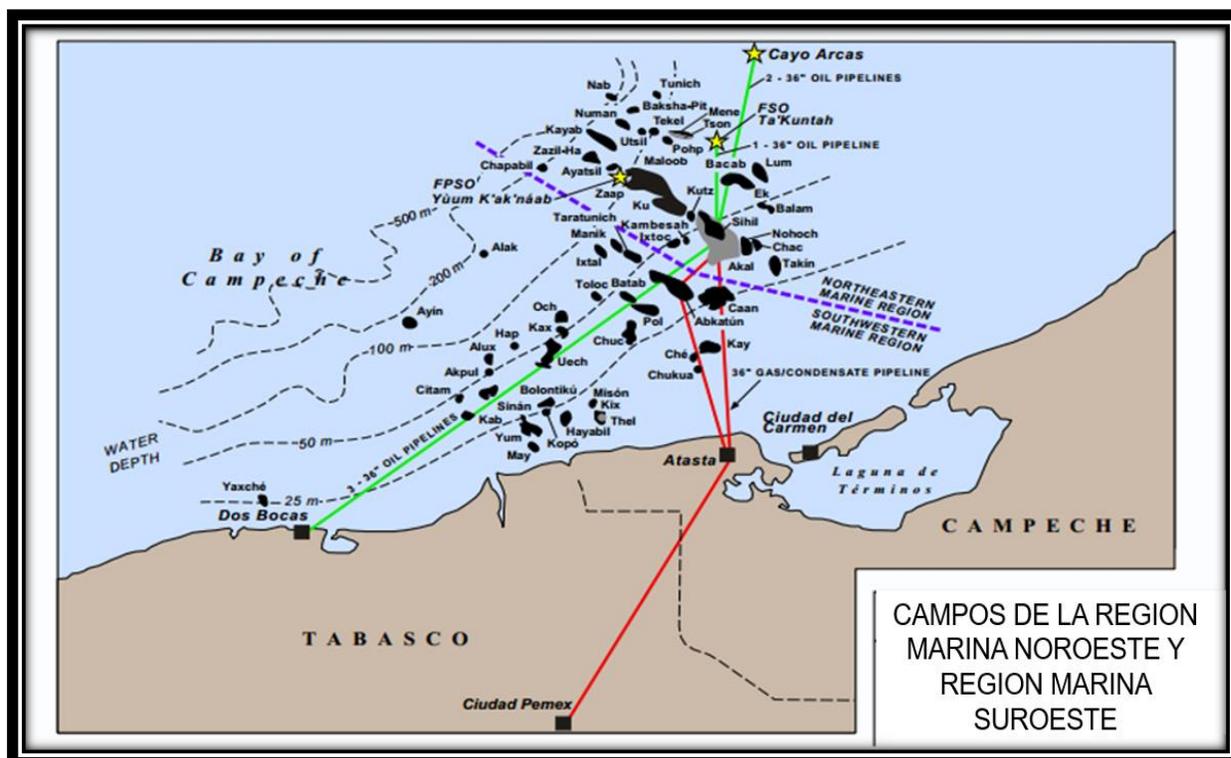


Imagen 8. Campos de las Regiones Marinas. (NSI, 2014).

Campos De Crudo Pesado y Extrapesado de la Región Marina Noreste en producción.

	CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Reserva 1P (MMbl)	Reserva 2P (MMbl)	Reserva 3P (MMbl)	Producción acumulada (MMbl)	Año de descubrimiento
1	Akal	30818.8	18.7	657.4	1734.8	2601.8	12889.5	1977
2	Maloob	7196.1	13.7	1473.4	1476.4	1660.6	1034.2	1979
3	Ku	5967.1	20.8	269.2	396.2	557.3	2700.8	1979
4	Zaap	5083.7	9.6	788.3	809.6	844.1	1010.8	1990
5	Ayatsil	4258.7	10.5	307.7	554.0	578.1	1.3	2007
6	Nohoch	2083.0	19.5	15.3	15.3	17.0	637.5	1978
7	Balam	1127.7	19.4	91.1	319.9	319.9	126.2	1992
8	Ek	1017.6	19.5	98.7	184.8	184.8	151.1	1980
9	Bacab	765.7	16	15.6	61.1	76.0	62.7	1977
10	Lum	691.4	24	23.8	46.0	96.4	10.5	1994
11	Chac	570.6	19.5	10.8	10.8	16.5	202.6	1976
12	Kutz	332.8	22	3.7	3.7	3.7	55.7	1979
13	Takin	116.2	16	11.8	11.8	11.8	32.5	1991

Cuadro 3. Campos de crudo pesado y extrapesado en la RMNE en producción.

(CNH 2017).

Campos De Crudo Pesado y Extrapesado de la Región Marina Noreste que no están en producción.

	CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Reserva 1P (MMbl)	Reserva 2P (MMbl)	Reserva 3P (MMbl)	Año de descubrimiento
1	Kayab	6966.4	8.6	184.3	231.8	889.4	2004
2	Pit	2870.2	10.8	12.9	307.8	453.4	2005
3	Pohp	1266.2	8.0		34.3	93.9	2004
4	Tson	1084.2	8.2		24.3	75.1	2005
5	Chapabil	1042.9	10.0		15.6	149.7	2009
6	Tekel	862.8	10.0	59.0	133.0	154.4	2008
7	Utsil	856.9	9.5	26.9	47.0	104.1	2008
8	Baksha	449.6	9.6		41.8	41.8	2004
9	Nab	408.0	8.5			32.6	2004
10	Zazil-Ha	261.2	9.0			18.3	1982
11	Numan	257.5	8.8			16.7	2004
12	Mené	203.1	8.0		24.4	24.4	2013

Cuadro 4. Campos de crudo pesado en la RMNE que no están en producción.

(CNH 2017).

Entre los años 2000 y 2011 se realizaron fuertes inversiones en el país, realizando perforaciones en zonas que no habían sido exploradas, se buscaba encontrar aceites que contribuyeran en la producción nacional, para mantener e incluso aumentar las exportaciones.

Sin embargo, estas exploraciones arrojaron, yacimientos de crudo pesado y extrapesado, que no pudieron ser explotados, estos proyectos han sido postergados lo largo de estos años.

Estos campos, actualmente no se encuentran en producción, sin embargo están comenzando a ser considerados dentro de los planes de licitaciones para arrancar su explotación.

Los datos de los campos de la región Marina Noroeste, fueron recabados de la Consultora Petrolera Internacional, Netherland Sewell, PEMEX, SENER y de la CNH.

3.4.2. Campos Marinos De Crudo Pesado y Extrapesado de la Faja de Oro.



Imagen 9. Atolón de la faja de oro Marina. (Pemex. 2005).

Los campos de crudo pesado y extrapesado de la extensión marina de la faja de Oro, están considerados por la CNH como recursos prospectivos, y no cuentan como reservas. (CNH. 2017).

CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Año de descubrimiento
Arrecife medio	2.36	20	1963
Cabo Rojo	0.29	18	1953
Cangrejo	0.25	22	1969

Cuadro 6. Campos de crudo pesado y extrapesado de la Región norte que pertenecen a la extensión Marina de la Faja de Oro. (CNH 2017).

3.4.3. Campos Marinos De Crudo Pesado y Extrapesado de las cuencas Tampico- Misantla.

En la extensión marina de la cuenca Tampico-Misantla, la CNH solo tiene considerado como pesado el campo Lobina como Recurso prospectivo, y no cuentan con reservas.

CAMPO	Año de descubrimiento	°API	Volumen original (MMbl)
Lobina	2003	22	12.10

Cuadro 7. Campos de crudo pesado y extrapesado de la extensión Marina de la cuenca Tampico-Misantla. (CNH 2017).

3.4.4. Campos De Crudo Pesado y Extrapesado de la Región Norte.



Imagen 10. Región Norte. (Pemex. 2010).

Los campos de crudo pesado y extrapesado de la región norte en la cuenca de Burgos, se reducen a solo 2, y están considerados por la CNH como recursos prospectivos, y no cuentan con reservas.

	CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Año de descubrimiento
1	Sotol	0.92	18	
2	Pinole	0.18	15	

Cuadro 8. Campos de crudo pesado y extrapesado terrestres de la Cuenca de Burgos. (CNH 2017).

Campos terrestres de la región norte, que pertenecen a la cuenca Tampico-Misantla.

	CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Reserva 1P (MMbl)	Reserva 2P (MMbl)	Reserva 3P (MMbl)	Producción acumulada (MMbl)	Año de descubrimiento
1	Pánuco	5204.1	12	1.0	1.0	1.0	368.8	1901
2	Cacalilao	3630.1	12	8.8	12.2	14.5	340.6	1921
3	Tamaulipas Constitución	2607.7	17	52.3	82.3	93.5	285.3	1956
4	Ébano Chapacao	2211.3	12	30.3	35.3	43.8	208.5	1904
5	Topila	383.0	12	0.1	0.1	0.1	36.0	1909
6	Altamira	199.6	12	6.2	7.7	14.4	13.2	
7	Barcodón	165.5	18	0.2	0.2	0.2	14.8	
8	Limón	156.7	12	0.2	0.3	1.8	16.2	
9	Corcovado	128.1	12	2.4	3.0	3.5	35.0	
10	Salinas Barco Caracol	77.7	12	0.1	0.1	0.1	17.7	

Cuadro 9. Campos de crudo pesado y extrapesado terrestres de la cuenca Tampico-Misantla. (CNH 2017).

Campos terrestres de la región norte, que pertenecen a la faja de oro.

	CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Reserva 1P (MMbl)	Reserva 2P (MMbl)	Reserva 3P (MMbl)	Producción acumulada (MMbl)	Año de descubrimiento
1	Toteco Cerro Azul	1256.9	19	2.2	2.5	3.9	377.4	1916
2	Sur de Amatlán	451.5	19	1.8	1.8	1.8	135.6	1920
3	Santa Águeda	386.5	16	2.1	2.7	3.5	124.5	
4	Tierra Blanca-Chapopote-Nuñes	352.5	18	0.3	0.3	4.1	105.3	1911
5	Ezequiel Ordoñez	175.0	21	0.2	0.2	0.2	65.8	1952
6	Acuatempa	101.7	20	1.1	2.1	2.1	30.2	
7	Cerro Viejo	89.2	22	0.3	0.5	0.8	26.5	
8	Solís Tierra Amarilla	83.3	18	0.2	0.2	0.2	13.5	
9	Ocoteppec	81.6	20	0.2	1.0	1.4	20.2	
10	Muro	73.9	17	0.1	0.1	0.1	23.1	
11	Alazán	66.3	16	0.1	0.1	0.1	19.7	1949
12	Moralillo	64.0	20	0.2	0.8	1.3	20.1	1948
13	Zacamixtle	61.4	20	0.0	0.0	0.0	18.5	
14	Juan Felipe	48.4	18	0.1	0.8	2.0	14.5	
15	San Diego Chiconcillo	44.6	11	0.0	0.4	2.0	0.8	
16	Mozutla	33.8	21	0.4	0.5	0.5	9.5	
17	Aguacate	30.9	15	0.3	0.8	3.4	5.9	
18	Temapache	18.4	18	0.3	0.3	0.3	3.9	
19	Santa Lucía	14.7	19			0.1	1.6	1967
20	Chichimantla	14.6	20	0.1	0.1	0.4	6.0	

21	Horcón	11.4	21	0.0	0.0	0.0	4.0	
22	Copal	11.0	22	0.1	0.1	0.1	4.1	
23	Xocotla	4.3	16	0.0	0.0	0.0	1.8	
24	Tihuatlán	3.8	19	0.0	0.0	0.0	0.8	
25	Gutiérrez Zamora	2.6	18	0.0	0.0	0.4	1.0	
26	Vara Alta	1.6	13	0.0	0.5	0.5	0.2	
27	Chiconcoa	0.6	17	0.0	0.0	0.0	0.1	
28	Caristay	0.4	17				0.2	

Cuadro 10. Campos de crudo pesado y extrapesado terrestres de la Faja de Oro. (CNH 2017).

Campos de la región norte, que pertenecen a Chicontepec.

Los campos de crudo pesado que pertenecen al paleocanal de Chicontepec, en la Región Norte del país, según la geología que los caracteriza, se clasifican como yacimientos no convencionales.

	CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Reserva 1P (MMbl)	Reserva 2P (MMbl)	Reserva 3P (MMbl)	Producción acumulada (MMbl)	Año de descubrimiento
1	Furbero	5227.0	22	89.8	181.1	218.1	9.7	1869
2	Remolino	1664.9	21	45.9	166.6	297.4	5.9	1967
3	Gallo	738.4	19	0.7	45.5	57.7	0.2	1968
4	Presidente Alemán	20.7	20	0.2	0.2	0.2	2.4	1949

Cuadro 11. Campos de crudo pesado y extrapesado de Chicontepec. (CNH 2017).

Campos terrestres de la región norte, que pertenecen a la cuenca de Veracruz.

	CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Reserva 1P (MMbl)	Reserva 2P (MMbl)	Reserva 3P (MMbl)	Producción acumulada (MMbl)	Año de descubrimiento
1	Angostura	302.4	15	0.4	0.9	0.9	30.3	1953
2	Perdiz	171.7	20.7	3.2	3.6	4.4	9.0	
3	Lagarto	0.4	14					1963
4	Remudadero	0.3	14	0.0	0.0	0.0	0.0	1978

Cuadro 12. Campos de crudo pesado y extrapesado de la Cuenca de Veracruz. (CNH 2017).

3.4.5. Campos De Crudo Pesado y Extrapesado de la Región Sur.



Imagen 11. Región Sur. (Pemex. 2010).

	CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Reserva 1P (MMbl)	Reserva 2P (MMbl)	Reserva 3P (MMbl)	Producción acumulada (MMbl)	Año de descubrimiento
1	Samaria	4635.2	17.3	170.8	194.4	210.4	1669.2	1960
2	Íride	1696.1	17.5	101.4	104.0	123.4	503.8	1973
3	Puerto Ceiba	1326.2	22.5	40.9	53.2	53.2	204.9	1985
4	Carrizo	308.6	15.8		4.8	50.5	14.9	1962
5	Moloacán	221.7	20	0.6	0.6	0.6	39.9	1948
6	Tintal	128.2	22	14.0	14.0	14.0	7.3	1978
7	Platanal	117.0	21	5.0	5.0	5.0	23.9	1962
8	Alameda	21.8	10			2.0		1967

Cuadro 13. Campos de crudo pesado y extrapesado de la Región Sur. (CNH 2017).

**Resumen de Reservas de los crudos pesados y extrapesados
(Millones de barriles)**

CAMPOS	1P	2P	3P
Región Marina Noreste	3,766.6	5,624.4	6,966.2
Región Sur	332.9	376.0	459.1
Región Marina Noreste que no están en producción.	283.1	859.9	2053.8
Chicontepec	136.6	393.5	573.4
Cuenca Tampico-Misantla	101.5	142.1	172.7
Región Marina Suroeste	17.0	327.6	576.3
Terrestres Faja de Oro	10.3	15.9	29.2
Terrestres de la cuenca Veracruz	3.6	4.6	5.3
TOTAL	4,651.6	7744.0	10,836.1

Cuadro 14. Resumen de las reservas de crudo pesado y extrapesado.

3.5. Los pesados y la reforma energética.

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el decreto mediante el cual se reformaban y se adicionaban diferentes disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de energía.

La reforma energética marco una transformación profunda del marco legal e institucional del sector energético de México, buscando promover el aprovechamiento sustentable y eficiente de los recursos naturales para detonar el potencial del sector y contribuir al desarrollo del país.

Se modificó el texto constitucional a efecto de establecer en el artículo 27 constitucional, párrafo séptimo, “que con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante el otorgamiento de asignaciones a empresas productivas del Estado, o a través de contratos con dichas empresas o con particulares” (CNH, 2015).

La Reforma Energética en México fue una estrategia de modernización del sector energético del país, con esta reforma se confirmó la apertura a la inversión privada con el fin de impulsar el desarrollo de la industria mexicana, en materia de producción y aprovechamiento de los hidrocarburos y de la electricidad.

Se estableció en la legislación, porcentajes de contenido nacional en el abastecimiento, a través de asignaciones y contratos que se otorguen a las empresas públicas y privadas.

Se adecuó la Ley de Inversión Extranjera con el propósito de fomentar la participación de la inversión extranjera en actividades relacionadas con la industria para potencializar los beneficios de la propia reforma.

Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, se convierten en Empresas Productivas del Estado, con autonomía técnica, de gestión y presupuestal. Su objeto será crear valor económico e incrementar los ingresos de la Nación. PEMEX tendrá protección a través de un nuevo régimen fiscal y mejores prácticas de Gobierno Corporativo.

Además, se creó un Fideicomiso Público para promover el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales de la Industria Energética, este fondo está especializado en el desarrollo de proveedores nacionales y cadenas productivas en el sector energético.

La reforma energética establece las modalidades contractuales que el Estado podrá utilizar para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural a fin de incrementar los ingresos petroleros de México y contribuir al desarrollo de largo plazo de la Nación.

3.5.1. Los contratos petroleros.

En la industria petrolera y para lograr el desarrollo de algún campo, se efectúan varios contratos, sin embargo, el contrato más importante es el que se da entre el gobierno y sus compañías petroleras nacionales o compañías petroleras internacionales. Los demás contratos deben ser consistentes con y dependientes de este contrato.

Este contrato es conocido en la industria como «contrato del gobierno anfitrión» porque es un contrato entre un gobierno (a nombre de la nación y de su gente) y una compañía o compañías (que están siendo hospedadas). A través de este contrato el gobierno anfitrión concede legalmente derechos a las compañías petroleras para llevar a cabo “operaciones petroleras”.

La reforma energética en México de 2013, establece las modalidades contractuales que el Estado podrá utilizar para llevar a cabo actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural a fin de incrementar los ingresos petroleros de México y contribuir al desarrollo de largo plazo de la Nación.

Los modelos de contratos contemplados por el nuevo marco regulatorio son: contratos de producción compartida, de licencia y contratos de servicios. La adjudicación de los contratos para la exploración y extracción se llevará a cabo mediante procesos de licitación a cargo de la CNH, en los que podrán participar PEMEX, otras empresas productivas del Estado y personas morales en igualdad de circunstancias.

Además, se permite a PEMEX establecer alianzas y asociaciones (farm-outs) en los campos de extracción, o bloques de exploración que le fueron asignados durante la Ronda 0; que incrementen su capacidad para invertir y acceder a yacimientos en la frontera tecnológica y de recursos no convencionales, y faciliten también la transferencia de conocimientos y tecnología.

En cada caso, el Estado definirá el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación.

Licencias.

Es el otorgamiento por parte del estado de derechos a un concesionario (empresa) que se encargará de hacer todos los trabajos tanto de exploración como de explotación en caso de haber un volumen recuperable, así la compañía producirá el hidrocarburo con el permiso del Estado, y no será en ningún momento propietario del mismo, sino hasta que pague los derechos determinados en el contrato. Después de este pago, podrá hacer uso de tal producto para poder comercializarlo con lo que recuperará los costos de producción y los de los derechos pagados. El sobrante será la utilidad bruta del contratista y estará sometida a pago de impuestos. (González Rodríguez, Jatzira y Olvera López, Javier. UNAM 2015).

Contrato de producción compartida.

En este caso, los costos de extracción de hidrocarburos que asumen el gobierno y la empresa contratista son numerados a ésta con recursos de producción que provienen de la misma explotación, hasta cubrir los montos que erogó. Después, el volumen de producción restante se divide entre el gobierno y la compañía conforme porcentajes establecidos. (González Rodríguez, Jatzira y Olvera López, Javier. UNAM 2015).

Contratos de Servicios.

Es una relación de prestación de servicios por los que un contratista realiza obras y servicios requeridos cuyo pago en efectivo se determina en función del cumplimiento de indicadores en la industria petrolera internacional. (González Rodríguez, Jatzira y Olvera López, Javier. UNAM 2015).

Asociaciones (Farmout).

En la industria petrolera, un farmout es una asociación estratégica de voluntades entre dos o más empresas que ponen a disposición un proyecto concreto, propiedades, o una licencia de E&P, y van a compartir riesgos, ganancias o, eventualmente, pérdidas de manera proporcional a lo que están aportando en el proyecto.

Se trata de una alianza temporal, no constituyen una nueva persona jurídica, es sólo un contrato de coordinación entre empresas. El objeto del convenio se va modificando conforme el proyecto progresa, entra a retos geológicos, y el plazo no lo define el tiempo, sino la terminación del proyecto. Estos acuerdos pueden tener diferentes metas según sea el contrato.

Administración de los campos petroleros en México.

Como resultado de la reforma, se contempla una nueva manera de administrar los campos petroleros en México, donde por muchos años, Pemex era la responsable de manejar la totalidad de los procesos involucrados con la exploración y extracción de hidrocarburos del país.

El Estado a través de La Secretaría de Energía (SENER) es completamente responsable de buscar la forma de maximizar los ingresos para el país. La SENER consideró la realización de 4 Rondas de Licitación de Áreas de Exploración y de Campos de Extracción durante el periodo de 2015-2019.

La SENER con asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, contempló un proceso para adjudicar a PEMEX las asignaciones de las áreas en exploración y los campos en producción en los que demostrara contar con capacidades técnicas, financieras y de ejecución, para operar de manera eficiente y competitiva.

El proceso denominado “Ronda cero” fue diseñado para cumplir un doble objetivo:

- Fortalecer a PEMEX dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción y una adecuada restitución de reservas de forma eficiente.

- Permitir a PEMEX establecer alianzas y asociaciones (farm-outs) que incrementen su capacidad para invertir y acceder a yacimientos en la frontera tecnológica y de recursos no convencionales, y faciliten también la transferencia de conocimientos y tecnología.

La Ronda 0 le dio a Pemex la ventaja de escoger los campos en producción, y las áreas más prospectivas. Pemex obtuvo en esta ronda 20.6 mil millones de barriles de las reservas 2P y 23.5 mmbpce de recursos prospectivos. (SENER. 2015).

Tipo	Volumen	Relación	Superficie [Km2]
	Otorgado [mmbpce]	Otorgado/ Solicitado [%]	
Reservas 2P	20,589	100	17,010
Recursos Prospectivos	22,126	67	72,897
Convencional	18,222	70.9	64,489
No Convencional	3,904	51.6	8,408

Cuadro 15. Reservas y recursos prospectivos otorgados a Pemex en Ronda 0.

(SENER 2015).

La reforma energética le permite a Pemex buscar asociaciones en los bloques que le fueron asignados en la Ronda 0. Con estas asociaciones Pemex busca ampliar su capacidad y reducir la necesidad de capital.

Se pretende lograr el desarrollo de campos de alta complejidad, que requieren fuertes inversiones o que poseen las condiciones necesarias para acelerar el desarrollo de los campos e incrementar su producción, tener acceso a nuevas tecnologías y mejores prácticas.

El gobierno mexicano ha otorgado a Pemex permiso para realizar alianzas o asociaciones en una serie de campos en los que ha invertido recursos sustanciales de capital para operar las asignaciones que haya elegido migrar a contratos.

Esta acción reconoce la inversión que Pemex ha hecho en el pasado, los esfuerzos de exploración y producción, y permite la monetización parcial de estos activos a través de la contribución de terceros para gastos futuros de capital y operativos.

Con estas acciones también, se permite la transferencia de tecnología, conocimiento y habilidades de gestión. Pero el objetivo general de las asociaciones conocidas como farm-outs, es obtener volúmenes incrementales de crudo y gas natural rápidamente, compartiendo los riesgos y los rendimientos con las partes privadas, recaudando el capital necesario.

3.5.2. Los crudos pesados con la reforma energética.

La Secretaría de Energía (SENER) consideró la realización de 4 Rondas de Licitación de Áreas de Exploración y de Campos de Extracción, debido al gran potencial que representan los proyectos de aceites pesados y extrapesados, inicialmente se tenía contemplado licitar estos recursos en la Ronda Uno. Sin embargo, debido a los bajos precios del petróleo, la SENER optó por aplazar la licitación de dichas áreas.

Dentro del plan Quinquenal de las áreas contractuales publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el año 2015, aparecen los campos de crudo pesado y extrapesado propuestos para ser licitados en las diferentes Rondas, los campos propuestos fueron:

Ronda 1:		
	Reserva 1P [MMbl]	Reserva 3P [MMbl]
Kayab		
Pit	12.9	453.4
Chapabil		149.7
Pohp		93.9
Tson	8.2	75.1
Kach		93.4
Kastelán		40.1
Baksha		41.8
Alak		47.5
Zazil-Ha		18.3
Mené		24.4
Total	205.4	1,927.0
Ronda 2:		
Nab		32.6
Numan		16.7
Makech		27.7
Total	0	77.0

Ronda 3		
Gutiérrez Zamora		0.4
Alameda		2.0
Total	0	2.4
Ronda 4		
Santa Lucía		0.1
Pinole		
Total	0	0.1
TOTAL	205.5	2006.5

Cuadro 16. Campos de crudo pesado y extrapesado propuestos por CNH para ser licitados en las diferentes Rondas. (CNH 2015).

3.5.3. Campos de crudo pesado y extrapesado propuestos por CNH para ser licitados en las diferentes Rondas. (CNH. 2015).

A continuación se muestran cómo se han tratado los campos de crudo pesado y extrapesado en las licitaciones de las diferentes Rondas que se han llevado a cabo hasta el momento.

Ronda 1

Fue integrada por los siguientes procesos de licitación pública internacional:

- Licitación 1. Contratos de Producción Compartida para Exploración y Extracción en aguas someras.
- Licitación 2. Contratos de Producción Compartida para la Extracción de Hidrocarburos en aguas someras.
- Licitación 3. Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en áreas terrestres.
- Licitación 4. Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas profundas.

Dentro de los bloques licitados en la Licitación 1, se incluyeron Áreas contractuales, donde los hidrocarburos principales de acuerdo con los datos de la CNH de estas áreas, eran crudos pesados y extrapesados.

Las áreas contractuales 8, 9 y 11 de la provincia Geológica Salina del Istmo en las cuencas del Sureste, las principales oportunidades exploratorias pertenecían al Cretácico en formaciones de caliza fracturada. Donde se espera que el hidrocarburo principal es crudo extrapesado. Y Las áreas 12 y 13 eran arenas de grano grueso provenientes del plioceno donde se esperaba crudo pesado. Ninguna de estas áreas contractuales fue asignada en la licitación 1.

En la segunda licitación, en el área contractual 1, que contaba con un volumen original de 788.1 [mmb], de la cual resultó ganadora la empresa ENI Internacional bajo el contrato de producción compartida, se ha presentado una confusión con respecto a los hidrocarburos contenidos en esta área.

La prensa maneja estos recursos como hidrocarburos pesados o extra pesados (Offshore Engineer, 2017), sin embargo los datos reportados por la CNH han indicado que los crudos contenidos en esta área han registrado densidades que van de los 27 a los 33°API incluso en el comunicado de prensa oficial de la CNH se indica que los nuevos descubrimientos realizados por el pozo Amoca-02, han sido de 30°API, por lo que su correcta clasificación sería de medianos y ligeros respectivamente.

Dentro del área contractual 3 se incluyó el campo Xulum, este campo es de crudo pesado que no ha estado en producción. Cuenta con un volumen original de 633.4 [mmb] de un crudo de gravedad 16.5°API. El yacimiento es del Cretácico y su litología es de Caliza. Esta área no resulto atractiva para los inversionistas y no fue adjudicada.

En la tercera licitación, otros campos de crudo pesado fueron incluidos y fueron asignados bajo los contratos de Licencias:

CAMPO	Volumen original (MMbl)	°API	Reserva 3P (MMbl)	Producción acumulada (MMbl)	Operadora
Moloacán	221.7	20	0.6	39.9	Canamex Energy Holdings
Barcodón	165.5	18	0.2	14.8	Diavaz Offshore

Cuadro 17. Campos de crudo pesado Incluidos en la Ronda 1, licitación 3. (CNH. 2017).

El Área Contractual número 14 se ubica en el estado de Veracruz, abarca una superficie de 46 la Oferta km² e incluye al campo Moloacán. Dicho campo cuenta con un volumen original en sitio de 222 millones de barriles de aceite y 122 mil millones de pies cúbicos de gas; al 1ro de enero de 2015 contaba con una producción acumulada de 40 millones de barriles de aceite y 22 mil millones de pies cúbicos de gas. Estos hidrocarburos se encuentran almacenados en arenas del Mioceno.

El Área Contractual número 1 se ubica en el estado de Tamaulipas, abarca una superficie de 11 la Oferta km² e incluye al campo Barcodón. Dicho campo cuenta con un volumen original en sitio de 166 millones de barriles de aceite y 48 mil millones de pies cúbicos de gas; al 1ro de enero de 2015 contaba con una producción acumulada de 15 millones de barriles de aceite y 10 mil millones de pies cúbicos de gas. Estos hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas del Cretácico.

Después de la asignación, en el campo Moloacán, cerraron sus pozos el 17 de junio de 2016, y en el campo Barcodón, también se cerraron los pozos con fecha del 18 de agosto, hasta la fecha, la CNH sigue reportando 0 producción proveniente de estos campos. Por lo que se deberá seguir esperando que se muestren resultados de estos contratos de Licencia (CNH. 2017).

En la cuarta licitación solo el área contractual 6 de la cuenca Salina era de aceite extrapesado, fue subastado bajo contrato de Licencia, con plays de edades del Neógeno, Cretácico y Jurásico Superior, con litologías de arenas medias, calizas fracturadas y oolitas. No fue adjudicado.

Ronda 2

Se encuentra integrada por los siguientes procesos de licitación pública internacional:

- Licitación 1. Contratos de producción compartida para exploración y extracción en aguas someras.
- Licitación 2. Contratos de Licencia para exploración y extracción en áreas terrestres.
- Licitación 3. Contratos de Licencia para la exploración y extracción en áreas terrestres.
- Licitación 4. Contratos de Licencia para la exploración y extracción de Hidrocarburos en aguas profundas.

En la primera licitación, Los bloques de aguas someras 13 y 14 correspondían a hidrocarburos pesados, fueron licitados bajo contratos de producción compartida, pertenecientes a las cuencas del Sureste. Solo el bloque 14, que incluye el campo Xulum, fue adjudicado a ENI México y Citla Energy, con edades del Plioceno, Cretácico y Kimmeridgiano, litologías de arenas medias y gruesas, calizas fracturadas y dolomías.

Actualmente está abierta la convocatoria para la cuarta licitación, esta se encuentra integrada por 30 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia. Estas áreas contractuales se encuentran en las provincias petroleras de: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas, Cuenca Salina y Plataforma de Yucatán.

Existen áreas donde se espera que se encuentren crudos pesados y extrapesados, en las áreas pertenecientes al sector de la cuenca salina del Istmo. Estas áreas son: la 21, 22, 23, 25, 26, 27 y 28.

Las edades de los plays corresponden al Mioceno, Oligoceno, Eoceno, Jurásico Tardío, Cretácico. En litologías como arenas medias, brechas, oolitas, turbiditas y calizas.

Habrá que estar pendientes en la próximos meses y años, de los resultados de esta cuarta licitación, de las empresas ganadoras de estas áreas y de los resultados que puedan ofrecer con respecto a la exploración, incremento de reservas y explotación de los crudos pesados y extrapesados en esta zona del país.

Pero con los resultados de las rondas de licitación que se han efectuado hasta el momento, podemos observar que las empresas no se han visto muy interesadas en las áreas donde prevalecen los hidrocarburos pesados y extrapesados, los precios actuales de los hidrocarburos no hacen llamativas este tipo de áreas, las ofertas se han inclinado más por los campos que tienen hidrocarburos convencionales, es decir que implican menores costos de extracción.

Contratos Integrales de Exploración y Producción de campos pesados.

En el 2012, se dio la oportunidad a empresas extranjeras para adquirir contratos en algunas zonas petroleras del país, estos contratos fueron conocidos como Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP), entre ellos, existen campos de crudo pesado y extrapesado que están operando aún bajo esta modalidad, pero actualmente están en proceso para migrar a nuevos contratos bajo las nuevas modalidades de contratos de exploración y extracción producto de la reforma.

Los campos de crudo pesado que están sujetos a estos contratos son:

CAMPO	°API	Volumen original (MMbl)	Reserva 3P (MMbl)	Producción acumulada (MMbl)	Operadora
Tierra Blanca	18	352.5	4.1	105.4	Monclova Pirineos Gas
Altamira	12	199.6	14.4	13.2	Cheiron
Pánuco	12	5204.1	1	368.8	Petrofac & Schlumberger
Ébano	12	2211.3	43.8	208.5	Diavaz
Carrizo	16	308.7	50.5	14.9	Schlumberger

Cuadro 18. Campos de pesados y extrapesados con Contratos Integrales de Exploración y explotación. (Pemex 2014).

Pemex y los farmouts de pesados.

En las asignaciones que Pemex recibió en la Ronda 0, se le permite establecer alianzas y asociaciones (farm-outs) que incrementen su capacidad para invertir y acceder a yacimientos en la frontera tecnológica y de recursos no convencionales, y faciliten también la transferencia de conocimientos y tecnología.

Los campos de crudo pesado y extrapesado en los que la SENER le permitirá a PEMEX, buscar asociaciones mediante licitaciones reguladas por la CNH bajo los términos de la Secretaria de Hacienda son:

- Ayatsil
- Tekel
- Utsil
- Ek
- Balam

En el caso de los campos Ek y Balam, asignaciones que Pemex obtuvo en la Ronda Cero, migraron a contratos de producción compartida sin socio. Estos campos son el primer desarrollo de Pemex bajo este esquema, esto permitirá incrementar el valor de los propios campos e incrementar la recaudación del Estado Mexicano.

La asociación, actualmente en proceso de licitación: CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017 también involucra crudos pesados, se ha manejado como la primera asociación de crudos pesados.

El área Ayín-Batsil se localiza en la parte oriental de la provincia Salina del Istmo y la porción marina de la provincia Pilar Reforma-Akal, principal provincia productora de hidrocarburos del país, denominada Cuencas del Sureste. Ofrece 359 mmbbl de reservas 3P no desarrolladas.

Este proyecto, de acuerdo a los datos de la CNH, involucra campos como Makech con 18°API y Batsil con 20°API, además de Ayin con 23°API y Alux de 28°API.

Con profundidades de entre 150-170 m, son más profundos de los que Pemex, opera normalmente. El resultado de esta licitación se ha dado el 4 de octubre de este año. Esta licitación se ha declarado desierta.

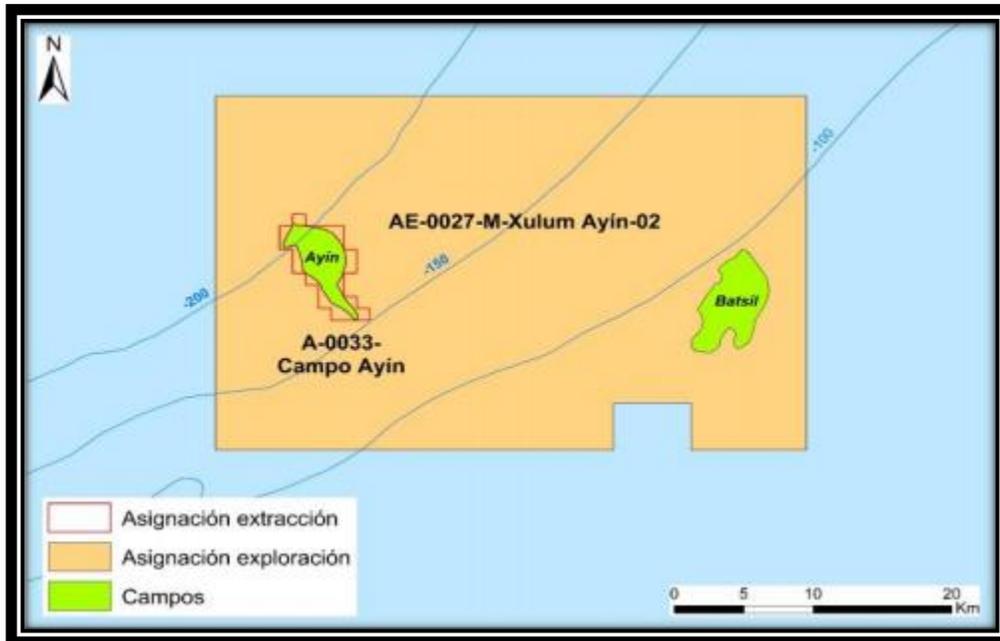


Imagen 12. Asociación de Pemex bajo contrato de Producción Compartida Ayín-Batsil.
(CNH. 2017).

Capítulo 4. Métodos de recuperación de crudo pesado y extrapesado.

4.1. Métodos de recuperación de crudo pesado y extrapesado.

Los métodos de recuperación empleados en yacimientos de crudo pesado y extrapesado, dependen de la temperatura del yacimiento y las propiedades de fluido, se dividen principalmente en dos tipos: los métodos de recuperación primaria, también llamados métodos de recuperación en frío, y los métodos asistidos termalmente.

Método	Características	Uso
Minería a cielo abierto	Alto factor de recuperación, alto impacto ambiental.	Arenas petrolíferas Superficiales en Canadá.
Producción en frío con pozos horizontales y multilaterales.	Bajo factor de recuperación, se puede utilizar para drenaje de agua.	Usados en Venezuela y en el Mar del Norte.
Producción en frío de aceite con arena (CHOPS)	Bajo factor de recuperación, necesita buena relación gas/aceite, para arenas no consolidadas	Canadá para explotar formaciones delgadas.
Inyección de vapor	Reduce la viscosidad del crudo pesado, necesita una buena roca sello, factor de recuperación de bueno a alto.	USA, Canadá, Indonesia, otros.
Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)	Permite la producción de arenas menos profundas con sello débil.	Usado en Canadá
VAPEX	Menor consumo de energía, bajas tasas de producción.	Utiliza disolvente en lugar de vapor en pozos de tipo SAGD
Combustión in situ con pozos verticales y horizontales	Eliminar la necesidad de gas natural para la generación de vapor, mejora del crudo en el yacimiento.	Se inyecta aire enriquecido con oxígeno, o solamente oxígeno

Cuadro 19. Métodos de producción para crudos pesados y extrapesados. (Modificado de Clark. 2011).

4.1.1. Métodos de Recuperación en frío.

Los métodos de producción en frío, son los métodos que se utilizan a temperatura de yacimiento, no requieren agregar calor al mismo, son utilizados cuando la viscosidad del crudo pesado a condiciones de yacimiento es lo suficientemente baja para permitir que el crudo fluya. En la producción en frío, se busca aprovechar los mecanismos naturales de producción.

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca-fluido	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta Sw)	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube un máximo y declina nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta Sw)	5-35% Promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción.
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas.	Ausente o insignificante.	20-40% Promedio: 25%	La surgencias de gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas.
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, agua y gas.	Permanece baja si la presión permanece alta.	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano.	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia aumenta cuando W_e no se considera.
Segregación gravitacional	Declina rápida y continuamente.	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructuralmente altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el Angulo del yacimiento es mayor a 10° y la μ_o es baja (< 5 cp).

Cuadro 20. Características de los mecanismos básicos de producción primaria.
(CNH 2012).

La producción en frío, puede mantenerse implementando algún sistema artificial de producción como el uso de bombas de fondo (bombeo mecánico, cavidades progresivas o electro centrifugas), la inyección de algún aceite ligero, o algún diluyente para disminuir la viscosidad; dependiendo de las propiedades del crudo.

En algunos casos se utilizan combinaciones de los métodos anteriormente mencionados para tener mejores resultados.

4.1.1.1. Extracción de crudo a partir de arena: Minería

El método original de recuperación de petróleo extrapesado en frío cuando el yacimiento no es muy profundo, es la minería. Gran parte de la explotación de petróleo pesado por el método de minería tiene lugar en las minas a cielo abierto en Canadá, además en Rusia se ha implementado la minería subterránea. (Alboudwarej, et al. 2006).

El procesamiento de arenas bituminosas para combustible requiere tecnología muy compleja y un proceso de refinamiento que consume gran cantidad de energía y es altamente contaminante.

La extracción de las arenas bituminosas y del aceite que contienen se puede hacer mediante dos métodos:

- La minería a cielo abierto, es un método en el cual las arenas petrolíferas se recuperan con camiones y excavadoras para ser transportadas a las plantas de procesamiento, donde el bitumen es separado de la arena con agua caliente. El bitumen se diluye con los hidrocarburos más livianos y se mejora para formar crudo sintético.
- La extracción in-situ es usada para extraer las arenas bituminosas que se encuentran muy profundas y que no se pueden explotar con minería de superficie. La extracción in situ, requiere el uso de vapor a alta presión para derretir el bitumen, logrando que pueda fluir hasta la superficie.

La explotación de arenas bituminosas también implica un fuerte impacto en el medio ambiente, debido a la tala masiva de árboles y al uso de grandes cantidades de agua. . La extracción y producción de petróleo proveniente de arenas bituminosas requiere un gasto enorme de energía y genera una gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero convirtiéndolo así en uno de los combustibles más sucios del mundo. (Alboudwarej, et al. 2006).

Dado que el petróleo procesado a partir de arenas bituminosas, también llamado bitumen diluido, tiende a hundirse en el agua, los derrames son mucho más difíciles de limpiar y tienen consecuencias más devastadoras.



Imagen 13. Arenas bituminosas Athabasca, Canadá.

4.1.1.2. Producción de petróleo crudo en frío con arena (CHOPS).

La producción de petróleo pesado en frío con arena es un método de producción primaria donde se produce crudo con un corte de arena de hasta 10%. Se emplea en arenas no consolidadas, y para emplear este método debe existir una buena relación gas/aceite. (Martínez y Morales. 2011).

El gas que se libera del petróleo despresurizado ayuda a desestabilizar y mover los granos de arena. El movimiento de la arena incrementa la movilidad del fluido y forma canales, denominados agujeros de gusanos, que crean una zona de alta permeabilidad creciente alrededor del pozo. El peso de la sobrecubierta ayuda a extrudir la arena y los líquidos. La arena y el petróleo se separan por acción de la gravedad en la superficie y la arena se elimina en los estratos permeables.

Este método requiere de sistemas de bombeo multifásico para poder manipular la arena, el aceite, el agua y el gas producidos. Se ha aplicado en campos de Canadá, con crudos que presentan viscosidades que van de los 50 a los 15 000 [cP]. (Alboudwarej, et al. 2006).

4.1.1.3. Inyección de agua.

La inyección de agua es otro método en frío, aplicable para la producción de crudos pesados; donde los procesos de recuperación mejorada no son técnicamente o económicamente posibles. Para considerar su uso, se analiza la viscosidad del crudo, la heterogeneidad de la permeabilidad, así como la continuidad de los estratos de alta permeabilidad dentro del yacimiento.

La inyección de agua, ayuda a la producción del pozo, debido a que permite mantener la presión dentro del pozo. Aunque se pueden llegar a producir altos cortes de agua en la producción. La inyección de agua, mejora marginalmente la recuperación final.

El campo Captain en el Mar del Norte, tiene un crudo de 20° API, que ha sido explotado con el método de inyección de agua, además de tener un manejo cuidadoso del yacimiento, reporta un factor de recuperación mayor al 20% y se espera que el factor de recuperación final alcance los 30%. (Clark. 2011)

4.1.2. Métodos de Recuperación mejorada.

Las técnicas de recuperación mejorada pueden aumentar significativamente la recuperación final de aceite. La recuperación mejorada involucra inversiones y gastos operativos muy superiores a los requeridos por la producción primaria o la inyección de agua.

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

En la producción de crudos pesados, cuando la producción en frío alcanza su límite económico, se opta por la recuperación secundaria y/o mejorada, termalmente asistida; en la cual se disponen de varios métodos (Curtis et al. 2003).

Los más usados son los métodos de inyección de vapor cíclica y continua los cuales han demostrado ser los procesos de recuperación con mayor éxito en crudos pesados y extrapesados. Cuando se calientan los crudos pesados, se vuelven menos viscosos, con la reducción de la viscosidad del crudo se mejorara su movilidad mediante la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento (Clark, 2007).

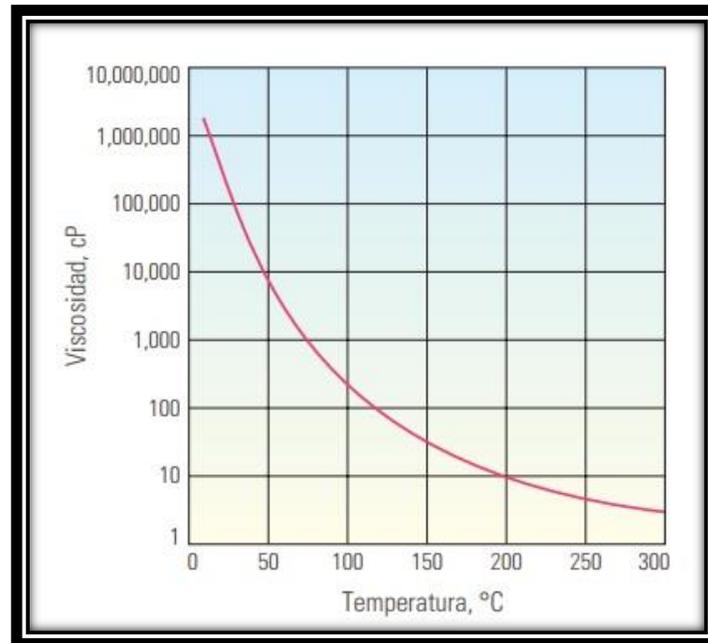


Imagen 14. Tendencia de la viscosidad con relación a la temperatura.

(Alboudwarej, Hussein, et al. 2006).

4.1.2.1. Métodos térmicos.

Los métodos térmicos, tienen el objetivo de lograr la reducción de la viscosidad de los crudos, para elevar su movilidad aportando energía térmica al yacimiento, ya sea por medio de la inyección de agua caliente, inyección de vapor o la inyección de aire.

Con estos métodos, la temperatura del crudo se eleva, por lo que los fluidos se expanden, se evaporizan algunos líquidos y se reducen las viscosidades lo que repercute en un aumento de la movilidad.

Estos métodos se pueden dividir en dos categorías, los métodos en los que el calor es producido en la superficie; en los que los fluidos inyectados transmiten el calor producido, y los métodos en los cuales el calor es creado en la formación llamado combustión in situ; el fluido inyectado es uno de los reactivos para generar una reacción exotérmica dentro del yacimiento.

4.1.2.2. Inyección de agua caliente.

La inyección de agua caliente es el método térmico de recuperación más simple, dependiendo de las características del yacimiento puede ser económico. En este proceso el agua inyectada es calentada a una temperatura mayor que la temperatura original del yacimiento, pero menor a la temperatura de vaporización del agua a condiciones de yacimiento.

En el yacimiento el agua caliente fluye dentro de la formación perdiendo calor hasta tomar la temperatura del yacimiento. Inmediatamente después de la inyección de agua comienza a formarse una zona caliente y un banco de agua fría. El banco de agua fría continúa aumentando delante de la zona caliente. Esto ocurre debido a que la transferencia de calor es casi instantánea.

Es un proceso de desplazamiento en el que el aceite se desplaza inmisiblemente, tanto por agua caliente como por agua fría, la recuperación de aceite se incrementa debido a la reducción de la viscosidad. Los beneficios de la inyección de agua caliente ocurren mucho tiempo después de que el agua fría es producida por el pozo productor y la recuperación de aceite tiene necesariamente altos gastos de agua-aceite.

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

4.1.2.3. Inyección de vapor.

El proceso de inyección de vapor es una de las técnicas dominantes en la recuperación mejorada en la extracción de petróleo pesado. El mecanismo de recuperación de crudo mediante inyección de vapor considera al vapor a lo largo de un medio poroso que inicialmente contiene crudo y agua.

El aceite en la vecindad inmediata de la inyección es vaporizado y empujado hacia delante, una fracción del crudo no se vaporiza y se deja atrás a una elevada temperatura debido al calor provisto por el vapor.

El vapor que avanza eventualmente se condensa en agua (debido a las pérdidas de calor), por lo que se genera un banco de condensado caliente. Este banco empuja al crudo al frente a medida que éste se mueve, enfriándose a temperatura del yacimiento. A partir de aquí el proceso de desplazamiento continúa en un modo que podría ser semejante a la inyección convencional de agua.

Los puntos de interés de la inyección de vapor son: inyectar vapor para desplazar el aceite del yacimiento, reducción de la viscosidad, expansión térmica y suministro de presión para transportar el crudo hacia los pozos productores.

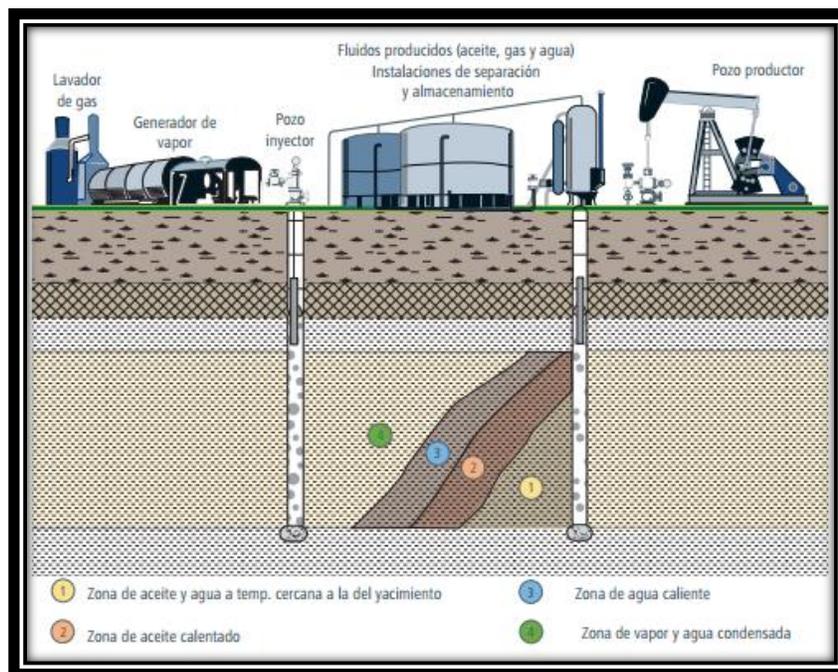


Imagen 15. Inyección de vapor. (CNH 2012).

Las pérdidas de calor son una parte importante en un proyecto de inyección de vapor ya que una gran parte de la energía térmica es utilizada para calentar la roca y sólo una parte de esta energía se usa para calentar los fluidos de la formación. Se han propuesto varios métodos para obtener la mayor recuperación con el menor gasto de energía térmica.

4.1.2.3.1. Inyección continua de vapor.

Este proceso consiste en la inyección continua de vapor al yacimiento, formando una zona de vapor que avanza lentamente hacia las zonas productoras. En otras palabras, se trata de un desplazamiento de aceite por agua condensada, bajo condiciones inmiscibles.

El aceite es movilizado principalmente por la reducción de su viscosidad, que resulta de la elevación de la temperatura del yacimiento. La saturación de aceite en las zonas barridas por el vapor puede reducirse aproximadamente hasta en un 10 por ciento, resultando en factores de recuperación típicos que pueden llegar a alcanzar el rango de 50 a 60 por ciento del volumen original, como en el caso del campo Duri en Indonesia y algunos campos en el Valle de San Joaquín, California. (Clark. 2011)

La inyección de vapor se aplica comúnmente en aceites pesados y viscosos, contenidos en yacimientos someros con altas saturaciones de aceite y buena permeabilidad.

4.1.2.3.2. Inyección cíclica de vapor.

Es un método de recuperación que se realiza en un pozo que opera alternadamente como inyector y productor. Consiste básicamente en tres etapas. En la primera etapa el vapor se inyecta continuamente un tiempo, posteriormente el pozo se cierra para que el calor se transfiera y se distribuya en la vecindad del pozo. Después de algunos días o semanas, los pozos se vuelven a abrir, permitiendo la producción. Se tiene un aumento en la producción por un corto tiempo, y después declina lentamente. Este ciclo es repetido hasta que los ritmos de producción alcanzan un límite económico.

Los mecanismos de producción que se presentan, se tiene que al transferir calor al yacimiento e incrementar la temperatura del aceite, se reduce la viscosidad de éste y se represiona la vecindad el pozo, mejorando así la productividad del pozo. Este método registra factores de recuperación del orden de 10 a 40 % (Clark. 2011).

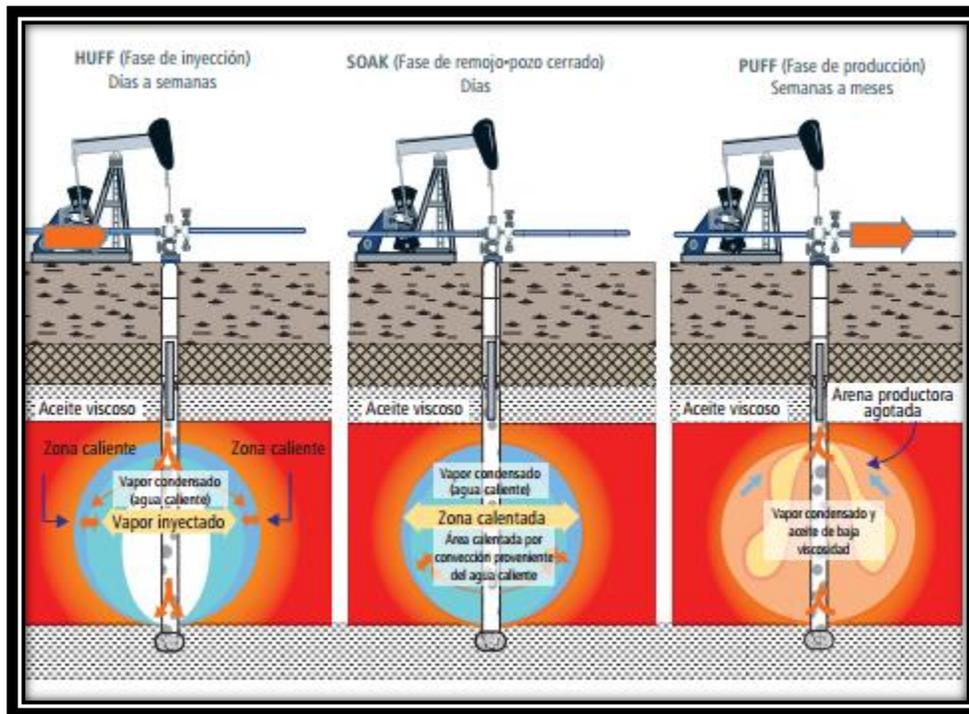


Imagen 16. Inyección cíclica de vapor. (CNH 2012).

4.1.2.4. Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).

Este método aprovecha la segregación vertical de vapor empleando dos pozos horizontales, ubicados uno arriba del otro. El vapor se inyecta por el pozo superior calentando el crudo pesado, para reducir su viscosidad y aumentar su movilidad. La gravedad hace que el crudo fluya en sentido descendente, hacia el pozo inferior que es el pozo productor.

Se forma una cámara de vapor hacia la cima por segregación gravitacional, lo que proporciona excelentes ritmos de producción. La lentitud intrínseca de los procesos de drene gravitacional propicia bajos ritmos de producción pero, al perforar pozos horizontales muy largos, con un par de pozos se puede tener el potencial de drenar volúmenes significativos de aceite.

Generalmente, estos pozos son someros y el factor de recuperación estimado para este método oscila entre 50 y 60%. (Clark. 2011)

Existen otros métodos, pero se consideran variaciones del método SAGD. Estos son: método VAPEX que emplea una mezcla de solventes como fluidos de inyección seguido de un gas transportador; el mecanismo de producción de este proceso es la reducción de la viscosidad del aceite, que resulta del proceso de difusión molecular y dispersión mecánica, los cuales son procesos lentos, entre el solvente y el aceite pesado, en el método Es-SAGD se agrega aproximadamente un 10 por ciento de vapor a la mezcla de solventes para ganar 25 por ciento en la eficiencia energética cuando se aplica el VAPEX, y el método SAGP donde se inyecta un gas no condensable junto con el vapor para reducir la demanda de vapor que tiene el método SAGD.

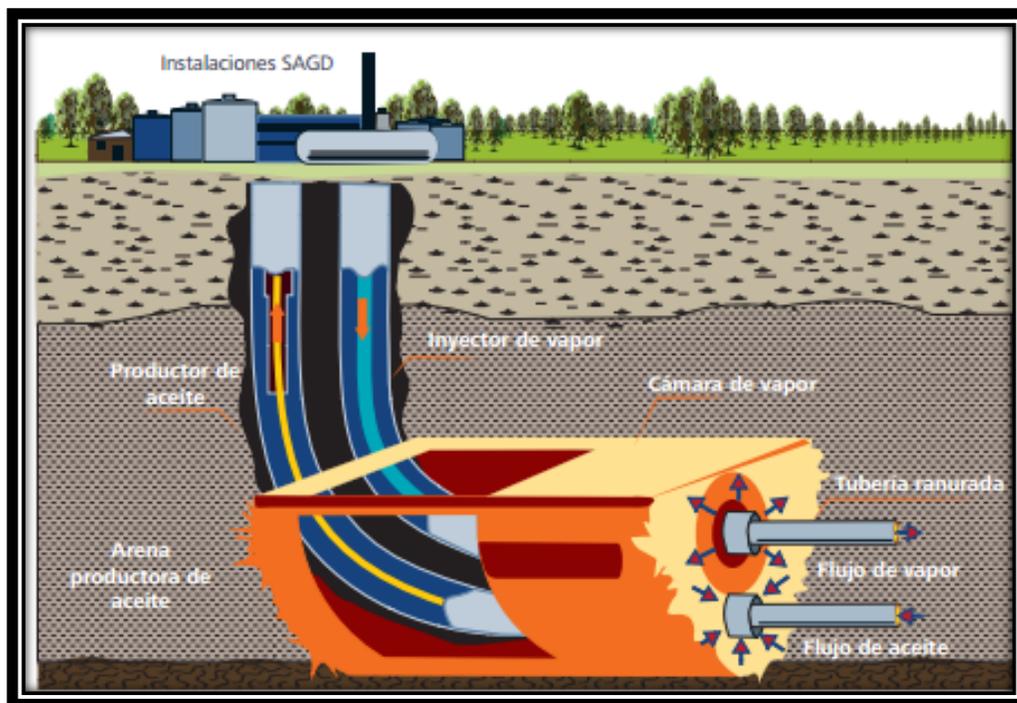


Imagen 17. Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD). (CNH 2012).

4.1.2.5. Método de combustión in-situ.

Los métodos que generan calor en el propio yacimiento, conocidos como métodos de combustión in situ; son métodos únicos debido a que una proporción del petróleo contenido en el yacimiento se quema. Mientras que la zona de combustión se propaga, el crudo se calienta mejorando la calidad del crudo producido.

El principio de la combustión in-situ es generar calor por medio de la combustión dentro del yacimiento, quemando los componentes más pesados del aceite para mejorar la calidad del crudo producido. Mientras la zona de combustión generada se propaga, el crudo se calienta haciendo que las fracciones más volátiles se vaporicen debido al craqueo térmico por el aumento de la temperatura.

Se puede inyectar aire enriquecido con oxígeno, o solamente oxígeno. Se introducen al pozo quemadores o calentadores eléctricos para realizar la ignición inicial. Aunque en algunos casos se presenta la ignición espontánea.

El crudo es producido por diferentes mecanismos, incluyendo la vaporización, condensación, empuje por gas en solución, desplazamientos miscibles, empuje por vapor, craqueo térmico, entre otros.

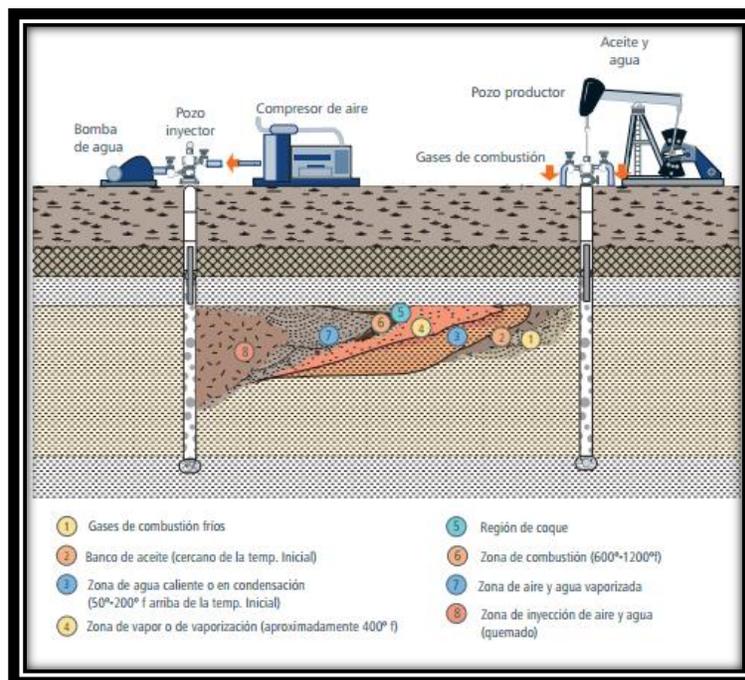


Imagen 18. Combustión in situ. (CNH 2012).

Para optimizar los diversos sistemas de recuperación, se dispone de los sistemas de levantamiento artificial y las terminaciones inteligentes de pozo de alta temperatura. El monitoreo continuo permite un mejor control de flujo de entrada y de salida del pozo.

Cuando la energía asociada con el crudo no es la necesaria para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie a través de la tubería de producción a las instalaciones superficiales, es necesario implementar un sistema artificial de producción. La elección del sistema depende de las características del aceite, tipo y profundidad del pozo, disponibilidad de gas y análisis de costos.

4.2. Innovaciones Tecnológicas.

Los países que cuentan con grandes reservas de crudo pesado y extrapesado, se han dedicado en estos últimos años a desarrollar tecnologías que permitan, facilitar la producción de este tipo de hidrocarburos, de tal manera que se puedan reducir los costos de producción de los mismos.

En México, con el fin de satisfacer la demanda de Pemex de contar con tecnología eficiente para el transporte de crudo pesado y extrapesado, investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), han desarrollado pruebas piloto, en busca de brindar soluciones para la explotación, transporte y procesamiento de los crudos pesados y extrapesados que abundan en las reservas del país.

En años recientes el IMP dio a conocer el desarrollo de Biotensoactivos para el transporte de crudo pesado y extrapesado, mediante emulsiones de agua. El proyecto consiste en mezclar el petróleo con agua por medio de biotensoactivos (sustancias que permiten formar una emulsión), los cuales se obtienen de la biomasa vegetal, arboles, pasto, residuos de maíz y trigo, y tienen en su composición cierto tipo de moléculas.

Se desarrolló para la producción de bioproductos con propiedades de superficie, que permite mejorar la viscosidad del crudo para ser enviado a través de ductos (Petroleum. 2014).

Este desarrollo permitirá ofrecer soluciones no solo a los problemas que presenta el crudo extrapesado que se produce en campos mexicanos, el cual debe ser mezclado con crudos livianos, además ayudaría a minimizar problemas operativos como las caídas de presión y la precipitación de asfáltenos y parafinas.

En el IMP se hizo un escalamiento de dos bioproductos: un agente reductor de viscosidad de emulsiones inversas cuya formulación base agua no usa disolventes orgánicos y un agente desemulsionante de emulsiones inversas. Al agente reductor de viscosidad se le denomina biotensoactivo porque su estructura principal contiene azúcar que reduce la tensión interfacial agua-aceite, mientras que el compuesto químico básico principal del agente desemulsionante es un aminoácido (Petroleum. 2014).

La diferencia con las tecnologías convencionales, es que la desarrollada por el IMP funciona a temperatura ambiente. Tiene una biodegradabilidad intrínseca que reduce su impacto ambiental, además en la reducción de la viscosidad, la biodegradabilidad hace que la emulsión inversa de crudo que se forma para poder transportarlo por los ductos, se vaya perdiendo conforme se transporta, así cuando el crudo llega a las baterías de separación o a la deshidratación es más sencillo separar el agua. (Conacyt. 2015)

Se espera que se realicen pruebas in situ que permitan valorar los resultados en situaciones reales para medir la viabilidad técnica y económica de esta tecnología que hasta ahora ha tenido excelente resultados en laboratorio.

En Venezuela, en el año 2007 un equipo de investigadores, liderado por el doctor Pablo Manrique, abrió un campo de investigación en soluciones químicas dirigidas a modificar las condiciones del yacimiento que permitieran dar una fluidez al crudo pesado y extrapesado.

Años después emergió INTESURF®, una tecnología para la explotación en frío, capaz de aumentar la extracción de crudo y bajar considerablemente los costos de producción con reducido impacto ambiental. (PDVSA. 2016).

La solución química empleada es una mezcla de alcohol y surfactantes que modifica la mojabilidad del yacimiento y hace que el crudo fluya. La inyección de esta fórmula hace que el crudo se deslice hacia el pozo productor de manera más fácil, reduciendo las caídas de presión en los pozos aumentando su producción.

Esta solución está hecha a base de agua con una cantidad baja de solución química, que hace que el crudo pesado y extrapesado adquiera mayor movilidad. La movilidad permite que los pozos alcancen niveles de productividad incluso más elevados que los productores de crudos convencionales y a la vez incrementa significativamente el Factor de Recuperación.

Desde las primeras pruebas realizadas en laboratorio, esta tecnología mostro su potencial al incrementar los factores de recuperación de crudos pesados y extrapesados de hasta 50%.

Este desarrollo científico realizado íntegramente en Venezuela e impulsado dentro del plan estratégico Socialista de PDVSA 2016-2026, han demostrado su efectividad en la estimulación de más de 500 pozos de la faja del Orinoco.

Estos son dos ejemplos de países con reservas de crudos pesados, que están buscando la manera de desarrollar estos recursos. Estos avances tecnológicos, y el mejoramiento de tecnologías actuales, pueden ser buenas alternativas en un futuro para la explotación de los campos de crudo pesado y extrapesado.

4.3. Costos de producción del petróleo en el mundo.

Los costos de producción y el margen de ganancia que tiene la producción de petróleo, son aspectos determinantes en la factibilidad de proyectos. Los proyectos que involucran a los crudos pesados y extrapesados se han retrasado, debido al elevado costo que implica trabajar con este tipo de crudos en comparación con los crudos livianos, aunado a la caída internacional de los precios por barril de petróleo.

El costo que tiene la producción de un barril de petróleo depende de varios factores, desde la localización del campo donde se extrae, la existencia de infraestructura, las reservas, el tipo de tecnología que se utiliza para extraerlo, la calidad del hidrocarburo, etc. Sin embargo uno de los factores principales es el volumen en la formación a mayor volumen, menor costo de producción.

Los proyectos de petróleo pesado, extrapesado y betún son grandes proyectos y requieren fuertes inversiones de capital. Además de la infraestructura de producción, se necesitan instalaciones adicionales de mejora, refinación y transporte.

Otro problema es la obtención de un suministro suficiente de diluyente para el transporte de petróleo pesado. Estos proyectos también tienen largos períodos de operación y recuperación, por lo que los precios inestables del petróleo pueden disuadir las inversiones a largo plazo.

La selección del método de recuperación más apropiado para la explotación de los crudos pesados y extrapesados requiere de un análisis sistemático de todos los datos técnicos disponibles del yacimiento.

En los sistemas de producción de aceite pesado y extra pesado, se estima el valor de la tecnología utilizada como la habilidad de reducir el costo total de producción y procesado. La tecnología utilizada para el aseguramiento de flujo tiene un impacto enorme en el costo de producción, ya que permite reducirlos dos o tres veces más de lo que originalmente costaría explotar este tipo de yacimientos. (Reyes, Gómez y Martínez. 2005).

Los costos totales están conformados por los costos de producción, que se conforma de los costos en poner, mantener y administrar la producción del crudo en la superficie, además de los salarios operativos y administrativos para realizar esta actividad. Y de los costos de exploración y desarrollo, que incluyen la perforación y terminación de los pozos, las instalaciones y los ductos para poder enviar la producción a los centros de transformación o venta, la depreciación de los activos y amortizaciones de gasto de capitalización de los pozos. (Oil&gas Magazine. 2016).

Los países que producen crudos pesados tienen costos de producción más elevados. Los costos de producción de crudos pesados, tienen aumentos en los costos, asociados al tratamiento y manejo de agua, y a la disolución para mejorar su movilidad y adaptarlos a una viscosidad razonable para alimentar las refinerías. La mayoría de los países cuya producción de crudo está conformada fundamentalmente por crudos pesados, tienen costos de producción por encima de 20 dólares por barril.

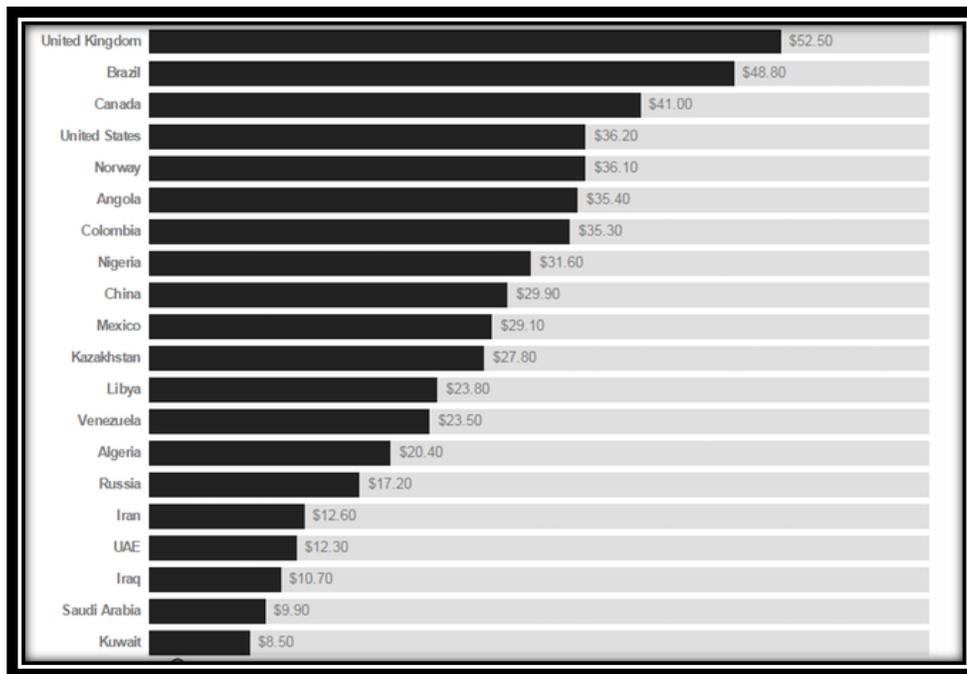


Imagen 19. Costo total de producción de un barril de petróleo en diversos países.
(Rystad Energy UCube. Mayo 2016).

La producción de crudo se extiende hasta el punto donde los ingresos netos de la venta de la producción son iguales a los gastos de mantenimiento.

El ingreso neto es aquel que queda después de los costos de operación, regalías e impuestos. Por esta razón, el futuro de la producción de crudo pesado y extrapesado, va ligado al precio de los hidrocarburos, se requiere un aporte energético considerable, su explotación tiene un gran impacto en el medio ambiente, se deben hacer inversiones de capital muy grandes para incrementar las instalaciones de extracción, la producción es más costosa que para el aceite convencional, por lo que el margen de beneficio es menor.

En México, en el año 2014, Pemex mostraba dentro de la cartera de negocios los costos de producción para los campos Ayatsil-Tekel, por arriba de los 70 dólares por barril, lo que con la caída de los precios del petróleo y la reducción en la producción de México, volvía imposible la explotación y desarrollo de estos campos.

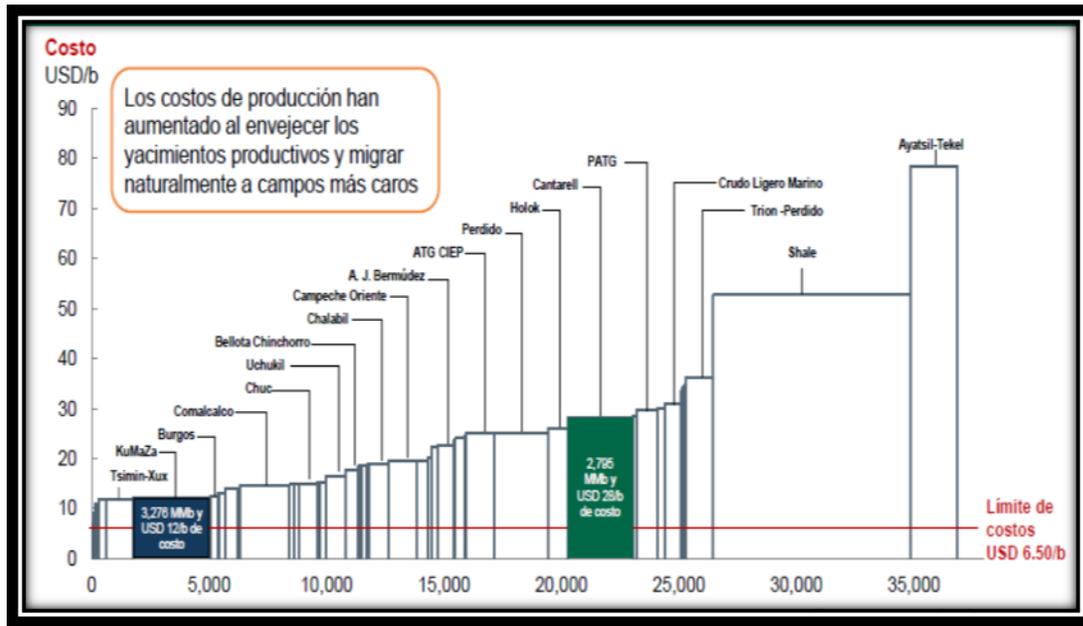


Imagen 20. Cartera de Inversiones. (Pemex 2014).

Capítulo 5. Casos reales.

5.1. Casos reales.

El crudo pesado, extrapesado y el betún, se localizan en muchas regiones del mundo, sin embargo las mayores reservas se concentran en el cinturón de Orinoco, Venezuela, en las arenas no consolidadas en Canadá.

Dichas regiones tienen desarrollos a gran escala, y la producción diaria llega a ser alrededor de 1.3 millones de barriles. Por otro lado, también se encuentran grandes acumulaciones de crudos pesados y extrapesados en Oriente Medio, México, Brasil y Rusia, pero con esfuerzos centrados en la recuperación convencional de los hidrocarburos.

5.1.1. Canadá.

Las acumulaciones de hidrocarburos en Canadá son principalmente de arenas bituminosas. En la provincia de Athabasca, se encuentra la mayor reserva de crudo no convencional del mundo, son una mezcla de arena, agua, arcilla y bitumen con densidad API cercana a los cero grados. Estas arenas se encuentran en un área de 142000 km².

Hay dos maneras de producir este tipo de crudo no convencional, la minería a cielo abierto, y la recuperación in situ. Si el bitumen se localiza cerca de la superficie se utiliza la minería, hasta 75 metros de la superficie. Cuando el bitumen es más profundo desde 100 hasta 1200 metros de profundidad se opta por los métodos de recuperación in situ, utilizando técnicas de extracción especiales. (TOTAL. 2006).

Aproximadamente el 20% de las arenas bituminosas son recuperables mediante el método de minería, el 80% restante es recuperable con otras técnicas de producción.

En la producción por minería a cielo abierto grandes excavadoras extraen las arenas y las depositan en camiones que las llevan a trituradoras para eliminar los fragmentos más grandes y eliminan las rocas duras.

La arena restante se mezcla con agua y aire caliente, se somete a procesos de separación para extraer el bitumen y se transporta a una planta donde se separa el bitumen del resto de los componentes y se somete a un proceso de actualización para crear aceite sintético.

En la minería, dos toneladas de arena bituminosa dan aproximadamente un barril de aceite. Los principales problemas de este método de extracción son los altos costos y la agresividad con el del medio ambiente.

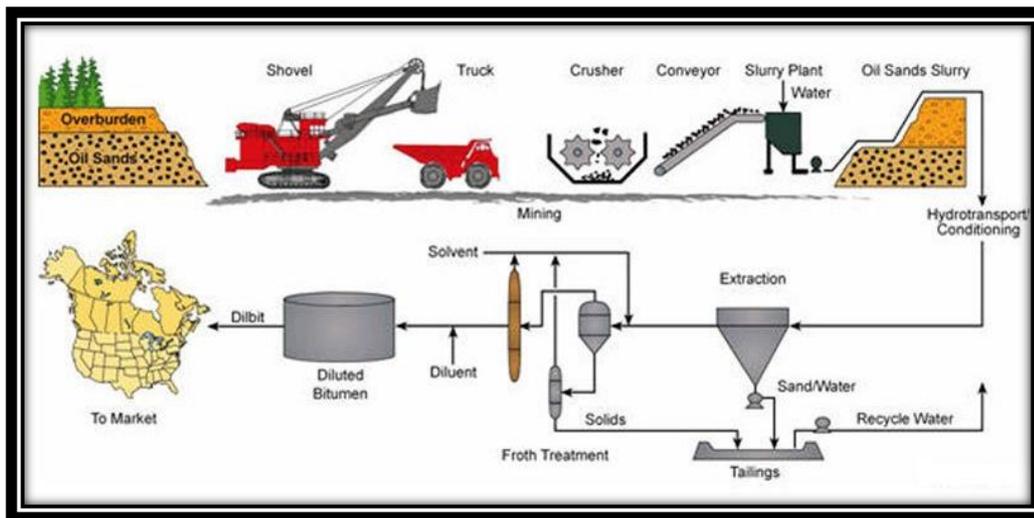


Imagen 21. Proceso de extracción por minería. (Proyecto Kearl. 2013).

Los avances en la tecnología como la perforación direccional, permite realizar la perforación de pozos múltiples desde una misma ubicación, estos métodos, no alteran la superficie. La mayoría de las operaciones de recuperación in situ utilizan vapor como el drenaje por gravedad asistida, SAGD, THAI.

Las refinerías son diseñadas para procesar crudos convencionales, por lo que los hidrocarburos producidos se actualizan para crear crudo sintético, que generalmente es bajo en azufre y no tiene residuos o componentes muy pesados.

La actualización del crudo se realiza a altas temperaturas, con presión y catalizadores para romper las moléculas grandes. La adición de hidrogeno elimina el carbono del aceite creando moléculas de hidrocarburos semejantes a la de los crudos ligeros.

Cuando el bitumen es separado de las arenas, debe ser sometido a procesos de refinación para conseguir productos más ligeros, y estos puedan ser comercializados. Cerca del 30% de la producción canadiense se refina en Canadá. (Canadian Association of Petroleum Producers. 2017).

5.1.2. Venezuela.

La faja del Orinoco es una zona extensa ubicada al norte del río Orinoco en Venezuela con una superficie de 55 314 km². Entre el año 2008 y 2009, se realizaron licitaciones y asignaciones para los bloques de producción de crudo de la faja del Orinoco, se realizaron empresas mixtas, operan PDVSA y otras empresas internacionales, los países que más destacan en esta zona son Rusia y China.

La faja Petrolera del Orinoco, comprende cuatro zonas de producción, cada una con características de petróleo pesado distintas en términos de gravedad API, viscosidad y contenido de metal y asfáltenos.

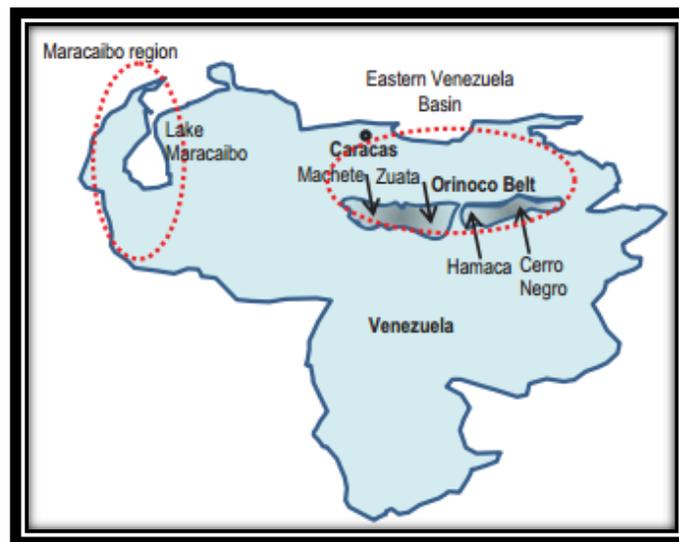


Imagen 22. Proceso de extracción por minería.

(“Heavy Oils: Reservoir Characterization and Production Monitoring”. 2010).

La producción de crudo extrapesado se realiza mediante recuperación primaria y sistemas de producción artificial. El método de producción artificial más utilizado en la Faja del Orinoco por las empresas mixtas está conformado por bombas de cavidades progresivas dotadas de motores eléctricos.

El factor de recuperación de este método se ubica entre el 6% y el 12%. (Fernández, Lares y Pérez. 2012). Otros sistemas utilizados en la producción de los crudos pesados y extrapesados es el bombeo mecánico y el bombeo electrosumergible.

El crudo de Venezuela es muy pesado para los estándares internacionales por lo que deben ser procesados en refinerías especializadas. O ser tratados antes de enviarse a refinerías convencionales.

Los yacimientos de la Faja del Orinoco son de areniscas someras; se encuentran en profundidades que van de los 3000 a los 4000 metros, con porosidades del 20 al 35%, permeabilidades entre 1 y 20 Darcys, con saturaciones de agua del 15%. (Asignación 1 de la faja petrolera del Orinoco).

Una de las características más importantes del crudo de la Faja del Orinoco son sus altas viscosidades mayores a los 5000 [cp], altos contenidos de impurezas (sales, azufre y metales pesados). La densidad API de estos crudos va de los 6° a los 12°.

Estos crudos pesados se someten a procesos desarrollados con la finalidad de lograr un incremento de la densidad, con el objeto de hacer más rentable la exportación de este tipo de crudos con la creación de un crudo sintético con características de calidad superiores al crudo original.

Se realiza el mejoramiento de crudo con la dilución de crudos más ligeros para poder transportar el crudo producido elevando su densidad API y con ellos reducir costos en el transporte.

Tratamiento especializado de crudos, oleoductos para altas densidades y una adaptación de la configuración de pozos para tratamiento térmico in situ, son necesarios para aumentar los factores de recobro.

5.1.3. Indonesia, Campo Duri.

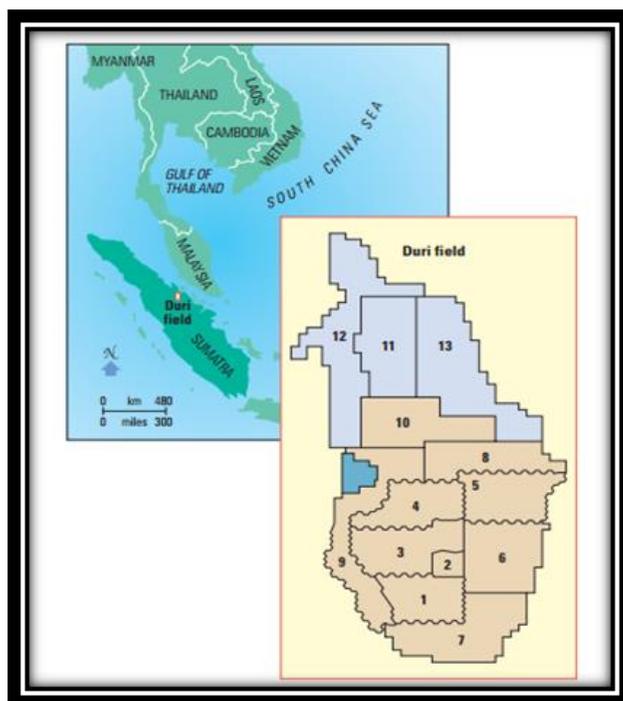


Imagen 23. Localización del Campo Duri, Indonesia. (Curtis et al. 2003).

El campo Duri, se ubica en la cuenca Central sur de Sumatra en Indonesia. Es un campo somero de crudo pesado. Su dimensión aproximada es de 18 km de largo por 18 km de ancho. Con un volumen original aproximado de 6280 millones de barriles de aceite con densidades entre 18° y 20° API.

En Duri, se tiene una de las mayores operaciones de inyección de vapor en el mundo, utiliza lo último en tecnología para producir crudos pesados de yacimientos que rondan los 500 [ft] de profundidad. El yacimiento principal es Sihapas y está formado por roca silisiclástica.

El campo fue descubierto en 1941, pero en el año 1954 se instaló un oleoducto, y se inició la explotación aprovechando los mecanismos básicos de recuperación, formado principalmente por el empuje de un acuífero y la expansión del casquete de gas; con esta producción primaria se alcanzó un pico máximo de 65 000 [b/d] a mediados de la década de 1960, logrando un factor de recuperación del 9%.

Entre los años sesentas y setentas se utilizaron distintas técnicas de recuperación secundaria, entre las que destaco la inyección de vapor. En 1985 se inició la inyección continua de vapor y hasta el año 2011 se logró alcanzar un factor de recuperación adicional del 51%.(Rangel, Edgar. 2015).

El campo está dividido en 13 áreas, de estas, 12 áreas se han desarrollado con el proyecto Duri Steam Flood. A partir de 2013, aproximadamente el 80% del campo Duri fue inyectado con vapor. Existen 4000 pozos productores, 1600 pozos inyectores y 300 pozos de observación.

El campo Duri, es operado por Celtex Pacific Indonesia bajo un contrato de servicios con el Gobierno de Indonesia. Actualmente el campo Duri produce cerca de 230000 b/d de petróleo. La producción del campo se envía por tubería hacia el puerto de Dumai para su venta.

La mayoría de los patrones de inyección son de 9 puntos con una distancia de 250 m. entre ellos. En áreas con menor número de pozos, se usan patrones de 5 puntos con distancia de 250 por 250 [m]. mientras que los diseños anteriores utilizaban 7 puntos. Dejando a los pozos inyectores al centro del patrón.

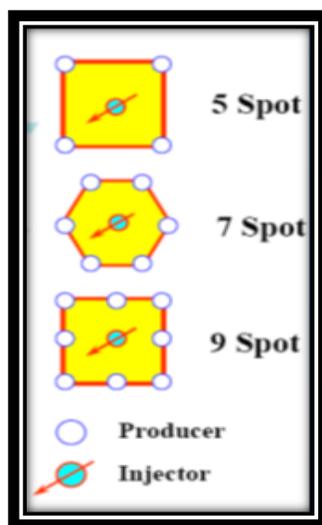


Imagen 24. Patrones de inyección del campo Duri, Indonesia. Curtis et al. 2003.

En el año 1996 alcanzo su producción máxima con 300 [mbpd] e inicio su etapa de declinación. Y se espera que el factor de recuperación final alcance hasta el 70% en algunas áreas. (Curtis et al. 2003).

5.1.4. Brasil.

La caída de los precios del petróleo en 2014, ha detenido el desarrollo de varios campos petroleros marinos que involucran crudos pesados y extrapesados, incluyendo el campo Atlanta (14° API) y Siri (12.5° API). Ambos campos han presentado retrasos en el arranque de sus producciones.

Campo Peregrino

El campo de aguas someras Peregrino es un ejemplo de explotación de crudos pesados. Se encuentra en la parte suroeste de la cuenca de Campos, a 85 kilómetros de la costa de Brasil. Se ubica en el bloque BM-C-7, fue descubierto en 1994, en 2005 Statoil en ese entonces Norsk Hydro adquirió el 50% y en 2008 adquirió el 50% restante. Actualmente es operado por Statoil (60%) con asociación de la empresa China Sinochem (40%).

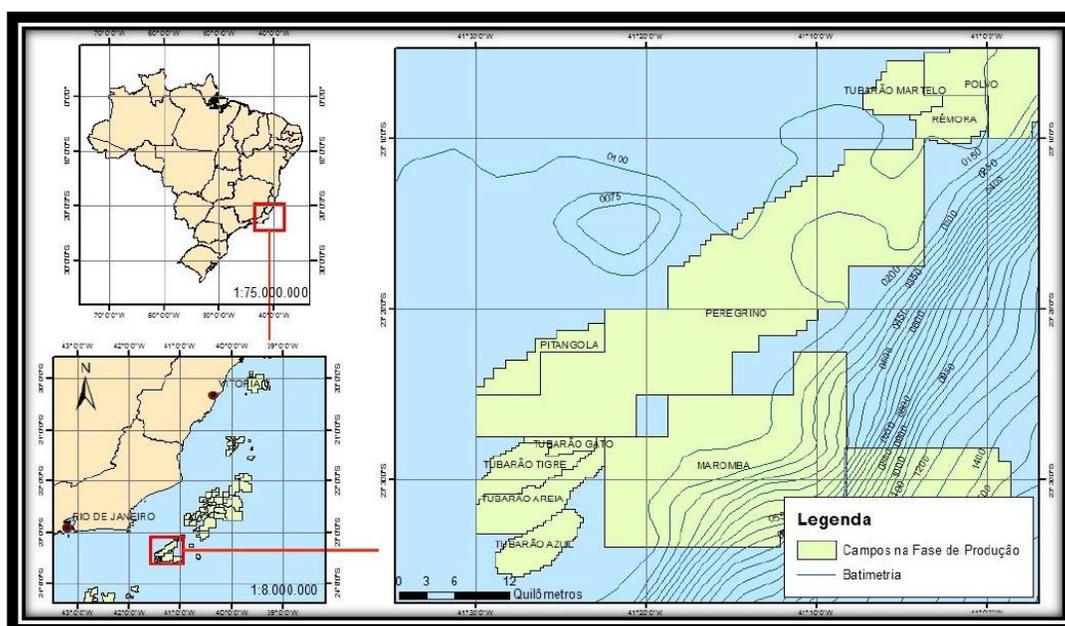


Imagen 25. Localización del Campo Peregrino, Brasil. (Statoil. 2013).

El campo Peregrino tiene una reserva estimada entre 300 y 600 [mmb] de petróleo. El yacimiento contiene crudos de entre 13° y 16° [API], baja relación de gas-aceite y con viscosidades que varían entre 130 y 400 [cP] es considerado como el segundo crudo más pesado que se produce en Brasil. La operación del campo se inició en abril de 2011 y en marzo del 2017 presenta una producción de 100 [mbl/d].

En el momento de adquirir la licencia, el factor de recuperación del campo se estimó en un 9% sin embargo, se desarrolló un plan que incluye tres fases de desarrollo, y con este plan de agotamiento del campo, el cual implica el uso de la mejor tecnología y el uso de inyección de agua producida y pozos horizontales lograron un aumento del factor de recuperación de Peregrino al 20%. Este nuevo método de recuperación duplicó las reservas recuperables estimadas.

La primera fase del desarrollo incluye dos plataformas fijas y una unidad de producción y almacenamiento flotante (FPSO). Las plataformas están enlazadas a la FPSO por líneas de flujo y umbilicales eléctricos. En el proyecto se aplican técnicas de gestión en el subsuelo y en el yacimiento.

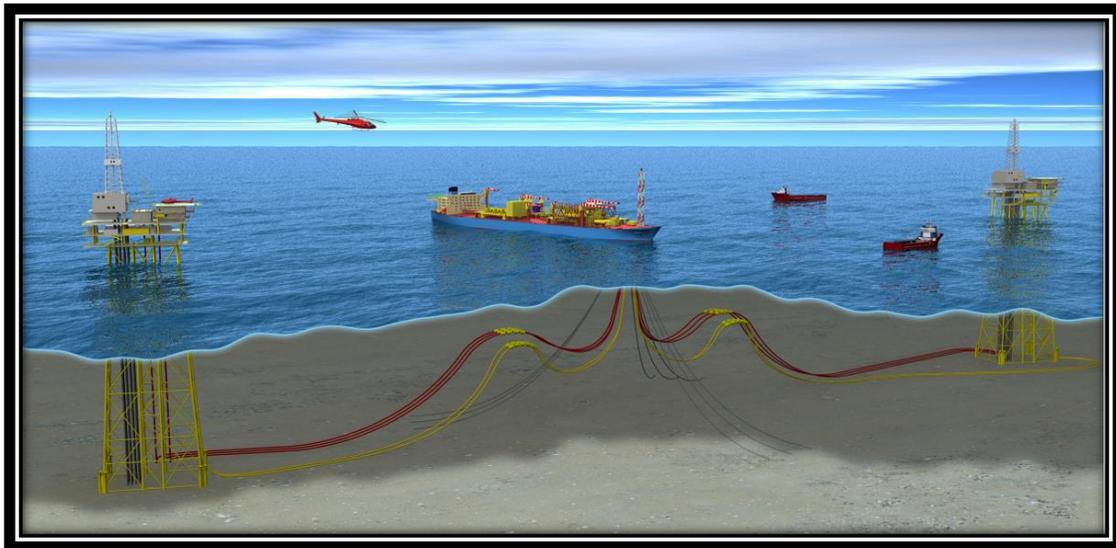


Imagen 26. Infraestructura del campo Peregrino. (Statoil. 2013).

El yacimiento se encuentra a 2300 metros bajo el lecho marino. Con un tirante de agua de 100 metros. El proyecto incluye 40 pozos de producción y 8 pozos de inyección de agua. Para lograr hacer una producción rentable de este campo, se ha combinado diferentes tecnologías y soluciones que se han implementado en otros lugares como el Mar del Norte. Se han utilizado pozos horizontales, inyección de agua de producción, aseguramiento de flujo con el fin de lograr hacer este proyecto rentable a largo plazo, incrementando la tasa de recuperación.

Para lograr el aumento del factor de recuperación en el campo Peregrino se utilizan pozos multilaterales, esto permite aumentar significativamente el drenaje mediante el acceso a varias áreas del yacimiento de manera simultánea. Con esto se logra aumentar la producción, reduciendo costos de desarrollo.

En el campo Peregrino en la cuenca de Campos, Statoil ha adoptado algunas de las técnicas utilizadas en el IOR Noruega - Tres pozos multilaterales - MLT se completaron y se encuentran en la producción, dispositivo autónomo de control de flujo (DCI / AICD) se están utilizando en varios pozos esto aumenta la eficiencia de la producción mediante la reducción de agua producida, y desde 2014 la inyección de agua en las capas del yacimiento de aceite tiene una operación piloto.

La adquisición de datos sísmicos de banda ancha está siendo utilizada para mejorar la planificación de pozos en el yacimiento, y la geonavegación permite hacer perforaciones con mayor precisión.

En peregrino se perforó el pozo horizontal 7-PGR-49-RJS, el más largo de Brasil, con una distancia total de 8080 metros con una profundidad vertical de 2370 [m]. (Statoil. 2015). Aún se sigue estudiando el yacimiento, para ampliar la gama de posibilidades para explorar las técnicas de IOR.

El Centro de Investigación de Statoil en Brasil se ha asociado con la Unicamp y la PUC-Rio en cinco proyectos cuyo objeto sea la investigación mediante la inyección de polímero y rendimiento de las bombas centrífugas (eléctrica) sumergible en presencia de emulsiones.

También han desarrollado estudios para alargar la vida útil y eficiencia de las bombas eléctricas sumergibles (ESP) utilizadas en los pozos para el levantamiento artificial del crudo pesado. (Clara María Costa. 2016).

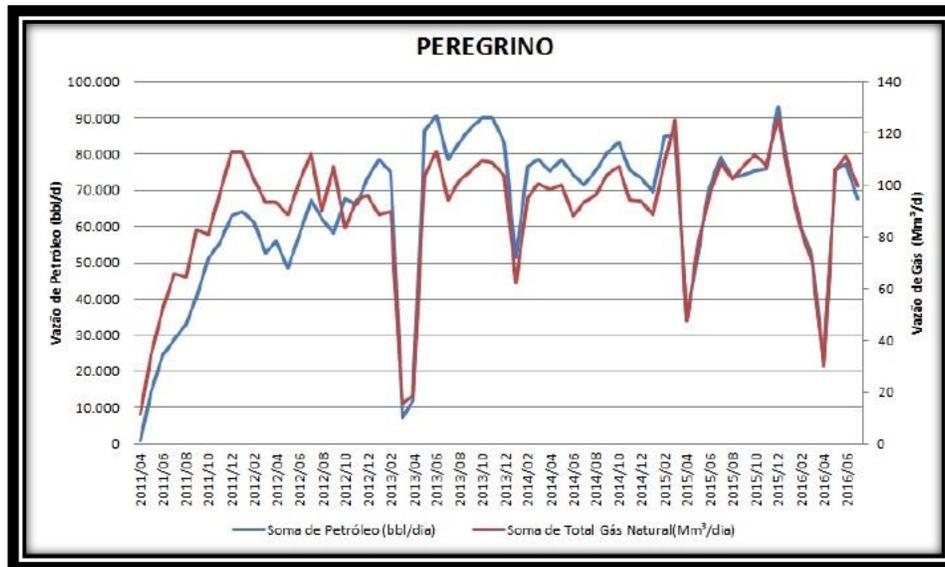


Imagen 27. Producción del Campo Peregrino. (Statoil. 2016).

En el 2015 Statoil presentó a la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) de Brasil, el plan de desarrollo para la segunda fase del campo Peregrino, el cual busca reducir los costos de producción.

La segunda fase comprende la zona suroeste del campo Peregrino que no es accesible desde las plataformas existentes y añade 250 [mmbbl] de recursos recuperables aproximadamente. El plan implica una nueva plataforma de perforación, para aumentar el número de pozos de producción, mediante la perforación de 15 productores y 6 inyectores de agua.

El campo se desarrollará utilizando pozos horizontales de producción con elevación artificial que serán proporcionados por las bombas sumergibles eléctricas subterráneas de abajo-agujero (ESP). Se instalarán bombas de refuerzo de exportación multifásico para bombear petróleo, gas y agua que serán transportadas por tuberías de exportación a la unidad flotante existente de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) para su procesamiento. El agua producida será devuelta después del proceso de separación para la reinyección.

Se planea que la producción de la segunda fase de Peregrino se presente a finales 2019 o principios del 2020.

5.1.5. México, Samaria Somero.

Proyecto de explotación de crudo pesado y extrapesado en el Activo Samaria Luna.

El proyecto integral del complejo Samaria Somero es administrado por el Activo Integral Samaria Luna de la Región Sur, da énfasis en la explotación del campo Samaria; está ubicado a 18 Kilómetros al noroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco.

El área productiva está ubicada en la provincia geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste, en el Pilar de Reforma-Akal, entre las cuencas de Macuspana y Comalcalco. El proyecto Samaria Somero está comprendido por los campos Samaria, Íride, Carrizo y Platanal.



Imagen 28. Localización del Proyecto Samaria Somero (Pemex 2012).

El proyecto Samaria Somero tiene como objetivo extraer las reservas de crudo pesado y extrapesado en yacimientos de la región Sur. Las formaciones del campo Samaria iniciaron la producción de crudo pesado en 1964 en el terciario con el pozo Samaria 2.

El campo Samaria contiene yacimientos productores de aceite extrapesado y pesado con un volumen original de aproximadamente 650 [mmdb], localizados a profundidades de 600 a 900 [m] y de 1100 a 2200 [m] en formaciones arenosas poco consolidadas, cuyas porosidades están en el rango de 25 a 30 % y permeabilidades superiores a 1 Darcy.

La densidad del aceite está entre 5 y 22° [API], la temperatura de la formación tiene valores de 45 a 65 °C. En estas condiciones de temperatura, el aceite se comporta como un fluido, sin embargo, cuando el aceite se encuentra en superficie y su temperatura disminuye, alcanza viscosidades del orden de 20,000 a 40,000 [cP].

Debido a los fluidos extrapesados contenidos en estas formaciones, no fue posible su explotación con los métodos convencionales de recuperación y fue clasificado como aceite no convencional.

En el año 2009 se inició la ejecución de pruebas piloto de inyección de vapor en algunos pozos para la explotación de aceite extrapesado de manera exitosa. En el 2011 se extendió la inyección alterna de agua caliente obteniendo la máxima producción en mayo del 2014 con 21,900 [bd].

El campo Samaria fue el primer campo donde se llevó a cabo un proceso de inyección de vapor en México para la explotación de crudos pesados y extrapesados.

La historia de producción del campo se puede dividir en 4 etapas:

- Etapa 1: Del desarrollo inicial, del año 1964 a 1976 con 20 pozos, alcanzo una producción máxima de 2.8 [mbpd]. Aprovechando los empujes por expansión de roca-fluido y el empuje hidráulico.
- Etapa 2: Del año 1977 al 1979 se dio el descubrimiento del mesozoico y se cerró el campo.
- Etapa 3: Se presentó producción con la reparación y mantenimiento de 17 pozos, alcanzando picos de producción de 2.9 [mbpd]. Se tuvo declinación por agua.

- Etapa 4: En el 2007 se reactivó el desarrollo del campo, se perforaron 71 pozos y se realizaron reparaciones mayores. Se instalaron Sistemas artificiales de Producción y mejoradores de flujo. Se inició la inyección de agua caliente en 2009. Se logró alcanzar una producción de más de 20000 [bpd] en diciembre del 2012.

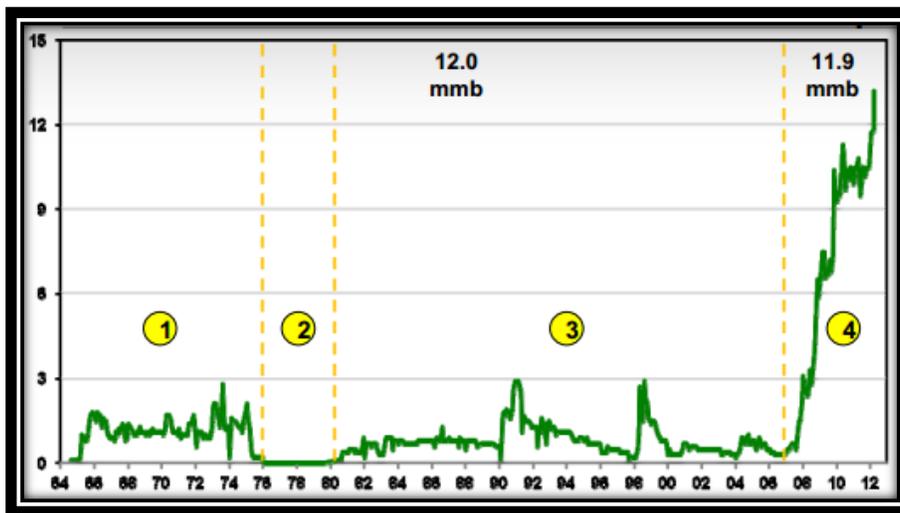


Imagen 29. Etapas de producción del campo Samaria (Pemex 2012).

En el campo Samaria se identificaron seis paquetes de cuerpos arenosos con impregnación de hidrocarburos:

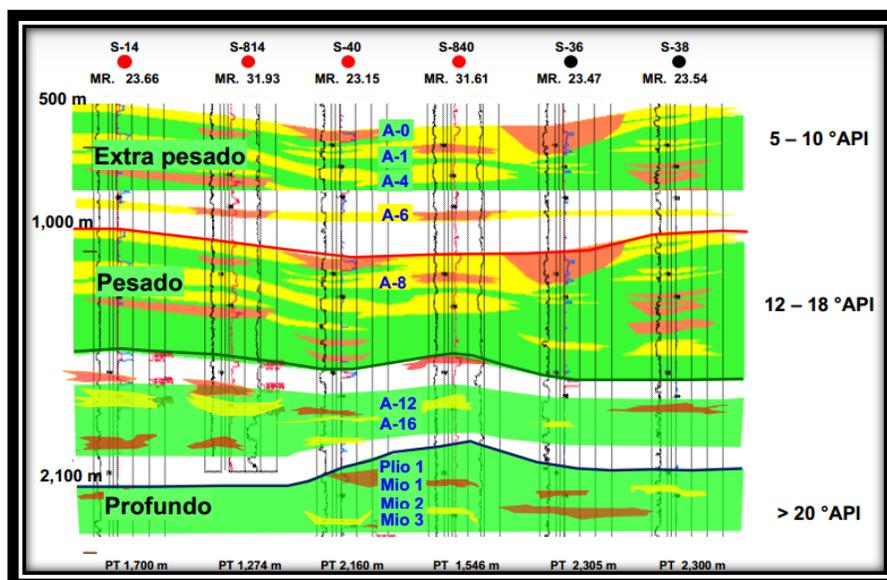


Imagen 30. Sección esquemática mostrando profundidad de arenas con crudo pesado y extrapesado en al campo Samaria (Pemex 2012).

Las propiedades petrofísicas en el campo inicialmente fueron definidas de manera indirecta mediante registros geofísicos de los pozos debido a la dificultad de extraer núcleos de formaciones no consolidadas. Los registros han permitieron definir un rango de porosidad de 25 a 31%, saturación de agua menor a 37% y una permeabilidad de 1480 [mD].

Fluido Pesado

<i>Propiedad</i>	A8	A12	A16
<i>Porosidad Absoluta [%]</i>	27	26	25
<i>Permeabilidad Absoluta [mD]</i>	1549	1416	993
<i>Saturación de agua [%]</i>	33	37	37

Cuadro 21. Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo Samaria Somero.

Fluido Extrapesado

<i>Propiedad</i>	A1	A4	A6
<i>Porosidad Absoluta [%]</i>	31	28	29
<i>Permeabilidad Absoluta [mD]</i>	1648	1645	1970
<i>Saturación de agua [%]</i>	31	33	33

Cuadro 22. Propiedades petrofísicas de los yacimientos del campo Samaria Somero.

El campo Samaria contiene aceite pesado y extrapesado que corresponde a un tipo de yacimiento de aceite negro. Los paquetes de Arenas 6,4 y 1 son formaciones productoras siliciclásticas del Plioceno ubicadas en una profundidad promedio de 650 [m] con espesor de 18 [m], abarcando un área de 34 [km²].

La distribución de minerales es de 10% arcillas y 90% cuarzo. La saturación inicial del agua es de 30% y la porosidad de la roca de 25%. Estos paquetes de arenas se encuentran a una temperatura promedio de 48°C, con una presión inicial de yacimiento de 82 [kg/cm²] y una presión de saturación de 36 kg/cm².

El factor de volumen del aceite a presión inicial es de 1.051 [m³/m³] y la relación de solubilidad gas-aceite inicial es de 10 m³/m³. (CNH. 2012). La extracción de crudo extrapesado en el campo Samaria de acuerdo con las propiedades del sistema Roca-Fluido, se realiza mediante la inyección cíclica de vapor. En los intervalos productores que presentan una saturación de agua menor al 24%.

La inyección cíclica de vapor es el proceso térmico de recuperación que se emplea para incrementar la temperatura del yacimiento y de este modo, reducir la viscosidad del aceite para que se pueda producir a ritmos económicamente rentables.

Por otro lado la inyección de agua caliente se inició en 2009, como método alternativo en el campo Samaria través de tubería flexible dentro del aparejo de producción. Dicho proceso ha permitido la producción de crudos extrapesados sin presentar una abrupta producción de agua.

Este método, se ve limitado a yacimientos que presentan características petrofísicas adversas; con la experiencia se definieron los márgenes donde se pueden aplicar a yacimientos con saturaciones iniciales de agua menor a 25%, sin contactos de agua visible y espesores mayores a cinco metros.

Los pozos en donde se implementó mostraron resultados satisfactorios con un solo ciclo de inyección, se registró un incremento en el corte de agua de 20%, pero la productividad de los pozos se incrementó más del 100%.

El procedimiento de la inyección de agua caliente consiste prácticamente en el mismo procedimiento que el de la inyección de vapor, pero debido a las condiciones de operación de presión y temperatura a las cuales se inyecta el agua, no se alcanza la calidad de vapor. La inyección de agua caliente no es un mecanismo de recuperación adicional, sino de estimulación. Los fenómenos involucrados en el proceso de inyección de agua caliente son:

- Reducción de la viscosidad de los fluidos al incrementar la temperatura en el yacimiento.
- Liberación de gas ocasionando un aceite espumoso con mayor movilidad.
- Desplazamiento del crudo debido a la segregación gravitacional.
- Reemplazo del gas por el agua inyectada.
- Competitividad en la relación de movilidad, retardando la irrupción de agua.

El potencial de producción de crudo pesado y extrapesado considerando el desarrollo de todos los campos del proyecto, con la inyección de vapor y la masificación de la inyección de agua caliente proyecta un aumento de producción en el área a futuro.

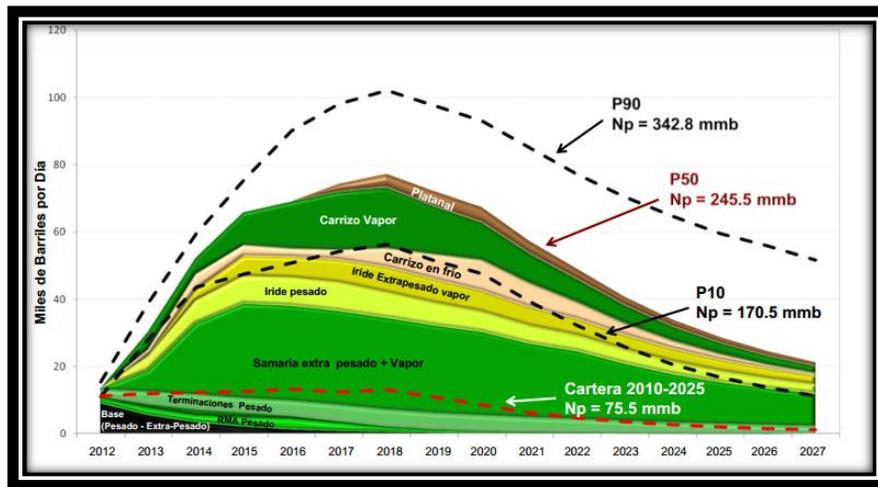


Imagen 31. Potencial de producción de crudo pesado y extrapesado en la cartera 2010-2025. (Pemex 2012).

Con base en los resultados favorables que se obtuvieron en el campo Samaria Somero donde se logró aumentar la producción de 500 a 14000 bpd e incrementar las reservas 3P considerando un factor de recuperación del 20%; se puede observar que la producción de crudos pesados y extrapesado en el país, es factible, desde luego que se deben identificar las variables limitantes por campo para la implementación de la inyección de vapor, la inyección de agua y gas caliente en pozos no acondicionados para inyección de vapor además de optimizar la operación de sistemas artificiales de producción.

Es necesario invertir en infraestructura de transporte independiente de crudos extrapesados para mantener el calor y mezclarlos con crudos ligeros para su comercialización. Contratar calderas para la generación de vapor. Incorporar sistemas de medición para tener un mayor control de la producción, monitorear las condiciones de operación de los pozos.

Capítulo 6. Conclusiones.

El mundo está buscando fuentes de energía alternativas a los hidrocarburos, pero el petróleo sigue siendo la principal fuente de energía, el 33% de la energía primaria a nivel mundial proviene del petróleo. Al irse agotando los yacimientos convencionales, ha exigido a la industria petrolera retomar yacimientos que hasta hace algunos años habían permanecido en espera, debido a la complejidad que estos representan, como es el caso de los crudos pesados y extrapesados.

El petróleo es uno de los principales recursos de México, contribuye al desarrollo industrial, y es parte fundamental para los ingresos de la nación, en el 2017 represento el 16 % de estos ingresos, es decir 27, 260 millones de pesos.

La producción promedio de hidrocarburos del país en 2017 fue de 1.9 [mmbd] lo que representa una disminución de 9.6% con respecto al 2016. México es considerado un país petrolero, exportador de crudo, pero importador de productos refinados. Debido a que no garantiza la autosuficiencia de los derivados, así como del propio gas.

México necesita invertir en infraestructura para la producción, transporte y comercialización de los crudos de bajas densidades API y altos niveles de azufre, se necesita reconfigurar y construir nuevas refinerías que permitan tratar este tipo de crudos, para otorgarle valor a la producción. Ya que el 54% de lo que México produce proviene de crudos pesados y extrapesados.

El sistema de refinación tiene una capacidad de 1, 546,000 de barriles diarios, pero el promedio de refinación en el 2017 fue de 767 [mbd], cuando el consumo interno del país es de 1.8 [mmbd], por lo que no garantiza la autosuficiencia de los productos derivados así como del propio gas.

A pesar de las acciones tomadas a partir de la reforma energética del 2013 y la meta de alcanzar una producción de 3 [mmbd], no se ha revertido la caída de la producción de petróleo en México; en 2004 se alcanzó el máximo de producción y las cifras actuales representan una disminución de un 44% a partir de esa cifra máxima.

La mezcla que más se exporta es del tipo Maya, que es la mezcla de menor calidad. El volumen de exportaciones del país en 2017 fue de 1.174 [mbd], disminuyó un 47% con respecto al promedio del 2016.

El futuro de los hidrocarburos en México, se encuentra en los crudos pesados y extrapesados. Ya que de las reservas 1P los pesados representan el 56%. Y el 43% de las reservas 3P. Además, en los últimos años este tipo de crudos, son las únicas reservas que han aumentado.

Se requieren grandes inversiones para explotar los recursos con los que México cuenta; existe una dotación importante de crudos pesados y extrapesados. Los aceites pesados y extrapesados tienen la característica de tener bajas densidades, altas viscosidades y bajo contenido de gas en solución, por lo que en estos yacimientos la recuperación primaria es muy baja, requiriendo procesos de recuperación mejorada, incluso la combinación de diferentes métodos de producción.

Se necesita realizar análisis exhaustivos a cada yacimiento, para tener una mejor planeación, mejor caracterización, un mejor estudio de las propiedades del yacimiento, los fluidos contenidos y planear la mejor manera de explotar dichos yacimientos. Y buscar la mejor manera de explotarlos con los contratos que ofrece la reforma energética del 2013.

A pesar de que los precios de los hidrocarburos no sean muy altos en este momento y no se puedan invertir grandes capitales en los yacimientos con los riesgos que representan los crudos pesados y extrapesados. Se pueden tomar los ejemplos de otros países, donde se ha invertido para hacer este tipo de proyectos rentables.

Capítulo 7. Referencias.

1. "IMP desarrolla tecnología para mejorar el transporte de crudos extrapesados". *Revista Petroleum* 298. Noviembre, 2014.
2. [15.http://www.conacytprensa.mx/index.php/tecnologia/materiales/3207-desarrollan-tecnologia-para-el-transporte-de-crudo-pesado-y-extrapesado](http://www.conacytprensa.mx/index.php/tecnologia/materiales/3207-desarrollan-tecnologia-para-el-transporte-de-crudo-pesado-y-extrapesado)
3. Alboudwarej, Hussein., Félix, Joao. y Taylor, Shawn. "La importancia de los crudos pesados" en *Oilfield Review en español*, Schlumberger, 2006. Pp. (39-59).
4. BP. "BP Statistical Review of World Energy". 2017. Formato digital.
5. Brij. Maini. "Foamy oil flow in heavy oil production". *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2001.
6. Clark, Brian. "Heavy Oil". *Topic Paper # 22*, NPC Global Oil & Gas Study, 2011.
7. CNH. "Asociaciones de Pemex, Farmouts: CNH-A2-AYIN-BATSIL/2017". 2017.
8. CNH. "El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR". 2012.
9. CNH. "El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR". 2012.
10. CNH. "Producción de hidrocarburos: Volumen de producción de hidrocarburos por área contractual." 2017.
11. CNH. "Se da a conocer un nuevo descubrimiento de petróleo crudo ligero". *Comunicado de Prensa 09/2017*. Marzo. 2017.
12. Curtis, Carl., Kopper, Robert., Decoster, Eric. "Heavy-Oil Reservoirs" en *Oilfield Review*, Schlumberger, 2002.
13. D. Poon, K. Kisman. "Non-Newtonian effects on the primary production of heavy oil reservoirs". *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1992.
14. Dwijen K. Banerjee, *Oil sands, heavy oil & bitumen. From recovery to refinery*, Tulsa, PennWell. 2011.
15. González Rodríguez, Jatzira., Olvera López, "Análisis de los Contratos Petroleros en México, Producto de la Reforma Energetica". UNAM, FI, tesis de licenciatura, 2015.

16. *International Energy Agency (IEA). "Resources to Reserves". 2013.*
17. *Janitzio Morales, Francisco., Villegas Gonzales, José Gabriel. "Aceite Pesado y extrapesado: Aseguramiento de la producción y transporte". Memoria Petrolera. Colegio de ingenieros Petroleros de México. México. 2016.*
18. *Martínez Vidaur, Juan Carlos., Morales Gonzales, Ricardo. "Producción en Frio de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS)". UNAM, FI, tesis de licenciatura, 2011.*
19. *Netherland Sewell International, NSI. "Estimates of reserves and future revenue to the PEMEX-EXPLORACION Y PRODUCCION interest in certain oil and gas field located in the Northeastern Marine Region of Mexico". Vol. 1. 2013*
20. *Netherland Sewell International, NSI. "Estimates of reserves and future revenue to the PEMEX-EXPLORACION Y PRODUCCION interest in certain oil and gas field located in the Northeastern Marine Region of Mexico". Vol. 2. 2013*
21. *Offshore Engineer, "The Fruits of Mexico's labor". OE Magazine. Volumen 42, Numero 8. Agosto, 2017.*
22. *Offshore Engineer, "The Fruits of Mexico's labor". OE Magazine. Volumen 42, Numero 9. Septiembre, 2017.*
23. *Oil & Gas. "Intelligence Series: La atracción del petróleo no convencional de América Latina". 2012.*
24. *PEMEX. "Anuario Estadístico". 2011.*
25. *PEMEX. "Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extrapesado en el Activo de Producción Samaria Luna". México. 2012.*
26. *PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2010.*
27. *PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2011.*
28. *PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2012.*
29. *PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2013.*
30. *PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2014.*
31. *PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2015.*
32. *PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2016.*

33. Prieto Sosa, Tayde Rebeca. "Resultados exitosos del método alterno a la inyección de vapor, para la incorporación de producción de aceite extrapesado en arenas con altas saturaciones de agua en el Campo Samaria Terciario". México. 2016.
34. Rangel German, Edgar Rene. "IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México". Academia de ingeniería México. 2015.
35. Reyes Venegas, M.C. Octavio., Gómez Cabrera, M.I. José Ángel y Martínez Romero, M.I. Néstor. "Aseguramiento del flujo en sistemas de aceite pesado en México". Colegio de Ingenieros Petroleros Mexicanos (CIPM). 2005.
36. Santinder Chopra. "Heavy Oils: Reservoir Characterization and Production Monitoring". Volumen 13 de Geophysical development series. Capítulo 1. SEG Books, 2010.
37. SENER. "Prospectiva de Petróleo Crudo 2016 – 2030". México, 2016.
38. Speight, James G. Coal, Oil Shale, Natural Bitumen, Heavy Oil and Peat. Vol. II, "Natural Bitumen (Tar Sands) And Heavy Oil". Encyclopedia of Life Support Systems. 2005.
39. Tadeo Jalife, Jorge Abraham. "Tecnologías aplicables para la explotación de crudos pesados y extra pesados". IPN, ESIA, tesis de licenciatura, 2011.
40. Téllez González, Ricardo. "Evaluación geológico-petrolera de yacimientos de aceite pesado, caso sonda de Campeche". UNAM, FI, tesis de licenciatura, 2014.
41. TOTAL. "Extra-Heavy oils & Oil Sands". Noviembre. 2011.
42. TOTAL. "Extra-heavy oils and Bitumen Reserves for the Future". 2006.
43. U.S. Energy Information Administration. "Country Analysis Brief: Mexico". 2016.
44. World Petroleum Council Guide. "Unconventional Oil". 2014.
45. www.capp.ca/Canadian-oil-and-natural-gas/oil-sands/what-are-oil-sands
46. www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=7569&Itemid=568&lang=es
47. www.statoil.com/en/where-we-are/brazil/tecnologia-aplicada-a-peregrino.html