



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN GEOLÓGICO-PETROLERA DE
YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO, CASO SONDA
DE CAMPECHE”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:

RICARDO TÉLLEZ GONZÁLEZ

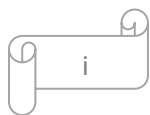
DIRIGIDA POR:

ING. JAVIER ARELLANO GIL

Abril 2014



RESUMEN	1
ABSTRACT	3
OBJETIVO.....	5
1. Introducción.....	5
1.1 El Petróleo.....	5
1.1.2 Evolución del uso del petróleo	6
1.2 Petróleo convencional y no convencional.....	7
1.3 Panorama mundial del petróleo	9
1.3.1 Reservas mundiales de petróleo	9
1.3.1.1 Reservas Probadas	10
1.3.1.2 Reservas de petróleo en México	14
1.3.2.1 Definiciones de reservas de petróleo.....	14
1.3.2.2 Reservas remanentes totales.....	15
1.3.3 Alternativas al petróleo.....	16
1.4 La importancia del aceite pesado.....	18
1.4.1 El futuro del aceite pesado.....	20
2. Conceptos fundamentales	23
2.1 Definición de aceite pesado.....	23
2.2 Origen del aceite pesado	25
2.2.1 Procesos sedimentarios y acumulación de materia orgánica	25
2.2.1.1 Mecanismos de acumulación para materia orgánica sedimentaria	25
2.2.2 Generación de aceite y gas: diagénesis, catagénesis y metagénesis de la materia orgánica.....	27
2.2.2.1 Diagénesis	27
2.2.2.2 Catagénesis	28
2.2.2.3 Metagénesis y metamorfismo	29
2.2.3 El kerógeno	31
2.2.4 Formación del aceite pesado	32
2.3 Propiedades físicas y químicas del aceite pesado	34
2.4 Aceite pesado en el mundo.....	37
2.4.1 Distribución geográfica del aceite pesado	37
2.4.2 Cuencas de aceite pesado	39



2.5 Aceite pesado en México	42
2.5.1 Origen de los aceites pesados en México	42
2.5.2 Distribución de los aceites pesados en México	45
2.5.3 Los crudos mexicanos	46
2.5.4 Reservas de aceites pesados.....	48
2.5.4.1 Producción Regional	48
3. Sistema petrolero	51
3.1 Geología regional	51
3.1.1 Modelo tectónico	52
3.1.1.1 Origen del Golfo de México	52
3.1.1.2 Origen de las cuencas del sureste	53
3.1.2 Estratigrafía	55
3.1.3 Modelo Estructural.....	69
3.2 Roca Generadora	72
3.3 Roca almacenadora	75
3.4 Roca sello.....	78
3.5 Migración	79
3.6 Sincronía	80
3.7 Tipos de aceite	81
4. Desarrollo de campos	83
4.1 Campos con aceite pesado	83
4.1.1 Activo integral Cantarell	83
4.1.1.1 Características de los campos de Cantarell	84
4.1.1.2 Campo Akal	85
4.1.1.3 Campo Nohoch	85
4.1.1.4 Campo Chac	85
4.1.1.5 Campo Takin	86
4.1.2 Activo integral Ku Maloob Zaap	86
4.1.2.1 Campos del activo integral KMZ.....	86
4.1.2.2 Campo Ku	87
4.1.2.3 Campo Maloob	88
4.1.2.4 Campo Zaap.....	88

4.1.2.5 Campo Bacab.....	88
4.1.2.6 Campo Ayatsil.....	88
4.1.3 Proyecto integral Ek-Balam	89
4.1.3.1 Ek-Balam-BKS.....	90
4.2 Producción y reservas	90
4.3 Tecnologías para explotar petróleo pesado	94
4.3.1 Sistemas artificiales de producción (SAP).....	94
4.3.1.1 Bombeo Neumático (Gas lift).....	95
4.3.1.2 Bombeo electrocentrífugo “BEC” (Electric Sumersible Pumping)	99
4.3.2 Recuperación secundaria, procesos de recuperación mejorada (EOR) y recuperación avanzada (IOR).....	103
4.3.2.1 Recuperación primaria	104
4.3.2.2 Recuperación secundaria	106
4.3.2.3 Recuperación mejorada (EOR).....	106
4.3.3.1 Descripción de los métodos de EOR.....	107
4.3.3.1.1 Métodos térmicos.....	107
4.3.3.1.2 Métodos de inyección de gases.....	113
4.3.4 Recuperación avanzada (IOR)	116
4.3.5 Potencial de IOR-EOR de México	116
4.4 Estrategias de desarrollo	119
5. Métodos de perforación.....	124
5.1 Perforación recomendada para aceite pesado.....	124
5.2 Perforación para aceite pesado en la Sonda de Campeche.....	127
5.3 Métodos de perforación	128
5.3.1 Perforación no convencional	129
5.3.1.1 Perforación direccional.....	129
5.3.1.2 Perforación horizontal	134
5.3.1.3 Perforación multilateral	138
5.3.1.4 Perforación bajo balance (PBB).....	138
5.3.1.5 Perforación con presión controlada “Managed Pressure Drilling” (MPD)	141
5.4 Terminaciones inteligentes.....	143
CONCLUSIONES	147

BIBLIOGRAFÍA150

RESUMEN

El término de aceite crudo se refiere a lo que comúnmente llamamos aceite convencional, que va de los 20 a los 40° API, por lo que “fluye” fácilmente, sin embargo en muchos yacimientos se tiene el aceite no convencional que incluye aceite pesado, arenas bituminosas, gas en lutitas (shale gas) y aceite en lutitas (oil shale). La producción de petróleo convencional llegó a su pico entre los años 2006 y 2008, por lo que la explotación y el uso del petróleo no convencional (destacando el aceite pesado) son fundamentales en los siguientes años para cubrir la demanda mundial.

En algunos casos el petróleo pesado se deja de lado como recurso energético, debido a las dificultades y costos asociados con su producción, sin embargo, se estima que existen más de 6 trillones de barriles de petróleo en yacimientos de aceite pesado (equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo).

El aceite pesado se define como aquél que presenta densidades API de entre 10.0° y 22.3° y con viscosidades que van de los 20 a más de 1, 000,000 cP. Dicho aceite presenta una alta proporción de moléculas asfálticas y con la sustitución en la red de carbono de heteroátomos tales como el nitrógeno, azufre, y oxígeno.

Podemos encontrar recursos de aceite pesado en muchas cuencas sedimentarias en todo el mundo, destacando Canadá, Venezuela, China y México. Algunas cuencas como la Arábica, la del Este de Venezuela y la de Zagros, poseen las concentraciones más grandes de aceite pesado a nivel global. La mayor producción de aceite pesado proviene de formaciones constituidas de areniscas con cuarzo, aunque el aceite pesado también existe en formaciones carbonatadas, como es el caso de México, donde poco más del 50 % de sus reservas son de aceite pesado.

El área más importante en la producción de aceite pesado, se encuentra localizada en la Sonda de Campeche, que es una de las más importantes provincias petrolíferas marinas del mundo, ya que cerca del 70-80 % de la producción petrolera de México proviene de esta zona. El complejo Cantarell forma parte de esta provincia, así como el complejo Ku-

Maloob-Zaap y el proyecto integral Ek-Balam; todos productores en gran medida de aceite pesado; otros centros de explotación se encuentran en la Provincia Tampico-Misantla, en Tabasco y en Veracruz.

La roca generadora de mayor importancia en la Sonda de Campeche corresponde con las calizas arcillosas del Tithoniano; las rocas almacenadoras son las calizas dolomitizadas y dolomías del Kimeridgiano, las calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas de la base del Paleoceno.

Debido a las dificultades que presentan los aceites pesados para ser producidos, es necesaria la implementación de tecnologías y procesos para llevarlos a superficie. Para el caso de la Sonda de Campeche se ha probado con efectividad el uso de sistemas artificiales de producción como el Bombeo Neumático y el Bombeo Electrocentrífugo. Se recomienda de acuerdo al tipo de yacimiento, el empleo de cementaciones termales, la perforación no convencional (perforación direccional, perforación horizontal, perforación multilateral, perforación bajo balance, perforación con presión controlada) y el empleo de terminaciones e instrumentación inteligentes.

Los aceites pesados tienen la característica de tener alta viscosidad y en muchos casos bajo contenido de gas en solución, por lo que en este tipo de yacimientos la recuperación primaria es muy baja, requiriendo procesos de recuperación mejorada; que pueden agruparse en dos grandes grupos: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión in-situ) y no-térmicos (inyección de químicos e inyección de gases miscibles). Cantarell y KMZ podrían incorporar mayor producción y mayores volúmenes de reservas al implementar procesos de EOR.

Considerando que el petróleo convencional se está agotado y las energías alternas aún no son viables económicamente a corto plazo, el petróleo no convencional tomará un lugar importante como el recurso energético más valioso en los próximos años. México es un país con grandes reservas de aceite pesado que se deben estudiar a detalle para conocer si es posible que se dé una explotación adecuada con buenos resultados económicos.

ABSTRACT

Geological and Petroleum evaluation of heavy oil reservoirs, Campeche Sound case

Usually the oil term refers to crude oil which is commonly called conventional oil, ranging from 20 to 40 °API, so it "flows" easily. On the other hand, unconventional oil includes heavy oil, tar sands, shale gas and oil shale. Conventional oil production peaked between 2006 and 2008, so that the exploitation and use of unconventional oil (heavy oil) will be critical in the years to meet global demand.

Heavy oil is usually left aside as an energy source, due to the difficulties and costs associated with their production, however, it is estimated that there are over 6 trillion barrels of heavy oil in reservoirs.

The heavy oil is defined as one having API gravities between 10.0° and 22.3° and with viscosities ranging from 20 to more than 1,000,000 cP. The heavy oil has a high proportion of asphaltic and heteroatoms such as nitrogen, sulfur, and oxygen molecules.

We can find heavy oil resources around the world, including Canada, Venezuela, China and Mexico. Some basins such as the Arabian, the Eastern Zagros and Venezuela, have the largest concentrations of heavy oil in the world. Most heavy oil production comes from formations made of sandstone with quartz, although the heavy oil exists in carbonate formations, as is the case of Mexico, where just over 50 % of its reserves are heavy oil.

The most important heavy oil production area is located in the Campeche Sound, which is one of the largest offshore oil provinces in the world. The Cantarell complex is part of the province, as well as the Ku -Maloob -Zaap complex and the project Ek -Balam; other operating centers are located in Tampico Basin, Chiapas, Tabasco and Veracruz.

The most important source rock in the Campeche Sound corresponds with limestone of Tithonian. The reservoir rocks of Campeche are dolomitized limestones and dolomites of the Kimmeridgian, and dolomitized limestones and dolomites of Cretaceous.

Due to the difficulties posed by heavy oil to be produced, the implementation of technologies and processes is necessary to bring them to surface. In the case of the Campeche Sound, effectiveness has been tested with the use of artificial production systems as the Gas lift and Electrical submersible pumps. The use of thermal cementing, unconventional drilling (directional drilling, horizontal drilling, multilateral drilling, underbalanced drilling, managed pressure drilling) and the use of intelligent completions and instrumentation is recommended.

Heavy oils have the characteristic of having high viscosity and in many cases low solution gas, requiring enhanced recovery processes, which can be classified into two major groups: heat (steam injection, hot water and in-situ combustion) and non-thermal (chemical injection and injection of miscible gas). Cantarell and KMZ could incorporate higher production and higher volumes of reserves to implement EOR processes.

Whereas conventional oil is depleted and alternative energies are not yet economically viable in the short term, unconventional oil will take the place as the most valuable energy resource in the coming years. Mexico is a country with large reserves of heavy oil to be studied in detail to see if it is possible that adequate operating with good economic results is given.

OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo es realizar una evaluación geológico-petrolera de los yacimientos de aceite pesado en la Sonda de Campeche, describiendo de manera detallada sus características geológicas y petrofísicas, con la finalidad de definir su importancia en la industria petrolera de México. Con base a lo anterior se plantean una serie de tecnologías y alternativas a emplearse para seguir con el desarrollo del área.

1. Introducción

1.1 El Petróleo

El mundo como lo conocemos en la actualidad sería muy diferente sin el petróleo y el gas natural, ya que constituyen vitales recursos energéticos. De manera particular, el aceite crudo y sus productos refinados, han sido la base de la sociedad industrial moderna y un objetivo estratégico a nivel de geopolítica para todas las naciones.

El siglo XX se denominó como la edad del petróleo, y por lo menos una buena parte del siglo XXI también lo será, lo que queda demostrado por el nivel de consumo que se tiene en la actualidad. El 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. La cadena de producción de los alimentos depende en gran medida del petróleo (fertilizantes, pesticidas, cultivos y transporte). El crudo ha sido la fuente dominante en combustibles para el transporte hasta ahora, siendo complicado encontrar sustitutos que cumplan con una relación costo-beneficio similar (Vassiliou, 2009).

A pesar de que la intensidad energética de las economías avanzadas (energía necesaria para producir una unidad de producto interno bruto) se ha reducido desde 1950, el petróleo aún es la base principal sobre la cual la sociedad moderna se construye, ya que sin este vital recurso cualquier actividad económica-industrial colapsaría.

La palabra “Petróleo” no tiene una definición precisa, por lo que muchas personas usan el término como un sinónimo para el aceite crudo. En este trabajo nos referiremos a petróleo para describir cualquier mezcla natural de hidrocarburos, ya sea en forma sólida, líquida o gaseosa. Con esta definición se abarcan varios tipos de crudo y de gas natural.

1.1.2 Evolución del uso del petróleo

En la época pre-moderna, el crudo se usaba para impermeabilizar embarcaciones, lubricar ruedas, impregnar madera para antorchas, e incluso en aplicaciones medicinales; mientras tanto el gas natural se usaba como una fuente de energía luminosa (Russell, 2003). La explotación era generalmente oportunista, realizándose cuando se observaban manifestaciones en superficie.

En el siglo XIX, ingenieros y emprendedores comenzaron la perforación deliberada de pozos petroleros, dando nacimiento a la industria moderna del petróleo. El mayor uso del petróleo en la época era como fuente de queroseno para reemplazar el uso de lámparas a base de aceite de ballena. Con el invento y difusión del automóvil, fue el principal impulso de la industria por lo que se cambió a la producción de gasolinas y otros combustibles. La producción de gasolina en los EE.UU. sobrepasó a la de queroseno en 1915 (Vassiliou, 2009).

Durante el inicio del siglo XX, EE.UU. lideró la adopción del automóvil como forma de transporte. En 1900 existían alrededor de 8,000 autos para pasajeros en circulación. Para el año 1930, el número de vehículos alcanzó los 29 millones a nivel mundial. La industria petrolera apenas podía dar abasto a las crecientes necesidades de gasolina, la cual en el siglo XIX era considerada un desecho, sin embargo los avances en la tecnología de refinación ayudaron a la industria a cumplir con la demanda. El salto mayor en este campo ocurrió con el desarrollo del cracking termal para incrementar la cantidad de gasolina a partir de una cantidad dada de crudo.

Para el año 2004, el mundo tenía 604 millones de vehículos para pasajeros, por lo que cerca del 58 % del petróleo consumido mundialmente en ese año fue utilizado para la transportación. En países desarrollados, el 85 % del aceite usado en vehículos es para transportación terrestre (Vassiliou, 2009).

Como fuente primaria de energía, el aceite se consideraba despreciable en 1900, incluso en 1950 sólo aportaba el 30.3 % del consumo mundial, mientras que el carbón aportaba el 55.5 %. Para 1964 el uso del petróleo se incrementó (40.8%), con lo que rebasó el consumo de carbón (39.7 %). En 2007, el crudo aportaba el 35.6 % del consumo global primario de energía, el gas natural el 23.8 %, y el carbón 28.6 % (McKain y Bernard, 1994).

Además de su uso como fuente de energía, el petróleo ha transformado el mundo a través de la petroquímica secundaria y la gran cantidad de nuevos materiales sintéticos derivados de ésta, incluyendo plásticos, fibras sintéticas, hules sintéticos, explosivos, pesticidas y muchos productos más.

1.2 Petróleo convencional y no convencional

Usualmente el término de aceite crudo se refiere a lo que comúnmente llamamos aceite convencional, el cual existe como una mezcla líquida en yacimientos naturales y permanece en dicha fase a condiciones atmosféricas. El petróleo convencional tiene un rango amplio de densidades que va de los 20 a los 40° API, por lo que “fluye” fácilmente. La gran mayoría de crudo producido hasta la fecha se considera como convencional.

Por otro lado, el aceite no convencional incluye aceite extra pesado, aceite pesado, arenas bituminosas, gas en lutitas (shale gas) y aceite en lutitas (oil shale) (Vassiliou, 2009), (figura 1.1).

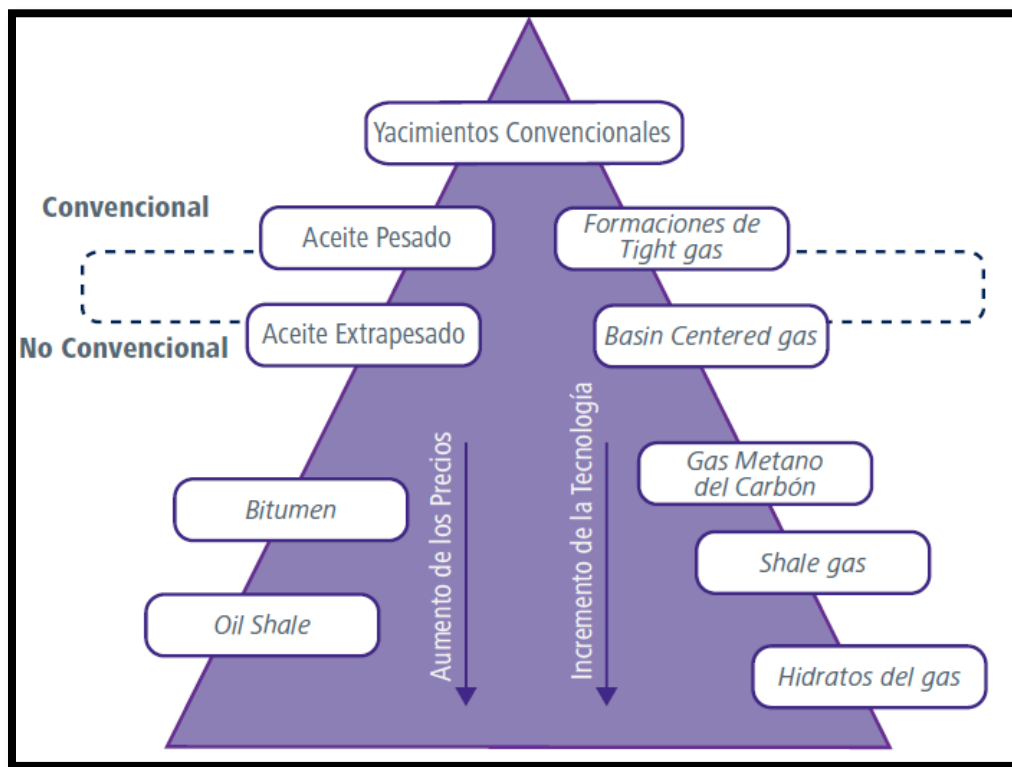


Figura 1.1. Recursos convencionales y no convencionales (tomada de CNH, 2012).

Los hidrocarburos no convencionales generalmente necesitan un procesamiento para producir crudos mejorados o sintéticos que se asemejan al petróleo convencional. El aceite extra pesado es explotado en el Cinturón del Orinoco en Venezuela y en la provincia de Alberta en Canadá, donde se explotan arenas bituminosas (Curtis *et al.*, 2002). La producción de aceite sintético a partir de lutitas aceitíferas se ha realizado en varios lugares con carácter experimental. En igualdad de condiciones en su extracción, los crudos no convencionales son más costosos que los convencionales, tanto económicamente como energéticamente. Sin embargo, debe hacerse hincapié que aún el aceite convencional puede ser muy difícil de producir y por lo tanto ser costoso. Los yacimientos

de petróleo convencional pueden encontrarse en regiones remotas, costa afuera en aguas profundas, o en el continente a grandes profundidades. Las acumulaciones someras de crudo convencional se están volviendo más escasas, por lo que su precio aumenta, incrementando el interés en yacimientos convencionales en localidades remotas y en las variedades de crudo no convencional. Los recursos no convencionales se encuentran distribuidos en grandes regiones de todo el mundo (figura 1.2).

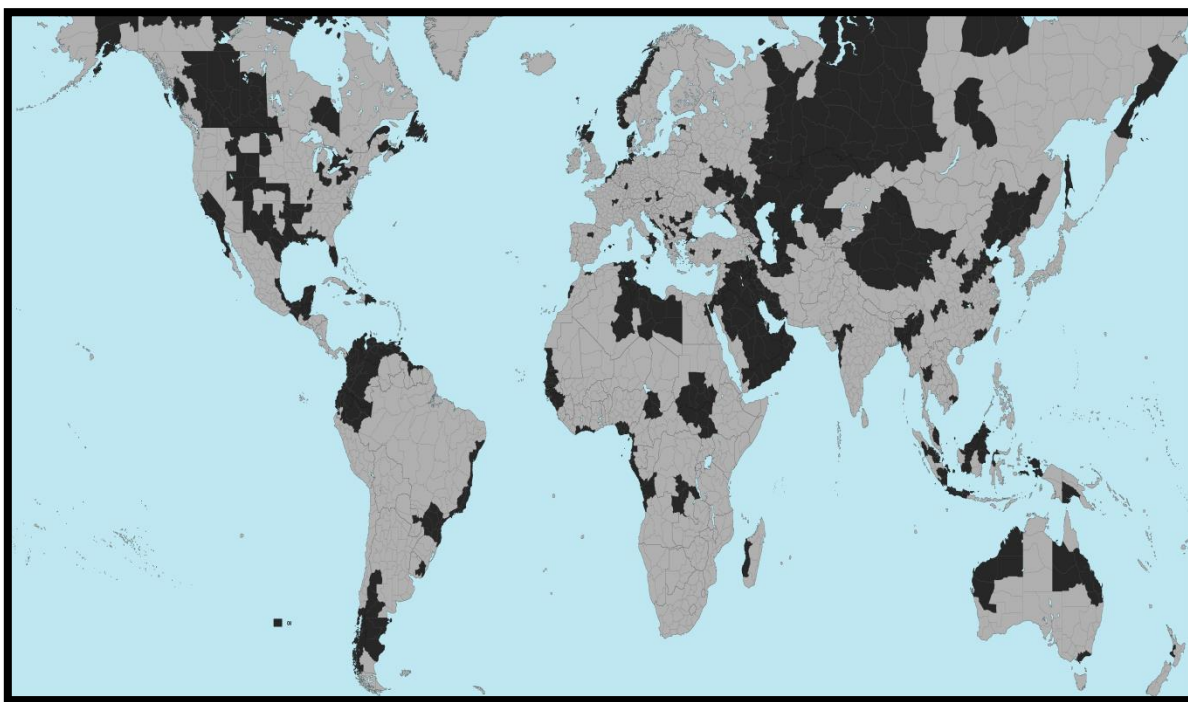


Figura 1.2. Reservas de petróleo (color negro) en el mundo (se incluye petróleo convencional y no convencional, como el aceite pesado y el gas en lutitas), (tomado de Vassiliou, 2009).

El gas natural, que mayoritariamente está conformado por metano, en ocasiones se encuentra asociado con el crudo y en otras por sí solo. El gas convencional se acumula en yacimientos presurizados y es recuperable con cierta facilidad. El gas no convencional es más difícil de recuperar y se presenta en una gran variedad de formas, por ejemplo, el metano de carbón se puede hallar en depósitos de carbón y para recuperarlo se debe usar el fracturamiento hidráulico. Los yacimientos de arenas compactas de gas son aquellos donde el hidrocarburo está contenido en formaciones de baja permeabilidad y por lo tanto no puede moverse fácilmente. En este caso también se requiere del fracturamiento hidráulico. Otro tipo de gas no convencional es el gas geopresionado o ultra profundo, disuelto en acuíferos profundos (IEA, 2011).

Los hidratos de metano son depósitos submarinos de gran tamaño compuestos por acumulaciones cristalinas formadas por gas natural y agua, que al encontrarse en condiciones de altas presiones y bajas temperaturas forman sólidos similares al hielo. Es el combustible fósil más limpio con el medio ambiente por su elevada relación hidrógeno/carbono (Canadian Centre for Energy Information, 2013). Se considera que los recursos de hidratos de metano son inmensos, pero aún no han sido explorados y explotados a gran escala con fines comerciales.

1.3 Panorama mundial del petróleo

1.3.1 Reservas mundiales de petróleo

El volumen total de los recursos prospectivos de hidrocarburos se divide en aquellos que no han sido descubiertos, aquellos cuya existencia se infiere y los que se han descubierto. Para aquellos hidrocarburos que no han sido descubiertos, la actividad exploratoria permite clasificarlos en recursos prospectivos mediante la estimación de acumulaciones técnicamente recuperables; dichos recursos están sujetos al desarrollo de proyectos futuros.

Los hidrocarburos descubiertos se dividen en económicamente viables y no viables. Dentro de los primeros se encuentran los recursos contingentes, que son aquellas cantidades de hidrocarburos que son recuperables de acumulaciones conocidas, pero que bajo las condiciones económicas y tecnológicas actuales, no se consideran comercialmente rentables. Dentro de los hidrocarburos descubiertos y comercialmente recuperables, se encuentran las reservas probadas, que son aquellas cantidades recuperables usando la tecnología presente, bajo condiciones actuales económicas y regulatorias, es decir, son recursos en etapa de desarrollo y producción (SENER, 2012).

Las reservas de petróleo son un indicador de gran importancia para el mercado de petróleo crudo a nivel mundial. Éstas son uno de los pilares de las finanzas y la planeación de las compañías petroleras y, por ende, de los países productores. Geográficamente las reservas de crudo se encuentran concentradas en algunas regiones específicas en la parte más externa de la corteza terrestre. El volumen de éstas es cambiante, ya que depende de los descubrimientos derivados de la actividad exploratoria, reclasificación de reservas, avances tecnológicos y ritmo de producción. La evolución de estos volúmenes incide directamente sobre la seguridad energética y geopolítica de los países (Vassiliou, 2009). Cabe mencionar que el precio de petróleo juega un papel importante en la determinación

de las reservas, ya que éste puede favorecer la viabilidad del desarrollo de proyectos de explotación e incluso es un determinante para reclasificar el tipo de reservas.

1.3.1.1 Reservas Probadas

Al cierre de 2012, las reservas probadas mundiales de petróleo crudo ascendieron a 1,668.9 miles de millones de barriles (mmbb), suficientes para ser producidas mundialmente por 52.9 años. Los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) aportaron el 72.6 % de dicho volumen. Los países de la Organización para la Cooperación y el desarrollo económico (OCDE) contribuyeron con 14.2 % de las reservas mundiales. Las reservas mundiales probadas se han incrementado en 26 % (aproximadamente 350 mmb) en la última década (BP Statistical Review of World Energy, 2013).

La región con la mayor cantidad de reservas de petróleo crudo fue Medio Oriente, al totalizar 807.7 mmbb en 2011. Dicho volumen representó 48.4% de las reservas mundiales (figura 1.3).

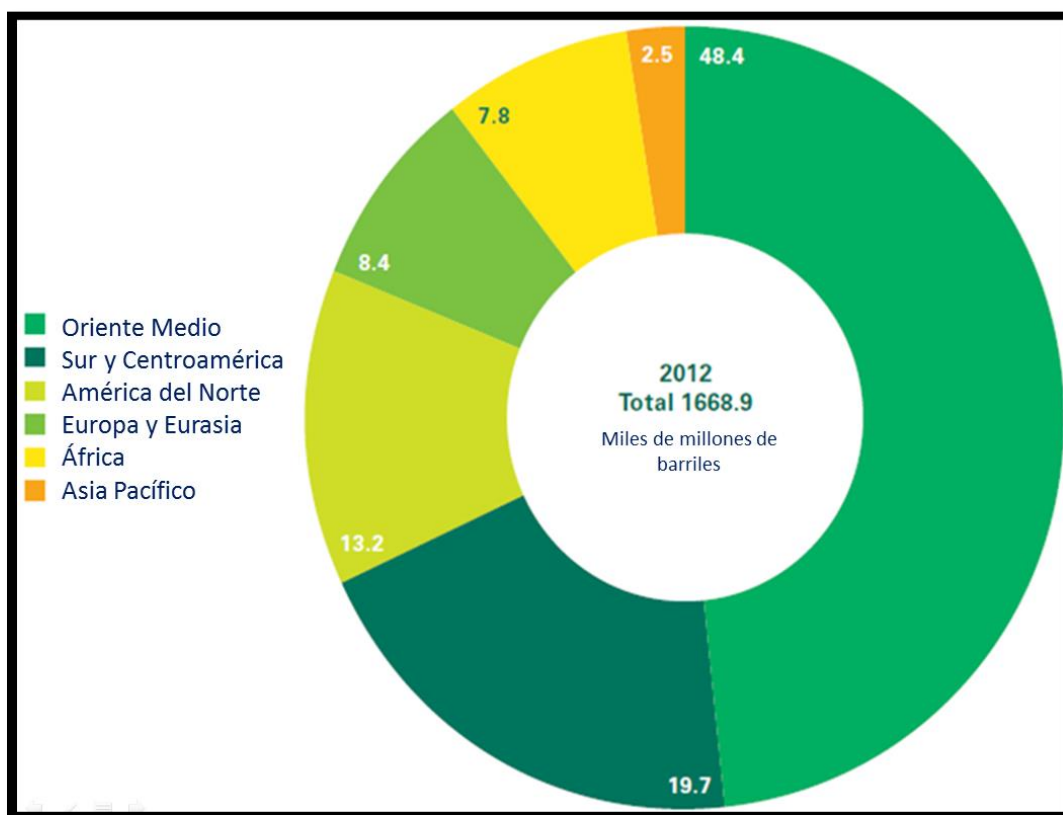


Figura 1.3. Distribución de las reservas probadas en 2012 (tomada de BP Statistical Review of World Energy, 2013).

Las reservas probadas de la región de Centro y Sudamérica ascendieron a 328.4 mmmb en 2012. En el año 2009 Venezuela incorporó 38.9 mmmb, principalmente del área geográfica denominada “Faja Petrolífera del Orinoco” (Layrisse, 2009), lo que representó 18.4% de sus reservas en dicho año; según el BP Statistical Review of World Energy (2013).

Venezuela ocupa el primer lugar en reservas probadas de petróleo en el mundo, con 297.6 mmmb, superando a Arabia Saudita, que cuenta con 265.9 mmmb. En la tabla 1.1 se muestran los veinte principales países con reservas probadas a nivel mundial en el año 2012.

Posición	País	Miles de millones de barriles	Participación sobre el total mundial
1	Venezuela	297.6	17.80%
2	Arabia Saudita	265.9	15.90%
3	Canadá	173.9	10.40%
4	Irán	157	9.40%
5	Iraq	150	9%
6	Kuwait	101.5	6.10%
7	Emiratos Árabes Unidos	97.8	5.90%
8	Federación Rusa	87.2	5.20%
9	Libia	48	2.90%
10	Nigeria	37.2	2.20%
11	EE.UU.	35	2.10%
12	Kazajistán	30	1.80%
13	Qatar	23.9	1.40%
14	China	17.3	1.00%
15	Brasil	15.3	0.90%
16	Angola	12.7	0.80%
17	Argelia	12.2	0.70%
18	México	11.4	0.70%
19	Ecuador	8.2	0.50%
20	Noruega	7.5	0.40%

Tabla 1.1. Principales países con reservas probadas al cierre de 2012. (modificado de BP Statistical of World Energy, 2013).

En la región de Europa y Eurasia, las reservas de crudo alcanzaron 140.8 mmmb en 2012. Las reservas de la Federación Rusa representaron 61.9% del total de la región, con 87.2 mmmb.

África reportó reservas por 130.3 mmmb en 2012. Cabe señalar que desde 2002, desplazó a Norteamérica en cuanto a volumen de reservas.

Las reservas de Norteamérica (incluyendo a México) se reportaron en 220.2 mmmb y aportaron 13.2% de las reservas mundiales en 2012.

La región Asia-Pacífico registró la menor cantidad de reservas de petróleo crudo en 2012, con 41.5 mmmb. Éstas se ubicaron principalmente en China, India, Indonesia, Malasia, Vietnam y Australia. Australia fue el único país de la región con un incremento de reservas, al incorporar 3.9 mmmb.

A pesar de que Venezuela cuenta con las mayores reservas a nivel mundial, Arabia Saudita es el primer país productor de petróleo en el mundo, seguido por la Federación Rusa, Estados Unidos, China y Canadá (tabla 1.2).

Posición	País	Producción
1	Arabia Saudita	11,530
2	Federación Rusa	10,643
3	Estados Unidos	8,905
4	China	4,155
5	Canadá	3,741
6	Irán	3,680
7	Emiratos Árabes Unidos	3,380
8	Kuwait	3,127
9	Iraq	3,115
10	México	2,911
11	Venezuela	2,725
12	Nigeria	2,417
13	Brasil	2,149
14	Qatar	1,966
15	Noruega	1,916
16	Angola	1,784
17	Kazajistán	1,728
18	Argelia	1,667
19	Libia	1,509
20	Reino Unido	967

Tabla 1.2. Principales productores de petróleo en 2012 (miles de barriles diarios), se incluye petróleo crudo, aceite de lutitas, arenas bituminosas y condensados de gas natural (modificado de BP Statistical of World Energy, 2013).

De acuerdo al World Energy Outlook realizado por la International Energy Agency (IEA) (2011), la demanda de combustibles fósiles aumentará 59 % del año 2009 al año 2035. Este incremento se dará a pesar del incremento en los precios del crudo y de nuevas políticas, tales como las mediciones de la eficiencia de energía en Brasil, China, India y Rusia. También se proyecta que la demanda diaria de petróleo aumente de 84 mmbpd en 2009 a 99 mmbpd en 2035 (figura 1.4).

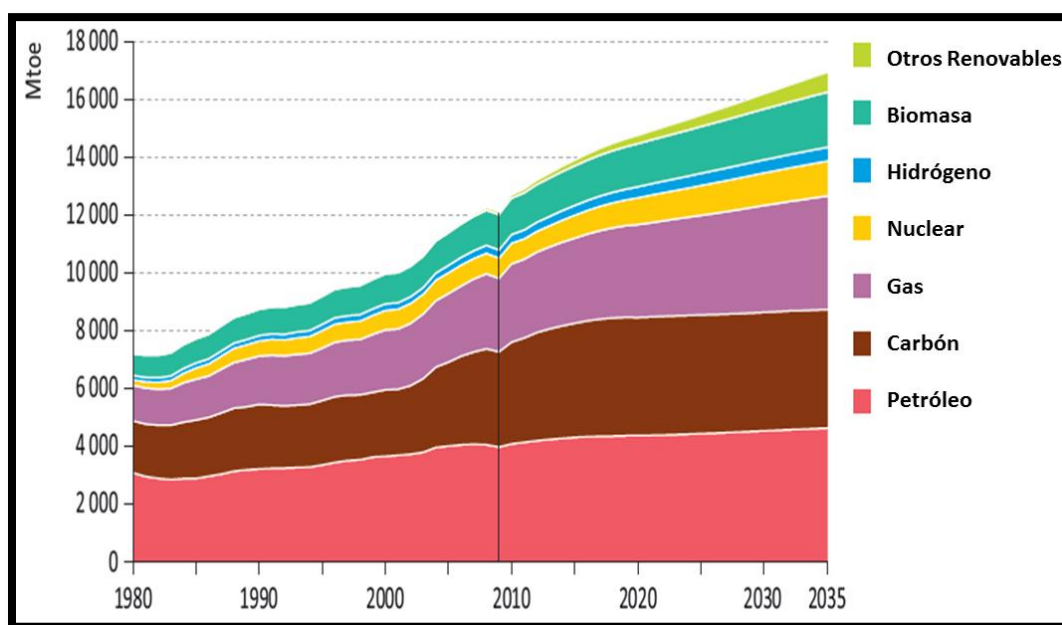


Figura 1.4. Demanda de Energía Primaria Mundial proyectada al 2035, Mtoe=millones de toneladas equivalentes de petróleo (modificada de World Energy Outlook, 2011).

En el caso de México, la producción seguirá en declinación en la primera mitad del periodo de la proyección, debido al ritmo lento de nuevos desarrollos, aunque se estima que posteriormente se tendrá un crecimiento lento lineal debido al potencial de recursos del país (tabla 1.3), en particular en el sector de aguas profundas del Golfo de México (IEA, 2011). Por muchos años la producción de México recaía fuertemente en el súper campo gigante Cantarell descubierto en 1976, ubicado costa afuera. La declinación de Cantarell ha caído a alrededor de 1.5 mmbpd durante la última década, aunque esto ha sido compensado en parte por la producción del complejo adyacente Ku Maloob Zaap, en general, la producción del país todavía está 0,9 mmbpd por debajo de su máximo pico. La legislación se modificó en 2008 para permitir a Petróleos Mexicanos (PEMEX), firmar contratos de desarrollo incentivados con compañías petroleras privadas (IEA, 2011).

País	1980	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Canadá	1.7	3.4	4.3	4.5	5.0	5.4	5.7
México	2.1	3.0	2.7	2.5	2.4	2.5	2.5
EE.UU.	10.3	7.8	8.0	8.2	8.1	8.2	8.3
Rusia	11.1	10.5	10.4	9.9	9.7	9.7	9.7
China	2.1	4.1	4.2	4.2	3.8	3.0	2.3
Brasil	0.2	2.1	3.0	4.4	5.1	5.2	5.2

Tabla 1.3. Producción Proyectada para el año 2035 en mmbpd (modificada de World Energy Outlook, 2011).

1.3.2 Reservas de petróleo en México

Con el fin de garantizar la certidumbre y transparencia en los volúmenes de reservas reportados, así como en los procedimientos empleados para su estimación, Petróleos Mexicanos (PEMEX) utiliza las definiciones y conceptos establecidos por organizaciones internacionales para la actualización anual de las reservas de hidrocarburos del país. Para clasificar las reservas probadas, se utilizan las definiciones establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), que es el organismo regulador de los mercados de valores y financieros en Estados Unidos (SENER, 2012).

1.3.2.1 Definiciones de reservas de petróleo

- Reservas 1P: De acuerdo a la SEC, las reservas 1P o reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales pueden ser recuperadas de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica. Dichas reservas deben poder recuperarse comercialmente y bajo una certidumbre razonable en años futuros (PEMEX, 2011).

- Reservas 2P: corresponden a la suma de reservas probadas más probables. Las reservas probables son aquellas reservas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas 2P (PEMEX, 2011).
- Reservas 3P: son el resultado de la suma de las reservas probadas, probables y posibles. Las reservas posibles son aquellas cuya información geológica y de ingeniería sugiere que su recuperación comercial es menos factible que la de las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando se utilizan métodos probabilistas para su evaluación, existirá al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores que las reservas 3P (PEMEX, 2011).

1.3.2.2 Reservas remanentes totales

De 2001 a 2011 el nivel de reservas totales de hidrocarburos siguió una trayectoria descendente, con una disminución promedio anual de 2.2% (PEMEX, 2011). Sin embargo, con un volumen de 43,837 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) al 1º de enero de 2012, las reservas totales de hidrocarburos en México aumentaron 1.8% respecto al año previo (tabla 1.4). Con la estabilización de las reservas en 2011 y el crecimiento en 2012, PEMEX está en línea con sus metas de restitución de reservas.

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total	56,154	52,951	50,032	48,041	46,914	46,418	45,376	44,483	43,563	43,075	43,074	43,837
Aceite	39,918	38,286	36,266	34,389	33,312	33,093	31,909	31,212	30,930	30,497	30,560	30,613
Condensado	1,195	1,137	884	792	835	863	941	879	562	417	294	368
Líquidos de planta	4,379	3,790	3,500	3,437	3,413	3,479	3,418	3,575	3,491	3,563	3,573	3,953
Gas seco equivalente	10,662	9,738	9,382	9,423	9,354	8,982	9,109	8,817	8,580	8,597	8,646	8,904

Tabla 1.4. Distribución de las reservas totales de hidrocarburos por tipo de fluido, 2001-2012 (mmbpce) (tomado de Las Reservas de Hidrocarburos de México, varios años).

De las reservas totales de 2012, el 69.8% correspondió a aceite, 20.3% a gas seco equivalente, 9.0% a líquidos recuperables de planta de procesamiento de gas y 0.8% a condensados de gas natural. En cuanto al crecimiento de las reservas totales por tipo de fluido, los líquidos de planta mostraron el mayor incremento, con 380 mmbpce adicionales en 2012. Las reservas de gas seco aumentaron 257 mmbpce. Las reservas de

condensados del gas natural incrementaron 25.1%, con 74 mmbpce más que el año previo. El crecimiento de las reservas de aceite fue de 53 mmbpce (SENER, 2012).

Por otro lado, del total de reservas (43,837 mmbpce) 31.5% fueron probadas, 28.2% correspondieron a reservas probables y 40.3% a reservas posibles. Al inicio de 2012, las reservas 1P alcanzaron 13,810 millones de barriles (mmb), las 2P 26,163 mmb y las 3P 43,837 mmb (figura 1.5).

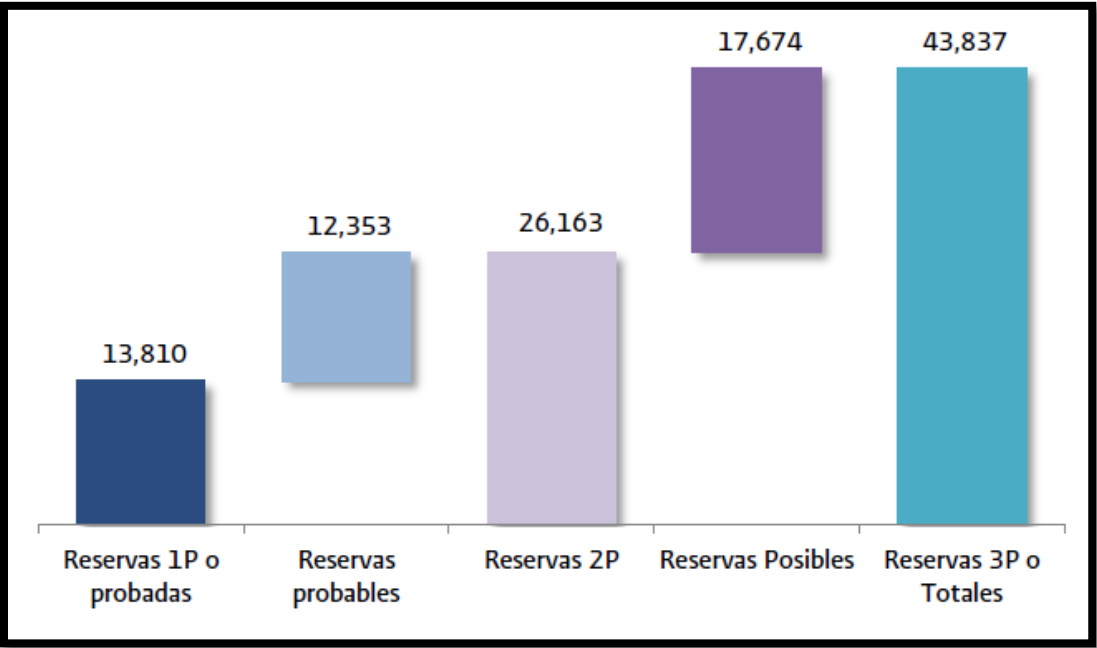


Figura 1.5. Reservas remanentes totales de hidrocarburos en México al primero de enero de 2012 (mmbpce), (tomado de SENER, 2012).

Al 1° de enero de 2012, la región Norte concentró 42.6% de total de la reservas, la Marina Noreste 28.6%, la Marina Suroeste 16.1%, y la Región Sur 12.7%. Entre 2001 y 2012, las regiones petroleras Marina Noreste, Norte y Sur disminuyeron sus reservas de hidrocarburos remanente totales 3.9%, 1.4% y 4.8%, respectivamente. En contraste, en la región Marina Suroeste se registraron incrementos anuales de 9.5% en promedio desde 2007 y hasta 2012 (PEMEX, 2011).

1.3.3 Alternativas al petróleo

Ya sea que se alcance el pico de producción del petróleo en 2015, 2035 o después, se deben desarrollar alternativas energéticas al crudo, tanto por las necesidades energéticas de las economías modernas, como por razones ambientales (Campbell y Laherrere, 1998).

Dichas alternativas no serán sencillas de desarrollar, en especial porque además de usarse como combustible, el petróleo tiene muchas otras aplicaciones. Hasta ahora el aceite convencional era abundante, almacenable, transportable y con una alta densidad de energía. Su densidad de energía es considerada más grande que la de carbón y que la de muchas otras fuentes de energía (Vassiliou, 2009).

De acuerdo a Campbell y Laherrere (1998), la producción de petróleo convencional llegó a su pico entre los años 2006 y 2008, por lo que la explotación y el uso del petróleo no convencional (aceite pesado, gas en lutitas y otros recursos) serán fundamentales en los siguientes años para cubrir la demanda mundial (figura 1.6).

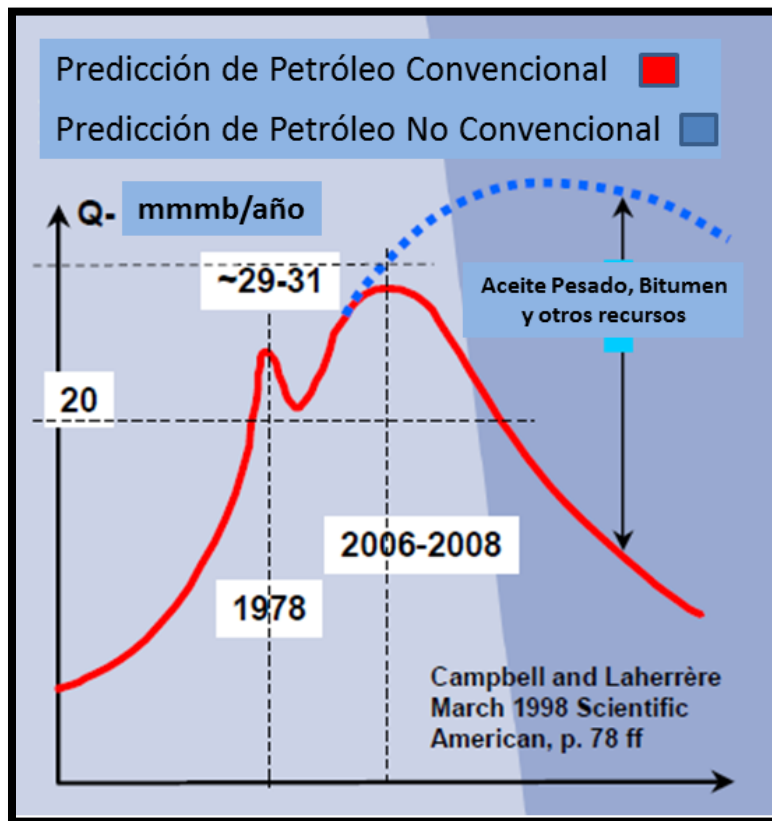


Figura 1.6. Predicción de Petróleo convencional vs petróleo no Convencional (modificado de Campbell y Laherrere, 1998).

El aceite crudo también ha sido barato de extraer en términos de energía, es decir, obtenemos más energía de la que se requiere para producirlo. Mientras el petróleo convencional declina y la humanidad se enfoca en el no convencional, la relación promedio del aprovechamiento de energía (energía obtenida por energía gastada) irá disminuyendo con el tiempo. El petróleo fácil del Medio Oriente cada vez requiere de más

energía para su extracción. Otros combustibles alternativos como el alcohol, la gasolina sintética y el biodiesel poseen bajas relaciones del aprovechamiento de energía, equivalentes a las obtenidas del gas natural o el carbón (IEA, 2011).

Las energías solar y eólica están enfocadas principalmente a la generación de electricidad, además de compensar el uso de gas natural y carbón en lugar del crudo. Hasta el día que se desarrolle de manera efectiva la transportación con energía eléctrica-solar, los transportes seguirán dependiendo de combustibles líquidos derivados del petróleo. El hidrógeno es un combustible de alto costo por lo que en la actualidad no es redituable su explotación. El etanol (alcohol) puede ser caro en cuanto a la energía necesaria para producirlo, pero el mayor impacto o desventaja se da en el campo de la agricultura, donde se destinan tierras disponibles para el cultivo de alimentos para producir este combustible (Biello, 2011).

El futuro energético de la raza humana dependerá de estudios a fondo de las alternativas energéticas, al igual que el cuidado del medio ambiente. De la misma manera dependerá del desarrollo continuo de la explotación de los recursos remanentes de petróleo, destacando el uso del petróleo no convencional, como el aceite pesado, siendo uno de los más importantes.

1.4 La importancia del aceite pesado

El aceite pesado es considerado una fuente alternativa de energía, debido a que constituye una de las más grandes reservas sin explotar de combustibles fósiles en la Tierra. Los aceites pesados pueden producirse por métodos convencionales y con la tecnología que existe en la actualidad.

La demanda histórica de crudos pesados ha sido marginal en el mercado del aceite por varias razones. Una de ellas es la planeación de proyectos para la explotación de petróleo pesado en regiones aisladas, ya que existe un alto grado de complejidad en las etapas de construcción para su explotación y para la operación; se necesitan recursos humanos y económicos por un periodo relativamente largo de tiempo, además, se requieren técnicas de recuperación y mejoramiento. Sin embargo, la demanda crece por lo que se requiere de la explotación de grandes cantidades de aceite pesado en las siguientes dos décadas para reemplazar la declinación de los aceites medios y ligeros. Por lo tanto, es imperativo considerar su desarrollo tomando en cuenta su factibilidad económica (Layrisse, 1999).

La mayor parte de los recursos de petróleo en el mundo corresponde a hidrocarburos con alta viscosidad y pesados, los cuales son difíciles de producir y refinar aumentando el costo de los productos finales. Generalmente, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico (Alboudwarej *et al.*, 2006).

Podemos encontrar recursos de aceite pesado prácticamente en todo el mundo, destacando Canadá, Venezuela, China y México (figura 1.7).

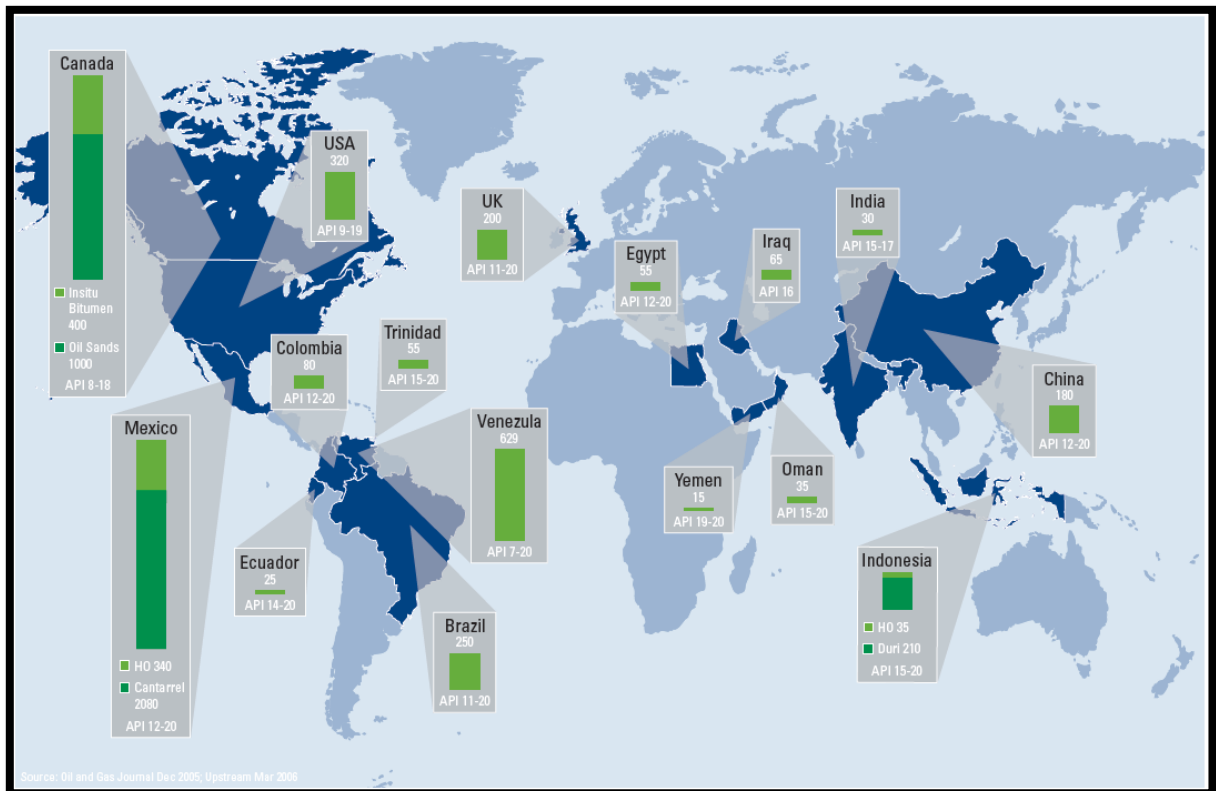


Figura 1.7. Distribución mundial de la producción de aceite pesado (mbd), (tomado de Schlumberger, 2006).

Con la gran demanda y el aumento en los precios del petróleo, aunado a la declinación de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la industria petrolera está orientándose hacia la explotación de hidrocarburos no convencionales, dentro de los que está el petróleo pesado.

El petróleo pesado generalmente se deja de lado como recurso energético, debido a las dificultades y costos asociados con su producción, sin embargo, se estima que existen más de 6 trillones de barriles de petróleo en yacimientos de aceite pesado – equivalente al

triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo (Alboudwarej *et al.*, 2006).

Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, es importante considerar que la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dominarán la producción.

El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m^3]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen (figura 1.8) (Meyer, 2006).

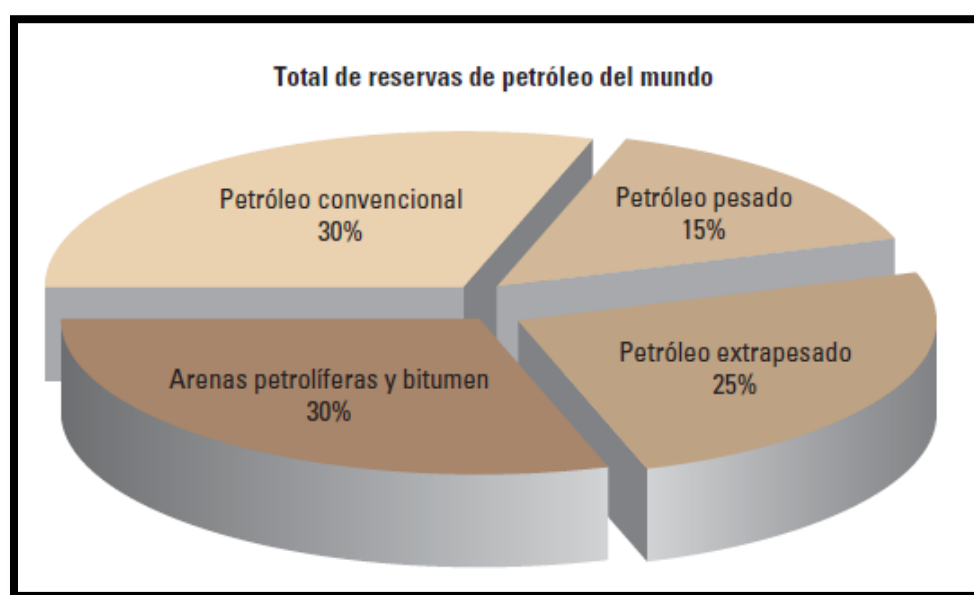


Figura 1.8. Total de Reservas de Petróleo del mundo (tomado de Alboudwarej *et al.*, 2006).

1.4.1 El futuro del aceite pesado

Dada la abundancia de las reservas de petróleo pesado, las compañías que actualmente se concentran en la producción de petróleos convencionales están ingresando en el ámbito de la exploración y explotación de petróleo pesado, realizando alianzas con otras empresas que producen petróleo pesado desde hace varias décadas (Belani, 2006). Es probable que estas compañías interesadas en el negocio del aceite pesado aporten nuevas tecnologías, ayudando a cubrir las deficiencias tecnológicas identificadas por los productores en el largo plazo y por otras organizaciones.

Por cada avance que se realiza hacia el mejoramiento de los métodos de recuperación de petróleo pesado, más trabajo de investigación se ve involucrado. En el área de

caracterización de fluidos, los científicos están tratando de generar más información acerca de la química del petróleo y la estructura de sus componentes a partir de la adquisición de registros y de mediciones de laboratorio. Los investigadores están trabajando para agregar mediciones de la fluorescencia a las prácticas actuales de análisis de fluidos de fondo de pozos, basadas en la espectrometría, permitiendo una caracterización de fluidos más precisa y la adquisición de registros de fluidos de fondo de pozo continuos.

Se están realizando esfuerzos para estandarizar las técnicas de laboratorio, tales como el análisis SARA, para poder comparar los resultados de diferentes laboratorios. El análisis SARA es un método de caracterización de aceites pesados basado en fraccionamiento, por el cual se separa una muestra de petróleo pesado en cantidades más pequeñas o fracciones, de modo que cada fracción tenga una composición diferente. El fraccionamiento se basa en la solubilidad de los componentes de hidrocarburos en diversos solventes utilizados en esta prueba. Cada fracción consta de una clase de solubilidad que contiene un rango de diferentes especies de peso molecular. En este método, se fracciona el petróleo crudo en cuatro clases de solubilidad, llamadas colectivamente "SARA": saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos (Oilfield Glossary Schlumberger, 2013).

Los avances en términos de comprensión de los componentes más pesados del petróleo crudo (los asfáltenos) poseen el potencial de mejorar la recuperación de petróleo pesado y además ayudar a resolver los problemas de aseguramiento del flujo en petróleos más ligeros (Sheu, 2006).

Los especialistas en petróleo pesado coinciden en que no existe ninguna solución universal para la evaluación y recuperación del petróleo pesado. Algunas mejoras, tales como las registradas en la interpretación de registros, es posible que necesiten ajustarse a las necesidades de una región en particular. En otros casos, es necesario el desarrollo de nuevos materiales para que los equipos de perforación y terminación resistan las elevadas temperaturas que se presentan en algunos casos en la producción de los yacimientos de aceite pesado.

Incluso pueden utilizarse otros desarrollos, incluyendo avances en el monitoreo en tiempo real, a partir de la combinación de métodos cuya eficacia por separado ya ha sido comprobada. Otro punto de coincidencia es la necesidad de seguir considerando las cuestiones ambientales en el desarrollo de los recursos de petróleo pesado. En la producción de bitumen por el método de minería y en los proyectos actuales de recuperación en sitio, las consideraciones ambientales y culturales constituyen una parte importante del modelo de negocios; incluyendo el saneamiento (remediación ambiental)

de las áreas explotadas, la recuperación de minerales para hacer uso de los materiales de desecho, la minimización del consumo de agua, los asuntos relacionados con las poblaciones nativas y la reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero. Los nuevos proyectos tendrán que ser sensibles a éstos y otros factores, incluyendo las emisiones de CO₂, la preservación del permafrost, la preservación de ecosistemas frágiles y la reducción de la energía consumida para calentar el petróleo pesado (Cámara de Recursos de Alberta, 2006)

Si los yacimientos de petróleo pesado poseen una ventaja con respecto a sus contrapartes más ligeras, ésta es su longevidad. Los campos de petróleo pesado pueden permanecer en producción durante 100 o más años, tal es el caso de los campos descubiertos en California a fines de la década de 1800. Según ciertas estimaciones, las arenas petrolíferas de Canadá pueden producir durante varios cientos de años (Alboudwarej *et al.*, 2006), por lo que las inversiones que se realicen ahora van a reeditar mucho en el futuro.

Por lo anterior, es vital desarrollar la tecnología, la infraestructura y el personal calificado para continuar con la explotación de los yacimientos de aceite pesado, como los que se encuentran en nuestro país, sobre todo en la Sonda de Campeche, región que ha sido la mayor productora de hidrocarburos en México. Se sabe que en promedio el factor de recuperación de hidrocarburos en nuestro país ronda el 30% (CNH, 2010); por lo que la implementación de algún método de recuperación secundario o mejorada en los próximos años es clave para incrementar el factor de recuperación, lo cual daría aún más vida a los yacimientos de aceite pesado del país.

La producción de petróleo convencional es relativamente sencilla y de bajo costo, sin embargo, está llegando a su fin tal como está ocurriendo en México, con el decaimiento de la producción del campo marino gigante Cantarell. Esto no nos debe parecer alarmante, tampoco se puede decir que el petróleo en nuestro país se ha agotado. México es uno de los países con mayor potencial en cuanto a recursos no convencionales, donde destacan el gas en lutitas, el aceite en lutitas y el aceite pesado, que sin duda alguna éstos serán los energéticos de mayor trascendencia en las siguientes décadas. La tarea de extraerlos con alto rendimiento económico está lejos de ser sencilla y viable, pero con el tiempo será posible obtener buenos beneficios económicos.

Considerando que el petróleo convencional está agotado y las energías alternas aún no son viables económicamente a corto plazo, el petróleo no convencional tomará el lugar como el recurso energético más valioso en los próximos años. México es un país con grandes reservas de aceite pesado que se deben estudiar a detalle para ver si es posible que se dé una explotación adecuada con buenos resultados económicos.

2. Conceptos fundamentales

2.1 Definición de aceite pesado

El concepto de aceite pesado es relativo, ya que comprende una amplia variedad de los tipos de aceite; por un lado está la presencia de los aceites ligeros y en el otro extremo encontramos a los aceites pesados, que corresponden a los de mayor densidad. Cualquier intento por dar una definición precisa de aceite pesado es arbitrario, debido a que las propiedades del aceite en la naturaleza no son exactas y existe una gran diversidad.

Se han usado dos propiedades para dar una distinción de aceite pesado: la viscosidad y la densidad (Densidad API). La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para la producción de un yacimiento, ya que determina con qué facilidad fluirá el petróleo. Por otro lado, la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso, estimar el rendimiento y calcular los costos de refinación. Desafortunadamente, no existe una relación directa entre las dos, por ejemplo, un crudo de mediana o baja densidad, con alto contenido de parafinas en un yacimiento con baja temperatura y somero, puede presentar una viscosidad más alta que un crudo pesado, libre de parafinas, en un yacimiento profundo y con alta temperatura (Curtis *et al.*, 2002).

Cuanto más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP), que es el valor de la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP. La viscosidad de los aceites pesados y extrapesados (figura 2.1) puede fluctuar entre menos de 20 cP y más de 1,000,000 cP (Clark, 2007). El hidrocarburo más viscoso es el bitumen, el que corresponde con un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

La densidad de los aceites se define usualmente en términos de los grados API (American Petroleum Institute – Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con el peso específico; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API (Conaway, 1999). Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen, hasta los 70° para los condensados. La densidad de los hidrocarburos se calcula de la siguiente manera:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde γ_o es el peso específico del hidrocarburo medido a 60 °F (15.5 °C) y a la presión atmosférica.

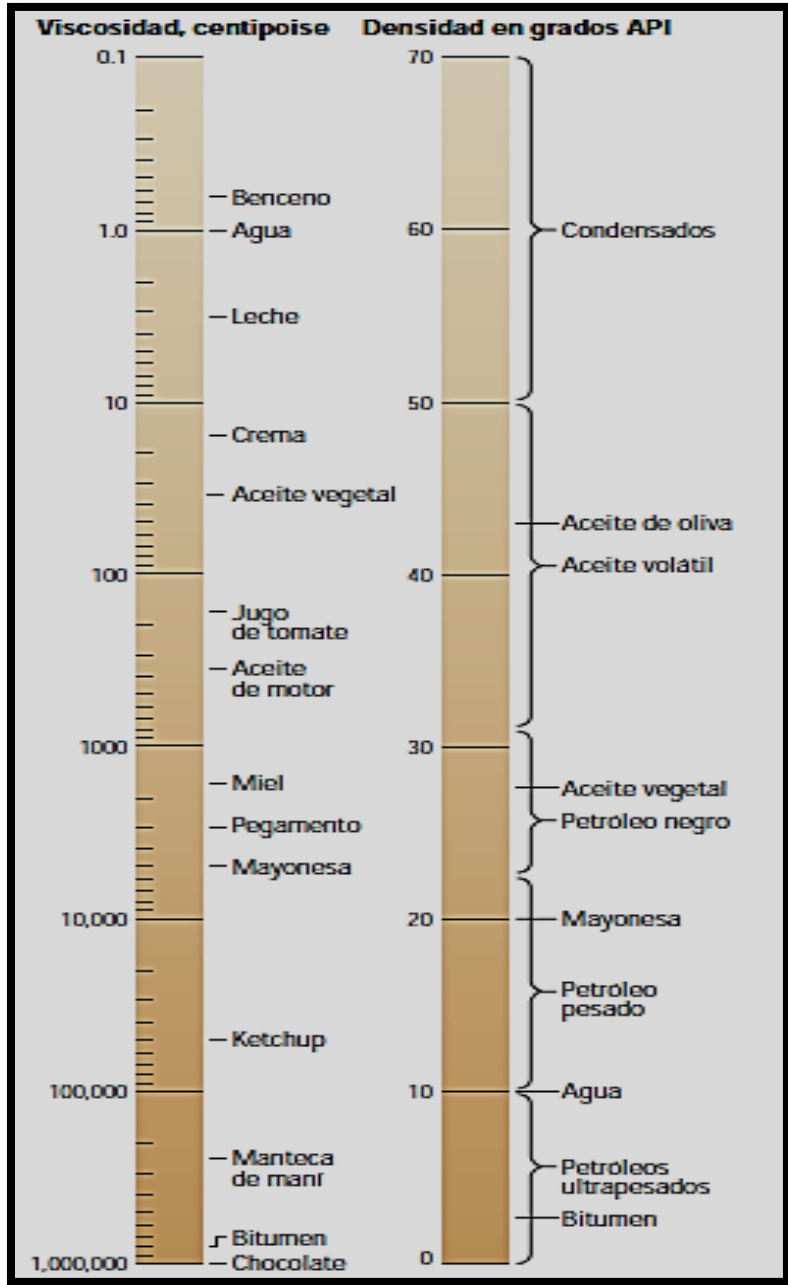


Figura 2.1. Densidades y viscosidades de los hidrocarburos y otros líquidos (tomada de Curtis *et al.*, 2002).

El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API entre 10.0° y 22.3° (Nehring *et al.*, 1983). Sin embargo, en algunos yacimientos, el petróleo con una densidad tan baja como 7 u 8° API se considera pesado más que ultrapesado, porque puede ser producido mediante métodos de producción para aceite pesado (Chen, 2006).

Los aceites de 10 °API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados, debido a que son más densos que el agua (tabla 2.1). Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o el West Texas Intermediate, tienen densidades que oscilan entre 38 y 40° API (Alboudwarej *et al.*, 2006).

Tipo de Aceite	Densidad API	Peso Específico	Viscosidad (cP)	Más densos
Aceite Ligero	>31.1°	<0.87	<100	
Aceite Medio	22.3° - 31.1°	0.87 – 0.92	<100	
Aceite Pesado	10° - 22.3°	0.92 – 1.00	100 – 10,000	
Aceite Extra Pesado	<10°	>1.00	100 – 10,000	
Bitumen	<10°	>1.00	>10,000	

Tabla 2.1. Densidades API, pesos específicos y viscosidades de los diferentes tipos de aceite (Modificada de 12th World Petroleum Congress, 1987).

2.2 Origen del aceite pesado

2.2.1 Procesos sedimentarios y acumulación de materia orgánica

La acumulación de materia orgánica en los sedimentos es determinada por condiciones de tipo geológico, particularmente los que se tienen en una cuenca sedimentaria. La acumulación se restringe a sedimentos que se depositaron en ambientes acuáticos, los cuales deben recibir una cierta cantidad de materia orgánica. Este material puede ser suministrado al sistema de depósito en la forma de organismos vivos o muertos, o como materia orgánica disuelta (Tissot y Welte, 1984).

El material orgánico puede ser autóctono al ambiente en donde se depositó (se originó en el mismo ambiente de depósito) o puede ser alóctono (que proviene fuera de su ambiente de depósito).

2.2.1.1 Mecanismos de acumulación para materia orgánica sedimentaria

De manera general, el fitoplancton marino representa la mayor fuente de materia orgánica en los sedimentos marinos, mientras que en zonas de aguas someras con suficiente luz para la fotosíntesis, la fuente principal son los fitobentos marinos. En ambas instancias, la bacteria que interactúa con los organismos muertos es considerada como una fuente adicional de carbón orgánico.

La depositación de sedimentos ricos en materia orgánica (aquellos que contienen más del 0.5 % de peso de carbón orgánico) ocurre en ambientes acuáticos de baja energía. En sedimentos sub aéreos, la materia orgánica es transformada fácilmente por oxidación química o microbiana. El suministro de materia orgánica es alto a lo largo de las márgenes continentales, debido a la alta producción primaria de aguas costeras y/o a la alta entrada de material alóctono vegetal terrestre (Tissot y Welte, 1984).

Es necesario tener un balance óptimo entre el nivel de energía en el cuerpo de agua y la tasa de sedimentación, para poder preservar y concentrar la materia orgánica en los sedimentos. La fracción de minerales del tamaño de arcillas se cubre fácilmente con materia orgánica en condiciones anóxicas y con baja energía en el ambiente sedimentario. Esta fracción de granos finos posee baja densidad, por lo que es acarreada de los cuerpos de agua con altos niveles de energía a zonas con aguas más quietas (baja energía). Ahí, la depositación de sedimentos de grano fino limita el acceso de oxígeno molecular disuelto, y por lo tanto se incrementan las posibilidades de preservar la materia orgánica. Sin embargo, si la tasa de sedimentación es muy alta, la materia orgánica se diluye, y el sedimento bajo en material orgánico se deposita.

Podemos encontrar condiciones favorables para la depositación de sedimentos ricos en materia orgánica en la plataforma continental con aguas tranquilas, en los ambientes mixtos (lagunas, estuarios) y cuencas profundas con circulación restringida. Otros ambientes favorables para la acumulación de materia orgánica son los taludes continentales, los pantanos y las llanuras de inundación (Tissot y Welte, 1984).

La fracción de lípidos en la materia orgánica se comporta de manera diferente en los procesos sedimentarios en comparación con el material que no contiene lípidos. Contrario al material que no contiene lípidos, el volumen de la fracción de lípidos es altamente insoluble en agua. Además, muchas partes resistentes de los organismos, tales como las membranas, cutículas, esporas, polen, etc., son enriquecidas en sustancias similares a lípidos. Por lo tanto, la fracción de lípidos de los organismos tiende a sobrevivir en las partículas de la materia orgánica en lugar de hacerlo en el material orgánico disuelto. De lo anterior se puede deducir que la contribución de las partículas de la materia orgánica es de mayor importancia para una roca generadora potencial, que la materia orgánica disuelta.

2.2.2 Generación de aceite y gas: diagénesis, catagénesis y metagénesis de la materia orgánica.

La transformación físico-química de la materia orgánica durante la historia geológica de las cuencas sedimentarias no puede considerarse como un proceso aislado, ya que también involucra a la actividad biológica en etapas tempranas y después el efecto de la presión y la temperatura.

Existen tres procesos donde la materia orgánica da origen a los hidrocarburos: diagénesis, catagénesis y metagénesis.

2.2.2.1 Diagénesis

Este proceso inicia con la depositación de sedimentos orgánicos (carbohidratos, proteínas, ligninas y lípidos) en condiciones acuáticas ricas en minerales (Tissot y Welte, 1978). Los sedimentos depositados contienen grandes cantidades de agua, minerales, material orgánico muerto y numerosos microorganismos vivos. La diagénesis es el proceso a través del cual un sistema tiende a acercarse al equilibrio bajo condiciones de sepultamiento somero y a través del cual el sedimento comienza a consolidarse. El intervalo de profundidad en esta etapa es del orden de unos pocos metros a cientos de metros, ocasionalmente llegando a pocos miles de metros. En el intervalo diagenético inicial, el incremento de temperatura y presión es pequeño, y la transformación ocurre bajo condiciones de incrementos de dichos parámetros.

Durante las primeras etapas de la diagénesis, uno de los principales agentes de transformación es la actividad microbiana. Los microorganismos aeróbicos que viven en los estratos superiores de los sedimentos consumen el oxígeno libre; estos microorganismos reducen los sulfatos para obtener el oxígeno que requieren. La energía se obtiene de la descomposición de la materia orgánica, que en el proceso se transforma en dióxido de carbono, amoníaco y agua (Tissot y Welte, 1984).

La diagénesis de la materia orgánica a partir de biopolímeros (proteínas, lípidos, carbohidratos y lignina, sintetizada por plantas y animales) forma geopolímeros llamados kerógenos, que son el material orgánico de mayor importancia en sedimentos antiguos (figura 2.2), en la figura podemos observar los cambios que experimenta la materia orgánica durante la diagénesis, catagénesis y metagénesis.

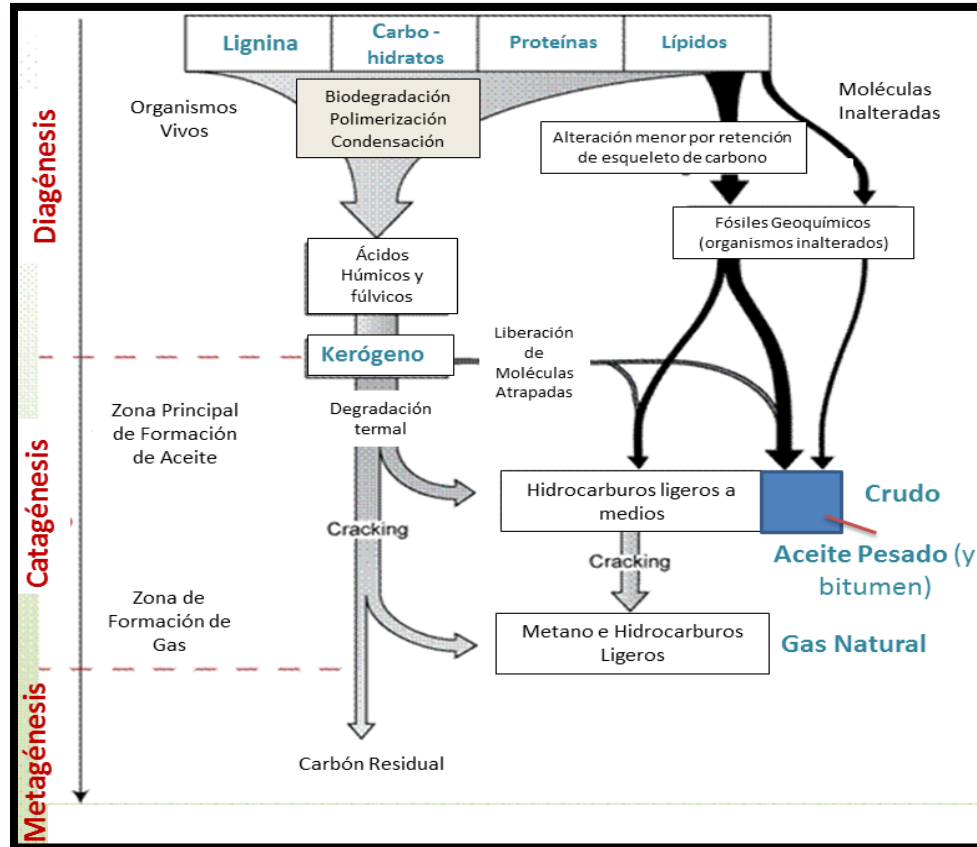


Figura 2.2. Proceso de la formación del petróleo (Modificado de Tissot y Welte, 1978).

Cuando la depositación de materia orgánica proveniente de plantas es mucho mayor que la proveniente de minerales, se forman la lignita y el carbón sub-bituminoso. El hidrocarburo de mayor importancia que se forma en la diagénesis es el metano biogénico (Madrid, 2011). Por otra parte, la materia orgánica produce CO_2 , H_2O y algunos compuestos heteroatómicos pesados en las etapas finales de la diagénesis.

El final de la diagénesis se alcanza cuando los ácidos húmicos extraíbles han disminuido a una cantidad menor, y cuando la mayoría de los grupos carboxílicos han sido removidos (Tissot y Welte, 1984).

2.2.2.2 Catagénesis

La depositación continua de sedimentos resulta en el sepultamiento de las capas previas a profundidades que alcanzan varios kilómetros de sobrecarga en cuencas de subsidencia; esto involucra un incremento considerable en la presión y en la temperatura. El tectonismo también puede contribuir a dicho incremento. Para describir esta etapa de

evolución sedimentaria, se hace referencia a la palabra “catagénesis” propuesta por Vassoevich (1975). En esta etapa la temperatura puede variar de 50 a 150 °C y la presión geostática debida a la sobrecarga puede variar de 300 a 1500 kg/cm².

La composición y textura de las fases minerales se conservan con algunos cambios mayormente en la fracción arcillosa. La mayor modificación inorgánica tiene que ver con la compactación de la roca; el agua continua siendo expulsada, la porosidad y la permeabilidad disminuyen marcadamente; normalmente la salinidad del agua intersticial aumenta y puede llegar cerca a la saturación.

La materia orgánica experimenta grandes cambios a través de la evolución del kerógeno, éste produce el primer hidrocarburo líquido; en la etapa siguiente se produce gas húmedo y condensado; tanto el aceite como el condensado son acompañados por cantidades significativas de metano (Tissot y Welte, 1984).

El final de la catagénesis se alcanza en el rango donde la desaparición de las cadenas de carbón alifático en el kerógeno se completa y donde el desarrollo del ordenamiento de las unidades básicas de kerógeno comienza.

Dado que hay cambios severos en el material orgánico y a pesar de que haya más transformaciones, ya no hay más generación de petróleo, sólo cantidades limitadas de metano dando lugar a una nueva etapa.

Las condiciones de la catagénesis determinan el producto final, por ejemplo, altas presiones y temperaturas dan lugar a un “cracking” del kerógeno más completo y originando primero hidrocarburos pesados, después intermedios y por último los ligeros, estos últimos son de menor tamaño molecular (Tissot y Welte, 1978).

2.2.2.3 Metagénesis y metamorfismo

La última etapa de la evolución de los sedimentos ocurre cuando inicia el metamorfismo, se alcanza a profundidades cercanas a 10 km. Aquí la presión y la temperatura alcanzan valores muy altos; además, en algunos casos las rocas se exponen a la influencia del magma y de efectos hidrotermales. Sin embargo, la geología del petróleo sólo está interesada en la etapa precursora al metamorfismo, que se designa como metagénesis de la materia orgánica (Tissot y Welte, 1984).

Los minerales son transformados severamente bajo las condiciones mencionadas: los minerales arcillosos pierden el agua entre sus capas y ocurren procesos de cristalización; ocurren disolución por presión y recristalización, como la formación de cuarcita, o puede

resultar en la desaparición de la estructura original de la roca. La roca alcanza las condiciones de temperatura que llevan a la metagénesis de la materia orgánica. En esta etapa el material orgánico está compuesto sólo por metano y carbón residual, donde algunos crecimientos cristalinos comienzan a desarrollarse. Primero, el carbón se transforma en antracita y finalmente en meta-antracita y los constituyentes del kerógeno residual se convierten en grafito.

La formación de los hidrocarburos de etapa temprana tiene lugar en la roca generadora inmadura durante la diagénesis. Cuando las temperaturas se elevan por encima de los 50 °C y aumenta el sepultamiento, las bacterias mueren dando lugar a la catagénesis, donde los aceites pesados dan origen a los aceites ligeros por medio del “cracking”. La metagénesis se da por encima de los 150 °C. Las profundidades a las cuales se inicia la generación de hidrocarburos son variables ya que dependen del gradiente geotermal local, el tipo de kerógeno y la historia de sepultamiento. Con el gradiente promedio de la corteza terrestre a la profundidad promedio de 1-2 kilómetros se inicia la catagénesis y alcanza su máxima generación entre 2-3 kilómetros de profundidad; denominándose este rango “ventana de petróleo” (Madrid, 2011). La catagénesis tardía se inicia a profundidades de 3 a 3.5 kilómetros y ésta es la zona principal de formación de gas (húmedo o seco). Por debajo de los 4 kilómetros, la roca tiene sobre madurez, iniciándose la metagénesis y solamente es generado metano (figura 2.3). La correlación de la generación de petróleo con profundidad es principalmente una función del incremento de temperatura.

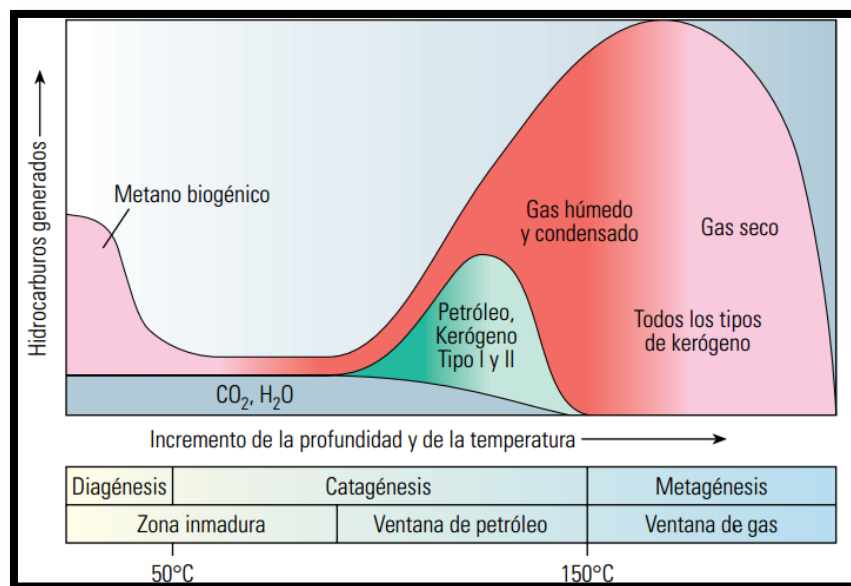


Figura 2.3. Procesos de diagénesis, catagénesis y metagénesis (tomado de Creek, 2009).

2.2.3 El kerógeno

El término kerógeno será usado para designar el constituyente orgánico de las rocas sedimentarias que no es soluble en solventes alcalinos acuosos ni en los solventes orgánicos comunes (Tissot y Welte, 1984).

El kerógeno es la forma de carbón orgánico más importante en la Tierra. Es 1,000 veces más abundante que el carbón y el petróleo juntos en yacimientos y 50 veces más abundante que el bitumen y el petróleo disperso en rocas que no son almacenadoras (Hunt, 1979).

Los diferentes tipos de kerógeno pueden ser identificados por examinación óptica y análisis físico-químicos. Existen tres tipos principales, los cuales pueden ser categorizados por su evolución en el diagrama (H/C, O/C) de van Krevelen.

El kerógeno tipo I, contiene principalmente cadenas alifáticas y pocos aromáticos. La relación H/C es originalmente alta, y el potencial para generar aceite y gas también es alto. Este tipo de kerógeno se compone de lípidos algáceos o de materia orgánica enriquecida en lípidos por actividad microbiana (Chilingar, 2005).

El kerógeno tipo II, contiene más aromáticos y anillos nafténicos. La relación H/C y el potencial para generar aceite y gas son más bajos comparados con el tipo I, sin embargo, el tipo II es de gran importancia. Este kerógeno se relaciona usualmente con materia orgánica marina depositada en un ambiente reductor, con un contenido de azufre de medio a alto (Chilingar, 2005).

El kerógeno tipo III contiene en su mayoría poliaromáticos condensados y grupos funcionales oxigenados, con menor cantidad de cadenas alifáticas. La relación H/C es baja y el potencial para generar aceite es moderado, a pesar de que este kerógeno puede generar abundante gas a grandes profundidades. La relación O/C es comparativamente más alta que en los primeros tipos de kerógeno. La materia orgánica proviene en su mayoría de plantas superiores terrestres (Génesis de los hidrocarburos-UNAM, 2013).

El kerógeno residual consiste en material orgánico re TRABAJADO y oxidado, o material inertinítico derivado de oxidación biológica o desgaste sub aéreo. Es una forma de “carbón muerto” y carece de potencial para gas y aceite.

Observando la figura 2.4, los tipos de kerógeno I, II y III son los que producen hidrocarburos. También podemos ver que la producción de aceites pesados se da en la etapa de la catagénesis.

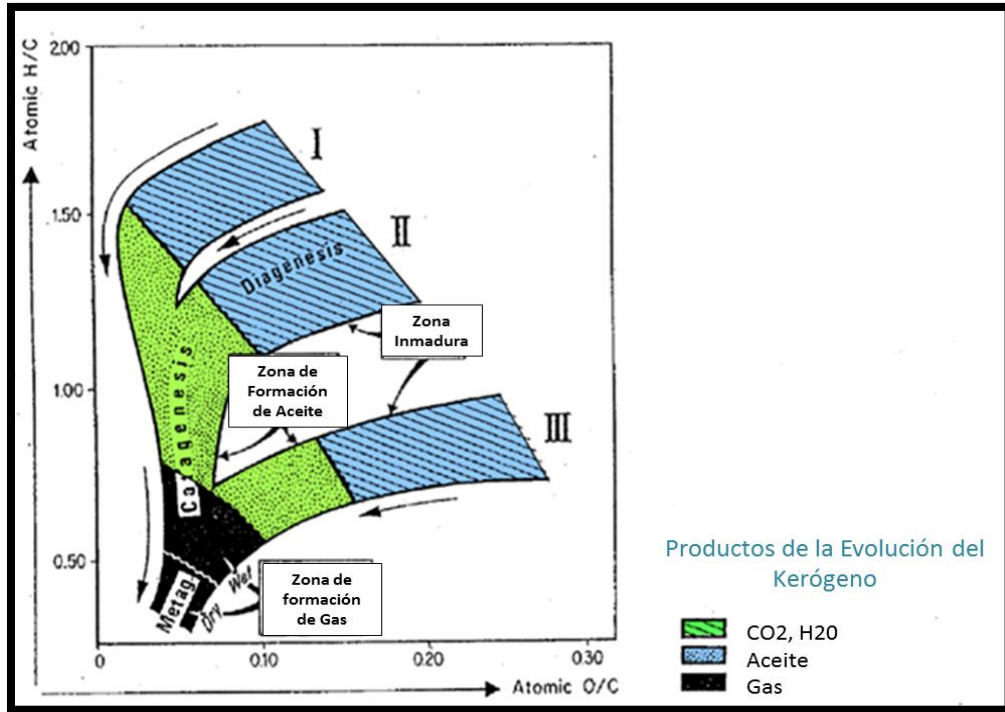


Figura 2.4. Diagrama de Van Krevelen (modificado de Tissot y Welte, 1978).

2.2.4 Formación del aceite pesado

A pesar de que se conocen algunas acumulaciones de aceites pesados inmaduros no degradados, no alcanzan el 1 % de las reservas mundiales de petróleo.

Estos aceites inmaduros contienen en abundancia resinas y asfáltenos, que son el resultado de un rompimiento temprano del kerógeno asociado con un alto contenido de azufre y nitrógeno. Las condiciones favorables para la acumulación de aceites inmaduros, pueden darse en rocas generadoras que tienen la particularidad de además actuar como roca almacenadora, o donde las condiciones de migración son sencillas (alto fracturamiento, cársticidad, etc.).

La mayoría de los aceites pesados se originan a partir de aceites crudos normales, que han sido degradados subsecuentemente en el yacimiento por uno o varios de los siguientes procesos: biodegradación, lavado por agua, pérdida de fracciones ligeras y oxidación inorgánica (Tissot y Welte, 1984). Estos procesos originan una disminución en las fracciones con bajo peso molecular y un aumento en el contenido de azufre y la abundancia de fracciones pesadas.

El resultado de este tipo de alteraciones es un aceite altamente pesado y viscoso. La degradación comúnmente se asocia con la invasión de aguas de formación meteóricas derivadas de la superficie. Por lo tanto, el alcance de la degradación está asociado con parámetros como la profundidad, la proximidad al contacto con aire y la salinidad del agua de formación.

En muchos casos, cuando la roca generadora produce petróleo crudo, éste no es pesado. Los expertos en geoquímica coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de entre 30 y 40° API, sin embargo, el aceite se vuelve pesado después de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y el entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. Las bacterias transportadas por el agua superficial metabolizan los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos dejando las moléculas más pesadas (Tissot y Welte, 1978). Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua, además el agua transporta oxígeno disuelto que causa oxidación.

De los aproximadamente 6 a 9 trillones de barriles de petróleo pesado, extrapesado y bitumen que existen en el mundo, las acumulaciones más grandes están presentes en ambientes geológicos similares; se trata de depósitos someros entrapados en cuencas sedimentarias. Las cuencas sedimentarias son depresiones, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre por diferentes procesos tectónicos (Alboudwarej *et al.*, 2006). Los sedimentos ricos en materia orgánica de la cuenca se convierten en la roca generadora de los hidrocarburos, que tiempo después migran camino hacia la superficie o hasta una trampa petrolera donde se tienen rocas almacenadoras, las que por erosión quedan cerca de la superficie terrestre y entran en contacto con el medio oxidante que causa la biodegradación.

La biodegradación es la causa principal de la formación del petróleo pesado (Head y Larter, 2003). A lo largo de las escalas de tiempo geológico, los microorganismos degradan los hidrocarburos ligeros e intermedios, produciendo metano e hidrocarburos enriquecidos con fracciones pesadas. La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación Gas/Aceite (RGA) e incrementando la densidad, la acidez, la viscosidad, el contenido de azufre y metales pesados. A través de la biodegradación, el aceite pierde además una fracción importante de su masa original. Otros mecanismos, tales como el lavado con agua y el fraccionamiento en fases contribuyen a la formación de petróleo pesado, separando las fracciones ligeras por medios físicos más que biológicos. Las condiciones óptimas para la degradación microbiana de los hidrocarburos se dan en los yacimientos de petróleo a temperaturas inferiores a 80 °C (temperatura máxima para

que existan nutrientes en las profundidades de la Tierra), por lo que el proceso se limita a yacimientos someros situados a una profundidad máxima de 4 km.

Una de las acumulaciones de aceite pesado más grande que se conoce es la Faja del Orinoco, en Venezuela, con 1.2 trillón de barriles de aceite extrapesado de 6 a 12° API. Otra de las acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado se encuentra en la cuenca del oeste de Canadá, en Alberta, que totalizan 1.7 trillones de bbl (Meyer y Attanasi, 2003).

2.3 Propiedades físicas y químicas del aceite pesado

Existen diferencias fundamentales entre el bitumen, aceite pesado, aceite medio y aceite ligero; destacando la variación de las fracciones de hidrocarburos que los forman: parafinas, naftenos y aromáticos. Cuando las fracciones ligeras se pierden mediante diferentes procesos, el aceite se vuelve pesado, con una alta proporción de moléculas asfálticas y con la sustitución en la red de carbono de heteroátomos tales como el nitrógeno, azufre y oxígeno.

Por lo tanto, el aceite independientemente de su origen, siempre contendrá fracciones pesadas (Yen, 1984); por ejemplo los asfálticos, se componen de resinas, asfáltenos y preasfáltenos. Ningún crudo pesado conocido está libre de asfáltenos.

Las largas moléculas asfálticas definen el incremento o decremento en la densidad y viscosidad del aceite. La remoción o reducción de asfáltenos afecta de manera drástica las propiedades reológicas de un aceite dado, lo mismo ocurre con el contenido de aromáticos (Yen, 1984).

Los asfáltenos se definen formalmente como la fracción de aceite crudo que se precipita tras la adición de un n-alcano, por lo general n-pentano o n-heptano, pero sigue siendo soluble en tolueno o benceno. De acuerdo a la clasificación de crudos de Tissot y Welte (1978), los aromático-asfálticos y los aromático-naftenos conforman los depósitos de aceite pesado en Canadá y Venezuela. Dichos depósitos son los más importantes de aceite pesado debido a la gran cantidad de recursos que contienen.

Algunas de estas propiedades son importantes en los procesos de explotación y otras propiedades sirven como base para decidir las mejores tecnologías de refinación a emplearse. Partiendo del aceite ligero al bitumen, en la tabla podemos observar un

aumento en la densidad (se muestra como reducción en la densidad API), en la viscosidad dinámica y los metales como el cobre, hierro, níquel y vanadio; además de nitrógeno y azufre, en diferentes compuestos orgánicos e inorgánicos como el coque, asfalto, asfáltenos, asfáltenos+resinas. Los valores de estos compuestos o metales disminuyen con la profundidad del yacimiento, incrementándose los rendimientos de la gasolina y el gasóleo, así como los componentes orgánicos volátiles (Benceno, Tolueno, Etilbenzeno y Xilenos). La proporción de estos componentes se refleja en el capital y los gastos operativos requeridos para la recuperación, transporte, procesamiento y protección ambiental (Meyer *et al.*, 2007).

En la tabla 2.2 se muestran algunas propiedades químicas y físicas de aceites ligeros, medios, pesados y bitumen presentes en cuencas alrededor del mundo. Los datos presentados provienen de varias fuentes, algunos son antiguos y otros se apegan a los estándares empleados en diferentes países; las principales fuentes son el Environmental Technology Center, Hyden (1961), Oil & Gas Journal Guide to Export Crude, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory y varios análisis publicados en reportes técnicos.

Las resinas y asfáltenos juegan un rol importante en la acumulación, recuperación, procesamiento, y utilización del petróleo, ya que estos compuestos contienen moléculas nafteno-aromáticas (Meyer *et al.*, 2007).

Las cadenas de carbono en los aceites pesados comprenden de tres a cinco ramas de poliaromáticos, con algunos compuestos heterocíclicos (N-S-O). Estas moléculas se pueden combinar para formar agregados con un alto peso molecular, relacionando la alta viscosidad de los aceites pesados con el tamaño y abundancia de dichos agregados. La mayoría de los asfáltenos se generan a partir de la evolución del kerógeno en respuesta al aumento de presión y temperatura en las cuencas sedimentarias.

A partir de los diferentes tipos de kerógeno se derivan diferentes tipos de asfáltenos, los cuales no se movilizan fácilmente como ocurre con los hidrocarburos ligeros durante la migración de la roca generadora a la roca almacén y son menos abundantes si el aceite crudo no se ha degradado (Tissot y Welte, 1984). Como ya se dijo, la mayor parte de aceite pesado es el resultado de la degradación de aceite ligero con bacterias, bajo condiciones aeróbicas a profundidades de unos 1,500 metros y temperaturas por debajo de los 80 °C. La consecuencia de la biodegradación es la pérdida de la mayoría de las fracciones volátiles (parafinas y naftenos) de bajo peso molecular, resultado en un aceite muy denso, altamente viscoso, de color negro o café oscuro con alto contenido de asfáltenos.

Propiedad	Unidad	Aceite Ligero (131 cuencas, 8148 yacimientos)	Aceite Medio (74 cuencas, 774 yacimientos)	Aceite Pesado (127 cuencas, 1199 yacimientos)	Bitumen (50 cuencas, 305 yacimientos)
Densidad API	° API	38.1	22.4	16.3	5.4
Profundidad	Pies	5140	3280	3250	1224
Viscosidad (77 °F)	cP	13.7	34	100,947	1,290,254
Viscosidad (130 °F)	cP	15.7	34.8	278.3	2,371
Coque	% peso	2.9	8.2	13	23.7
Asfalto	% peso	8.9	25.1	38.8	67
Carbono	% peso	85.3	83.2	85.1	82.1
Hidrógeno	% peso	12.1	11.7	11.4	10.3
Nitrógeno	% peso	0.1	0.2	0.4	0.6
Oxígeno	% peso	1.2	-	1.6	2.5
Azufre	% peso	0.4	1.6	2.9	4.4
Presión Vapor Reid	psi	5.2	2.6	2.2	-
C1-C4	Vol %	2.8	0.8	0.6	-
Asfáltenos	% peso	2.5	6.5	12.7	26.1
Asfáltenos + Resinas	% peso	10.9	28.5	35.6	49.2
Aluminio	ppm	1.174	1.906	236.021	21,040
Cobre	ppm	0.439	0.569	3.965	44.884
Hierro	ppm	6.443	16.588	371.05	4,292.96
Mercurio	ppm	19.312	15	8.74	0.019
Níquel	ppm	8.023	32.912	59.106	89.137
Vanadio	ppm	16.214	98.433	177.365	334.428
BTEX volátiles totales	ppm	10,011.40	5,014.40	2,708.0	-
VOC volátiles totales	ppm	15,996.30	8,209.20	4,891.10	-

Tabla 2.2. Algunas propiedades de los crudos (promedio). VOC: Componentes orgánicos volátiles; BTEX: benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (modificada de Meyer et al., 2007).

Para que ocurra la degradación microbiana se requiere de un acuífero activo para que se puedan transportar los nutrientes inorgánicos a las bacterias, oxígeno al aceite del yacimiento y para eliminar subproductos tóxicos tales como el sulfuro de hidrógeno (Barker, 1979). Los componentes con bajo peso molecular pueden perderse a través del “lavado” del agua en el yacimiento, el fraccionamiento térmico y la evaporación cuando los hidrocarburos del yacimiento llegan a la superficie (Barker, 1979). La importancia de este proceso para la explotación de aceite pesado se relaciona con el aumento de

compuestos NAO (Nitrógeno-Azufre-Oxígeno) en el crudo alterado por bacterias y el aumento de asfaltenos (Kallio, 1984).

La biodegradación del crudo también puede llevarse a cabo bajo condiciones anaeróbicas, sin la necesidad de un suministro de agua fresca a poca profundidad (Head y Larter, 2003).

2.4 Aceite pesado en el mundo

La mayor producción de aceite pesado proviene de formaciones constituidas de areniscas con cuarzo, aunque el crudo pesado también existe en formaciones carbonatadas, las cuales son mucho más complejas que las primeras, y a menudo poseen fracturas extensas y vórgulos, además de porosidad intergranular. Irán, Omán y México (Clark, 2007), tienen grandes volúmenes en carbonatos (tabla 2.3), que como rocas almacenadoras contienen aceite pesado en yacimientos que están en desarrollo, sólo que no son tan exitoso como los yacimientos en areniscas, por lo que es necesario desarrollar tecnología adecuada para aumentar la recuperación de aceite pesado en estas formaciones.

El hemisferio Occidental (América) contiene más del 70 % de las reservas técnicamente recuperables de aceite pesado (Halliburton, 2013).

Región	Tipo de Roca	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
Alaska (Ugru)	Arenisca	27-36	500-10,000
Canadá (Alberta)	Areniscas sin consolidar	26-35	1,200-7,500
Estados Unidos de América (California)	Areniscas sin consolidar	32-40	600-7,000
México (Ku-Maloob-Zaap)	Carbonatos Fracturados	5-6	1,000-10,000
Venezuela (Orinoco)	Areniscas	30-35	1,200-10,000
Mar del Norte (Captains & Alba)	Areniscas sin consolidar	33-35	3,000-7,000
Indonesia (Duri)	Arena sin consolidar	27-34	1,000-4,000
China (Gaoshen & Huanxiling)	Areniscas y Dolomitas	23-32	500-2,200
Kuwait (Zona Neutral-SUG)	Dolomitas Fracturadas	15-24	10-200

Tabla 2.3. Variedad de los tipos de rocas almacenadoras de aceite pesado (Modificada de Oil and Gas Journal, 2005).

2.4.1 Distribución geográfica del aceite pesado

El aceite pesado se localiza en diversas regiones del mundo (figura 2.5), por lo que es producido en Indonesia, China, Brasil, Trinidad y Tobago, Argentina, Ecuador, Colombia,

Kuwait, Egipto, Arabia Saudita, Turquía, Australia, India, Nigeria, Angola, Europa del Este, el Mar del Norte, Rumania, Italia, Estados Unidos de Norteamérica, México, destacando las grandes acumulaciones de Venezuela y Canadá (Clark, 2007).

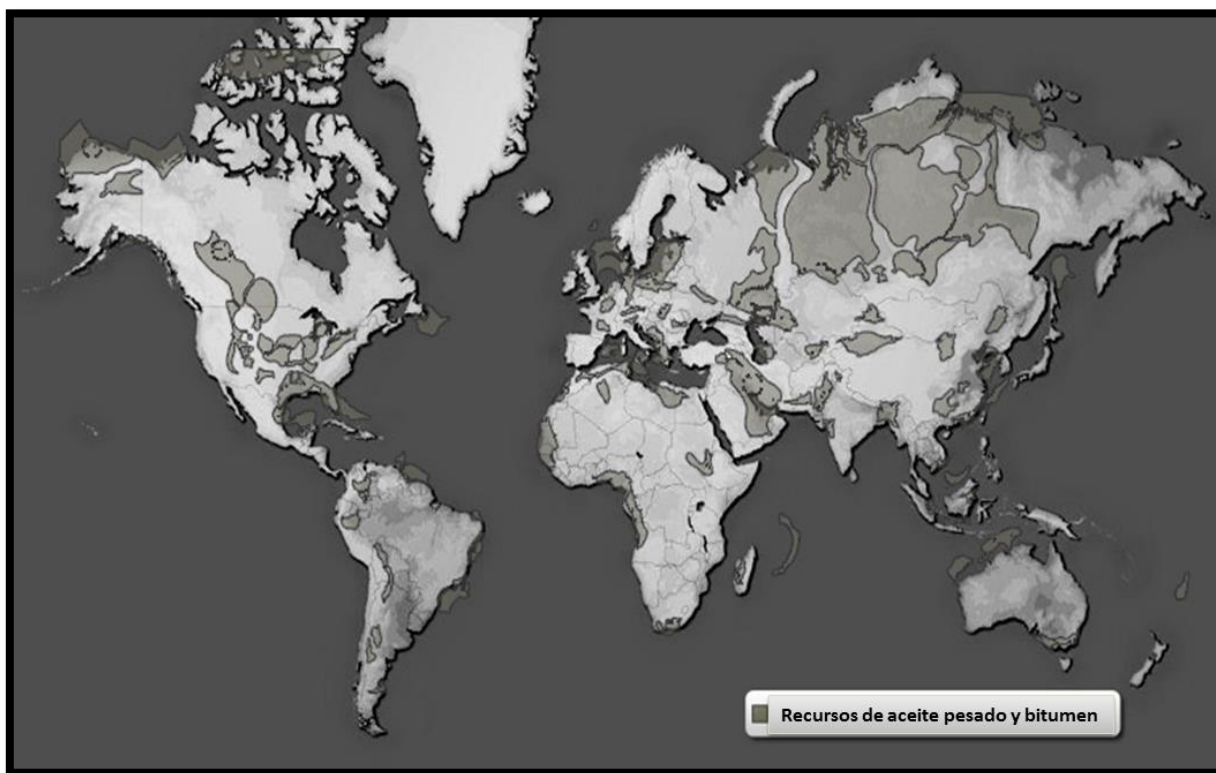


Figura 2.5. Recursos Globales de Aceite Pesado (Tomado de Halliburton, 2013).

En la actualidad, la producción de aceite pesado se enfoca en yacimientos que presentan buena calidad, refiriéndose en términos de la composición química del aceite y su densidad. Alrededor del 66 % del aceite pesado que se produce anualmente tiene densidades menores a 15 °API, del cual, el 50 % del aceite se estima que puede ser técnicamente recuperado, aunque es muy denso (Meyer y Attanasi, 2003).

Con la creciente dificultad para el acceso a las reservas de petróleo ligero (30-39 °API), países como Venezuela, Canadá, EE.UU. y recientemente Brasil, se encuentran a la cabeza en la investigación y desarrollo de tecnologías que permitan la explotación del petróleo pesado. En México, poco más del 50% de sus reservas son de petróleo pesado (SENER, 2011).

Mientras más pesado es el petróleo, su valor económico disminuye. Sin embargo, debido a la creciente demanda de energía, la declinación de las reservas de petróleo convencional

y la escasa localización de nuevas reservas de este tipo, han provocado que la industria petrolera haya comenzado hace varios años a invertir en la explotación del petróleo pesado y actualmente muchos yacimientos con este tipo de petróleo se están explotando de forma rentable.

En valores aproximados, el total de reservas de petróleo en el mundo es de 9 a 13×10^{12} (billones) de barriles, donde el petróleo convencional representa un 30%, el petróleo pesado un 15%, extra pesado 25% y bitumen 30% (SENER ,2011). En la figura 2.6 se muestran los países y las reservas de aceite pesado en el mundo.

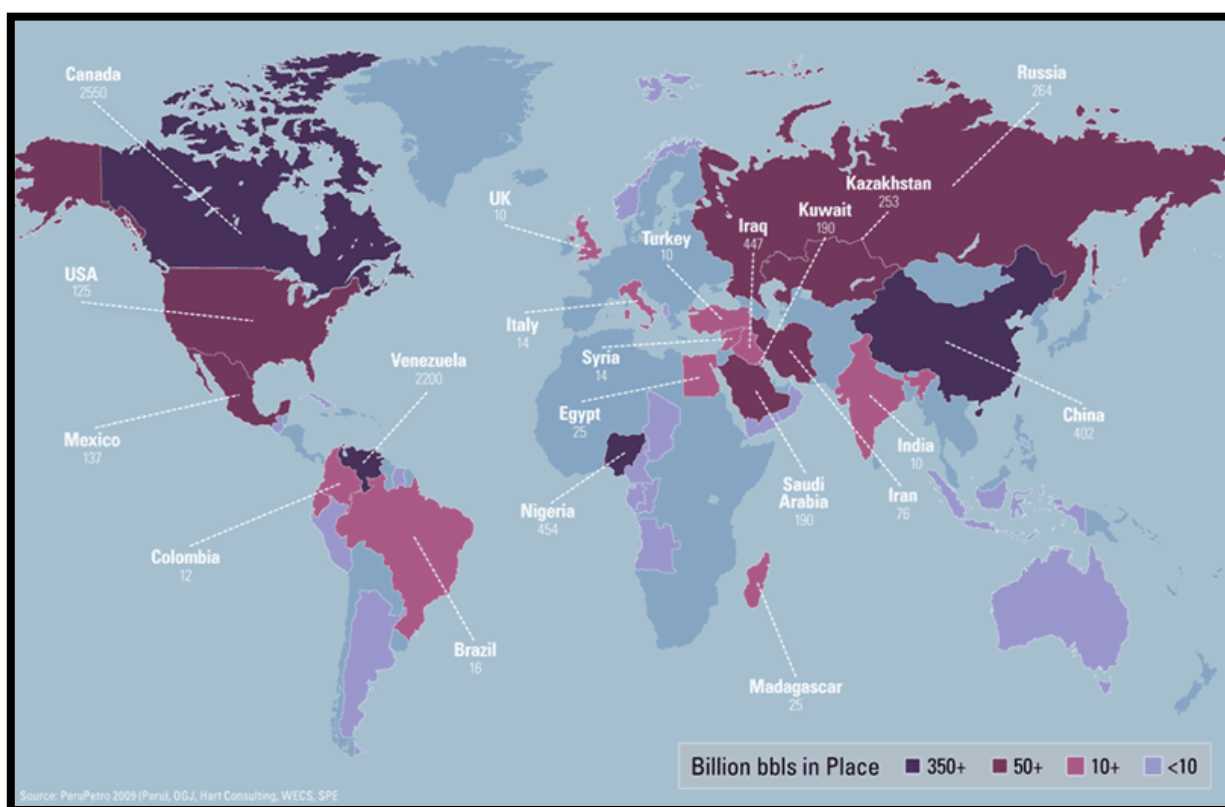


Figura 2.6. Reservas de aceite pesado en el mundo (Tomado de World Heavy Oil Congress, 2012).

2.4.2 Cuencas de aceite pesado

La distribución geográfica de las cuencas que reportan aceite pesado se basa en la clasificación de cuencas de Klemme. El diagrama de clasificación Klemme describe la forma y la estructura geológica de cada tipo de cuenca.

2.4.2.1 Clasificación de Klemme para cuencas

Klemme (1980) considera una breve descripción de las cuencas petroleras junto con su clasificación, basándose en el origen de la cuenca y sus características geológicas inherentes. La clasificación es simple y puede aplicarse a los depósitos de aceite pesado.

De manera general, las cuencas pueden describirse como grandes o pequeñas y de forma lineal o circular. También pueden describirse por la siguiente relación: área superficial/volumen sedimentario. El perfil del basamento o la sección transversal de la cuenca, junto con la descripción física, permite interpretar la arquitectura básica de la cuenca; por lo que la cuenca puede ubicarse en el marco tectónico.

Los tipos de cuencas involucrados son arquitecturalmente distintas, sin embargo, se caracterizan generalmente por tener un truncamiento en las masas cratónicas. Esta condición permite una inmensa acumulación de aceite convencional a profundidades someras, con condiciones prácticamente ideales para el entrapamiento y su biodegradación, dando como resultado la formación de acumulaciones de aceite pesado. Los recursos prospectivos de estas cuencas son más grandes que los recursos descubiertos en la mayoría de las otras cuencas.

El patrón observado de la ocurrencia de aceite pesado en los diferentes tipos de cuencas es consistente con la formación de crudo pesado a través de procesos de biodegradación de aceite convencional (Meyer *et al.*, 2007).

Algunas cuencas como la Arábica, la del Este de Venezuela y la de Zagros, poseen las concentraciones más grandes de aceite pesado y de igual manera contienen las mayores cantidades de aceite convencional. Grandes volúmenes de aceite pesado también se encuentran en la Sonda de Campeche y en la Cuenca de Tampico (Meyer *et al.*, 2007). Algunos patrones de desarrollo de las cuencas son los adecuados para la generación de grandes volúmenes de aceite pesado. El aceite convencional puede migrar fácilmente por las discontinuidades como fallas y/o fracturas hasta que éstas son pasadas a una profundidad cercana a la superficie permitiendo el desarrollo de sellos asfálticos.

En las tablas 2.4 y 2.5 se describen los tipos de cuenca más relevantes para el aceite pesado, así como una lista de las diez principales cuencas productoras de crudo pesado a nivel mundial.

Tipo de cuenca	Aceite total original in situ (mmbbl)	°API	Viscosidad (Cp @ 100°F)	Profundidad (pies)	Espesor (pies)	Porosidad (%)
Interior cratónica	3	15.9	724	1,455	11	15.3
Continental con margen cratónico	158	16.3	321	4,696	36	22.8
Continental con margen acretado	181	17.7	303	3,335	96	27.2
Zona de colisión en la corteza cerrada	1,610	15.5	344	3,286	150	24
Zona de colisión en la corteza atravesada	32	15.4	318	3,976	161	16.9
Zona de colisión en la corteza abierta	460	17.8	455	6,472	379	19.6
Continental Rift	222	16.3	694	4,967	279	24.9
Back-arc	49	19.2	137	558	838	24.9
Convergente	134	15.8	513	2,855	390	31.9
Convergente media	351	13.5	2,318	4,852	142	20.1
Margen pasivo	158	17.2	962	7,227	273	25.1
Delta	37	17.9	-	7,263	1,195	27.9
Fore-arc	<1	18	-	1,843	135	30
Total	3,396	16	641	4,213	205	23.7

Tabla 2.4. Recursos existentes de aceite pesado de acuerdo al tipo de cuenca al que pertenecen. Los datos de los °API, viscosidad, profundidad, espesor y la porosidad son valores promedio de los depósitos de aceite pesado alrededor del mundo (modificada de Meyer et al., 2007).

Ranking	País	Provincia Geológica	Tipo de Cuenca	Aceite total original in situ (mmbbl)
1	Bahrén, Irán, Iraq, Jordania, Kuwait, Omán, Qatar, Arabia Saudita	Arábica	Zona de colisión cerrada	842
2	Venezuela, Trinidad y Tobago	Este de Venezuela	Zona de colisión cerrada	593
3	Venezuela, Colombia	Maracaibo	Convergente media	322
4	México	Campeche	Zona de colisión abierta	293
5	China	Golfo de Bohai	Rift	141
6	Irán, Iraq	Zagros	Zona de colisión cerrada	115
7	Brasil	Campos	Margen pasivo	105
8	Rusia	Siberia Oeste	Cratónica	88.4
9	México	Tampico	Zona de colisión abierta	65.3
10	Canadá, EE.UU.	Canadá Oeste	Continental multicíclica	54.9

Tabla 2.5. Información relevante de las diez principales cuencas productoras de aceite pesado en el mundo con sus respectivos volúmenes (modificada de Meyer et al., 2007).

2.5 Aceite pesado en México

2.5.1 Origen de los aceites pesados en México

Los principales factores que han controlado la composición y características químicas y físicas de los aceites pesados en los yacimientos petroleros de México, son la biodegradación y el estado de la madurez de la roca generadora al momento de la expulsión del aceite.

Los yacimientos de aceite pesado producidos por fenómenos de biodegradación se encuentran en las Regiones Norte, Sur y Marina. Las características cromatográficas típicas observadas en los aceites biodegradados de México son una desaparición de n-alcenos y aromáticos y un incremento de compuestos más pesados. Es común encontrar aceites biodegradados de cada una de las tres familias de aceites (Figura 2.7) reconocidas en la Planicie Costera del Golfo de México y en áreas costa afuera del Golfo de México, donde se tienen aceites pesados provenientes de rocas generadoras del Tithoniano, Cretácico y del Cenozoico. Siendo la del Tithoniano la más ampliamente distribuida en yacimientos someros en las tres regiones productoras del país.

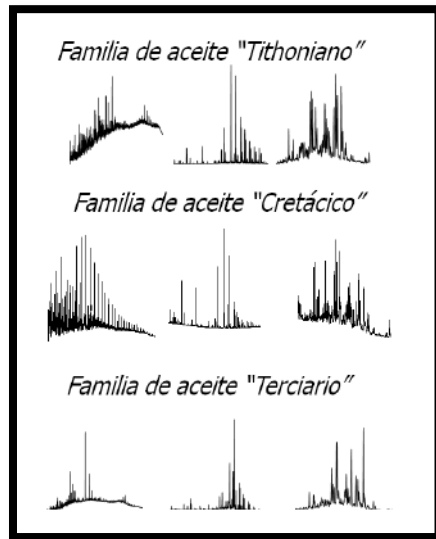


Figura 2.7. Aceites biodegradados de las familias de aceite Tithoniana, Cretácica y Cenozoica (tomada de Romero et al., 2001).

Los aceites biodegradados del Tithoniano que se encuentran en la Región Marina, se encuentran en profundidades menores a 3 km, con temperaturas alrededor de los 50°C. Por debajo de los 80°C no hay aceites biodegradados (Figura 2.8), (Romero *et al.*, 2001).

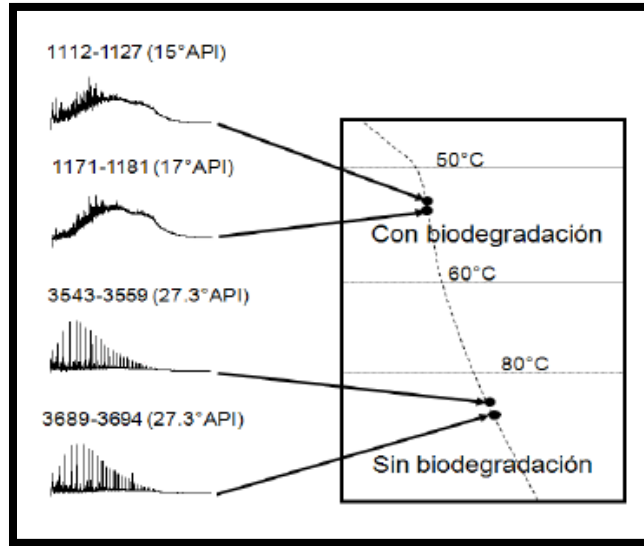


Figura 2.8. Límite de Biodegradación en la Región Marina. Obsérvese que por arriba de 80 °C no hay evidencia de biodegradación en dichos aceites (tomada de Romero et al., 2001).

En algunos aceites biodegradados existen evidencias de una compleja historia geológica en la cuenca. Esto es particularmente evidente en algunos aceites biodegradados de la familia Cretácica en la Cuenca de Veracruz, en donde los datos cromatográficos muestran evidencia de al menos dos episodios de migración-relleno por hidrocarburos en el yacimiento, lo que se refleja en un perfil cromatográfico con presencia de n-parafinas y una bien desarrollada zona de hidrocarburos pesados (Guzmán, 2010).

Aceites pesados relacionados con una generación/expulsión temprana están presentes también en las tres cuencas productoras de PEMEX. Los yacimientos con este tipo de aceite pesado han sido cargados principalmente por aceites relacionados con rocas generadoras del Tithoniano y tienen su mayor presencia en los yacimientos ubicados en la Región Marina, en donde el yacimiento Cantarell es el más importante (Guzmán, 2010).

Las rocas generadoras del Tithoniano contienen grandes cantidades de compuestos orgánicos sulfurados y son la principal razón para la generación temprana de hidrocarburos. Una comparación de los principales índices de madurez en series naturales de kerógenos tithonianos y de aceites relacionados sugieren que la generación de hidrocarburos en rocas generadoras del Tithoniano comienza y termina con valores de R_o entre 0.5% y 0.9%, con el pico de generación alrededor de 0.8% de R_o (Romero *et al.*, 2001).

Un parámetro molecular que se emplea para la valoración de madurez en aceites y rocas generadoras, es el que emplea la relación $Ts/Ts+Tm$ en biomarcadores de la familia de los

terpanos (Guzmán, 2010). Este índice se ha encontrado particularmente útil para definir la madurez de rocas y aceites del Tithoniano en México. Integrando la información de aceites relacionados con el Tithoniano de diferentes regiones productoras de PEMEX, puede observarse que los aceites presentan una gran variación de madurez debida a estados sucesivos de generación/expulsión de hidrocarburos inducidos por el sepultamiento gradual de las rocas generadoras del Tithoniano. Existe una buena relación entre la madurez de los aceites y la densidad API, lo que sugiere que ésta se relaciona con el momento de la expulsión del aceite de roca generadora (Figura 2.9).

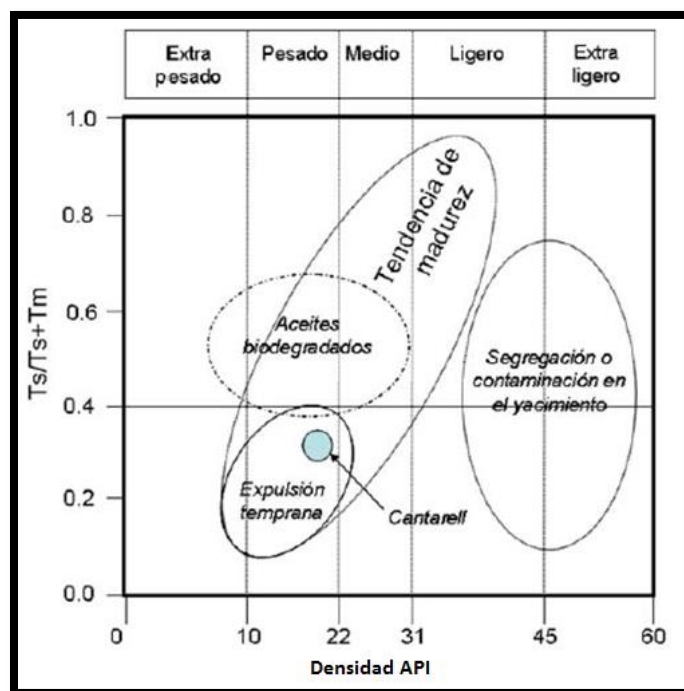


Figura 2.9. Relación generalizada entre la Densidad API y la madurez de los aceites en México, utilizando el parámetro T_s/T_s+T_m . (tomado de Romero et al., 2001).

En los aceites del campo Cantarell se puede observar una baja madurez, sugiriendo una expulsión temprana.

De esta manera, una importante cantidad de aceite pesado en México ha sido generado en una etapa relativamente temprana. Sin embargo, puede observarse que la biodegradación ha afectado también algunos aceites pesados de la Región Norte y Sur expulsados en fases tempranas.

2.5.2 Distribución de los aceites pesados en México

Los yacimientos de aceite pesado en México, se encuentran en las tres regiones productoras de PEMEX: Norte, Sur y Marina (figura 2.10 y tabla 2.6), siendo esta última la que concentra más del 90 por ciento de las reservas de aceite pesado en el país (PEMEX, 2006). Estos yacimientos están racionados con las tres familias de aceites descritas anteriormente.



Figura 2.10. Ubicación de los Yacimientos de Aceite Pesado en México del Cenozoico y del Mesozoico (modificado de Ulloa, 2011).

	Campo	Calidad	°API
Activo Integral Cantarell	Akal	Pesado	22.0
	Takin	Pesado	16.0
	Bacab	Pesado	16.0
Activo Integral Ku-Maloob-Zaap	Ku	Pesado	20.8
	Maloob	Pesado	12.1
	Zaap	Pesado	12.8
Crudo Pesado, Región Sur	Carrizo	Ligero	21.0
	Samaria Terciario	Pesado	16.0
	Cacalilao	Pesado	12.5
	Altamira	Pesado	12.0
Crudo Pesado, Región Norte	Ébano Chapacao	Pesado	17.5
	Tamaulipas Constituciones	Pesado	17.5
	Barcodón	Pesado	18.0
	Panuco	Pesado	12.0

Tabla 2.6. Tabla de Crudos Base de México (tomada de PEMEX, 2011).

2.5.3 Los crudos mexicanos

México produce tres tipos de crudo (IMP, 2011) (tabla 2.7):

- **Itsmo:** Ligero con densidad de 33.6 ° API y 1.3% de azufre en peso. Representa casi un tercio del total de la producción
- **Maya:** Pesado con densidad de 22 ° API y 3.3% de azufre en peso. Constituye casi la mitad del total de la producción
- **Olmecca:** Superligero con densidad de 39.3 ° API y 0.8% de azufre en peso. Representa aproximadamente la quinta parte del total de la producción.

Propiedades	Olmecca	Istmo	Maya
Peso específico	0.8261	0.8535	0.9199
Densidad API	39.16	33.74	21.85
Viscosidad SSU			
15.6 °C	43.3	65.6	2156.0
21.1 °C	40.3	57.8	1054.0
Azufre total, % peso	0.81	1.45	3.70
Carbón, % peso	1.62	3.92	10.57
Cenizas, % peso	0.006	0.007	0.074
Insolubles en nC5, % peso	/1.0	3.0	15.3
Insolubles en nC7, % peso	/1.0	2.09	11.2
Aceites, % peso	89.2	89.2	72.0
Parafinas, % peso	13.4	8.1	3.6
Aceite desparafinado, % peso	75.8	81.1	68.4
Resinas, % peso	10.8	7.8	12.7

Tabla 2.7. Comparación de propiedades entre petróleos mexicanos (tomada de IEE, 1998).

Básicamente la industria petrolera en México se inició con la explotación de aceite pesado, al descubrirse los campos que constituyen la llamada Faja de Oro.

Entre los principales campos, se encuentran Cerro Azul, Santa Águeda, Ezequiel Ordoñez, Acuatempa y Naranjos, caracterizados por un eficiente empuje hidráulico proveniente de un acuífero común (Santiago *et al.*, 1984).

Las rocas de los yacimientos son calizas arrecifales de edad Cretácica, de muy alta porosidad y permeabilidad dado en gran desarrollo de cavernas y vórgulos de disolución.

El desarrollo de los campos de la Faja de Oro se inició en 1910, alcanzándose la máxima producción en el año de 1921 con un gasto de 530,000 bpd.

El área más importante en la producción de aceite pesado, se encuentra localizada en la Sonda de Campeche en la que se tienen en explotación dos campos, el Complejo Cantarell y el campo Ku-Maloob-Zaap, que producen en rocas carbonatadas de los períodos Paleoceno y Cretácico (Santiago *et al.*, 1984).

Al igual que los campos de aceite ligero de esta área, dichos yacimientos se caracterizan por su muy alta permeabilidad manifestada por los elevados gastos obtenidos en todos los pozos que se han perforado en ellos, que en algunos casos fueron superiores a los 50,000 bpd. Otros centros de explotación se encuentran en Chiapas, Tabasco y Veracruz.

El petróleo que se tiene en México es, en un 60 % crudo pesado, que da por resultado una alta producción de residuos que empobrecen la calidad y cantidad de los productos petroquímicos (tabla 2.8). Por ejemplo, debido a las altas concentraciones de asfáltenos que contiene el crudo Maya (14.5 % del total del residuo), además de cenizas y residuos de carbón (17.2 %), aproximadamente el 32 % de sus residuos extraídos no son útiles para los fines de refinación (IEE, 1998).

Propiedades	Maya pesado	Petróleo pesado estándar
<i>Análisis elemental (Peso %)</i>		
Carbón	84.7	86.68
Hidrógeno	10.4	11.3
Nitrógeno	0.4	0.35
Sulfuros	3.8	1.0
Contenido de cenizas	0.05	0.043
Contenido de asfáltenos	15	4.69
Viscosidad (SSF 50 °C)	376	112
Grado API	11.5	14.7

Tabla 2.8. Propiedades del petróleo mexicano Maya pesado en comparación con otro petróleo pesado estándar (tomada de IEE, 1998).

2.5.4 Reservas de aceites pesados

En México la producción nacional de crudos pesados y altamente viscosos se incrementará en forma muy importante y se estima que podría llegar a representar más del 50% de la producción petrolera para el año 2020. La producción actual más importante de este tipo de crudo ha sido, y continuará siendo la proveniente de la regiones Marinas (SENER, 2011).

2.5.4.1 Producción Regional

La producción de los diversos tipos de crudo en el país (figura 2.11) tiene su origen en diferentes regiones administrativas de PEMEX. El origen de los crudos pesados se sitúa principalmente en la Región Marina Noroeste, mientras que el crudo ligero se produce mayoritariamente en la Región Marina Suroeste (figura 2.12), (SENER, 2011). En la tabla 2.9 se presenta la producción de petróleo por región y tipo. En la tabla 2.10 se presenta la producción nacional de crudo por región administrativa desde el año 2000 hasta el 2011.

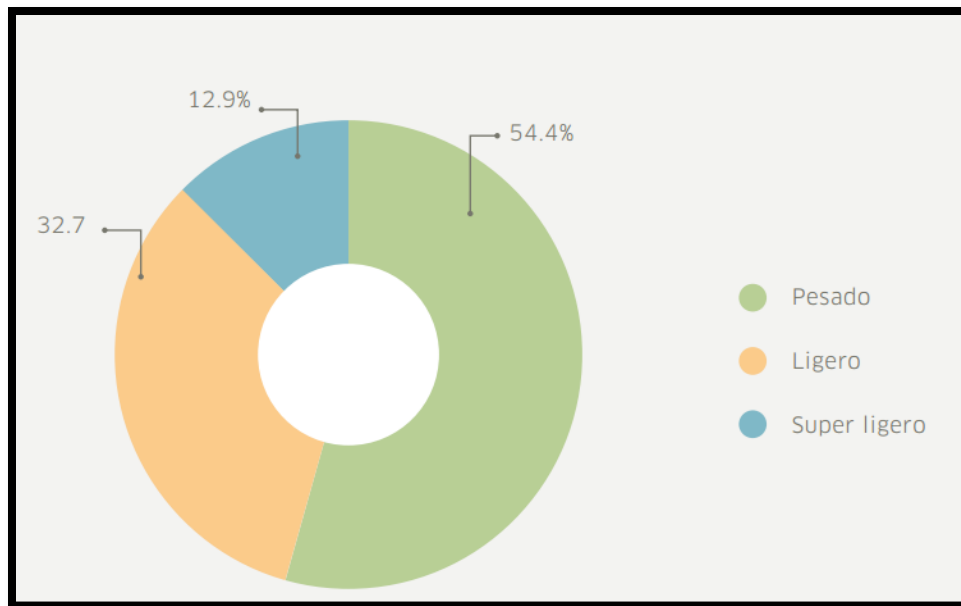


Figura 2.11. Producción de Petróleo por tipo en México (Tomado de PEMEX, 2013).

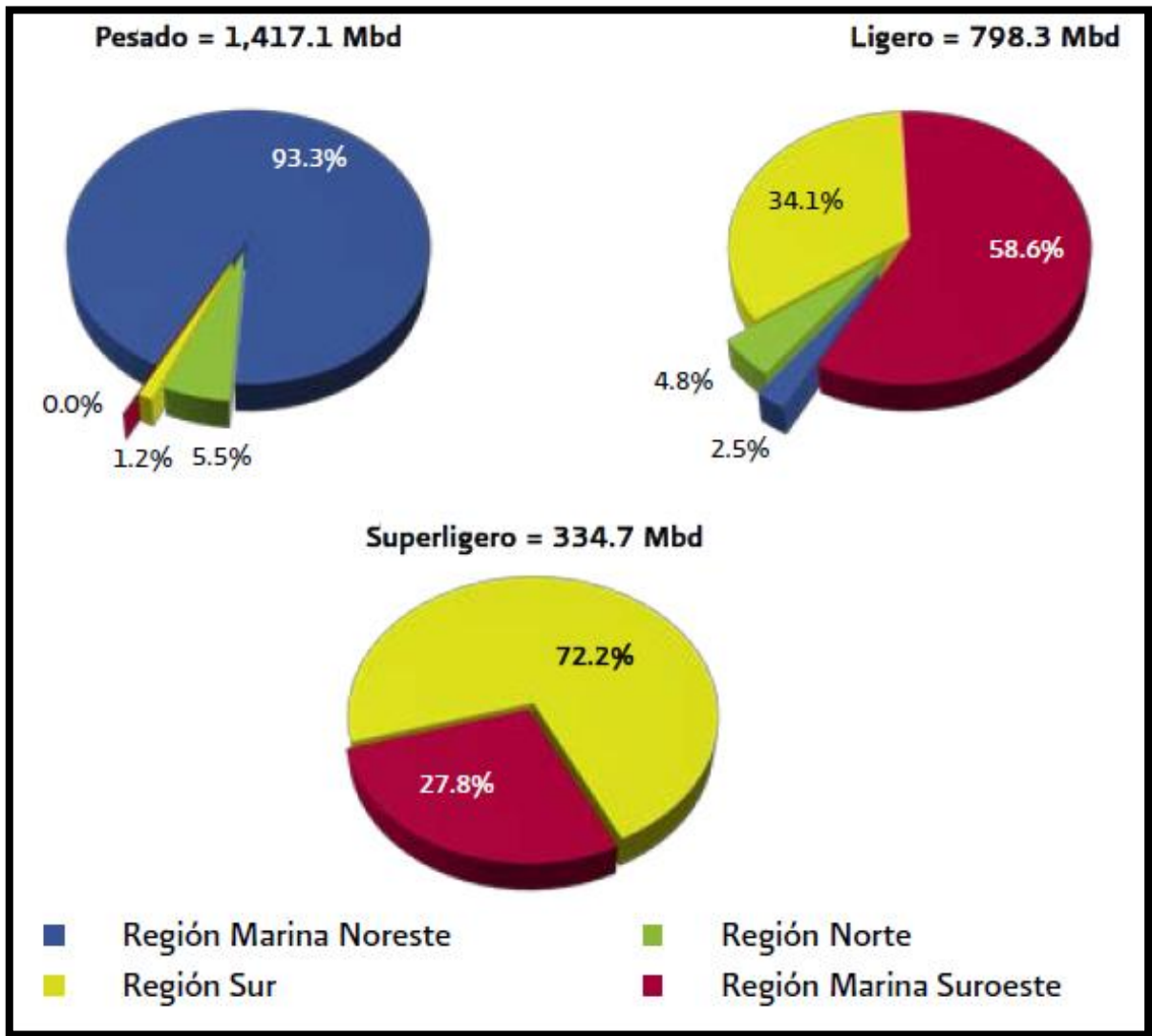


Figura 2.12. Participación de la producción por tipo de crudo (Distribución porcentual), (tomado de SENER, 2011).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación 2012/2011 %
Total	3,177.1	3,370.9	3,382.9	3,333.3	3,255.6	3,075.7 ^b	2,791.6	2,601.5	2,577.0	2,552.6	2,547.9	- 0.2
Crudo pesado	2,173.7	2,425.4	2,458.0	2,387.0	2,243.8	2,039.4	1,765.6	1,520.0	1,464.0	1,417.1	1,385.0	- 2.3
Crudo ligero	846.6	810.7	789.6	802.3	831.5	837.7	815.5	811.8	792.3	798.3	834.0	4.5
Crudo superligero	156.9	134.8	135.3	144.1	180.4	198.6	210.4	269.7	320.7	337.2	328.9	- 2.5
Región Marina Noreste	2,151.6	2,416.3	2,440.8	2,357.0	2,204.7	2,017.7	1,745.6	1,492.8	1,397.2	1,342.7	1,309.2	- 2.5
Crudo pesado	2,127.1	2,380.9	2,412.0	2,330.6	2,173.5	1,975.5	1,701.7	1,445.9	1,380.3	1,322.7	1,279.2	- 3.3
Crudo ligero	24.4	35.4	28.8	26.4	31.2	42.2	43.9	46.9	16.9	20.1	30.0	49.4
Región Marina Suroeste	452.2	397.6	388.2	396.3	475.1	505.9	500.3	517.6	544.4	560.6	585.5	4.4
Crudo pesado	-	-	0.3	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	1.0	613.3
Crudo ligero	452.2	397.2	364.2	343.9	392.4	409.7	416.5	418.7	445.8	467.4	490.5	4.9
Crudo superligero	-	0.4	23.8	52.2	82.5	96.0	83.6	98.7	98.4	93.0	94.0	1.1
Región Sur	498.4	483.3	472.7	496.6	491.3	465.2	458.7	497.7	531.9	530.6	508.2	- 4.2
Crudo pesado	6.2	6.4	7.1	20.8	14.2	10.7	11.1	13.3	16.8	16.7	18.5	11.0
Crudo ligero	335.3	342.4	354.1	383.8	379.3	351.9	320.8	313.5	293.9	272.2	259.6	- 4.6
Crudo superligero	156.9	134.5	111.5	92.0	97.9	102.6	126.8	171.0	221.1	241.7	230.1	- 4.8
Región Norte	74.9	73.6	81.2	83.5	84.5	86.9	87.1	93.3	103.6	118.8	145.1	22.2
Crudo pesado	40.3	38.0	38.6	35.4	55.9	53.0	52.8	60.7	66.7	77.6	86.3	11.2
Crudo ligero	34.6	35.6	42.6	48.1	28.6	33.9	34.3	32.7	35.7	38.7	54.0	39.8
Crudo superligero	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2	2.5	4.8	88.2

Tabla 2.9. Producción de petróleo por región y tipo (tomada de PEMEX, 2013).

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total crudo	3,012.0	3,127.0	3,177.1	3,370.9	3,382.9	3,333.3	3,255.6	3,075.7	2,791.6	2,601.5	2,575.9	2,550.1
Región Marina Noreste	1,763.2	1,985.8	2,151.6	2,416.3	2,440.8	2,357.0	2,204.7	2,017.7	1,745.6	1,492.8	1,397.2	1,342.7
Región Marina Suroeste	621.7	554.0	452.2	397.6	388.2	396.3	475.1	505.9	500.3	517.6	544.4	560.6
Región Sur	549.6	508.7	498.4	483.3	472.7	496.6	491.3	465.2	458.7	497.7	531.9	530.6
Región Norte	77.5	78.5	74.9	73.6	81.2	83.5	84.5	86.9	87.1	93.3	102.4	116.2

Tabla 2.10 Producción nacional de crudo por región administrativa (tomado de SENER, 2011).

3. Sistema petrolero

De acuerdo a Magoon y Dow (1994), un sistema petrolero abarca a la roca generadora de hidrocarburos (gas y aceite), la roca almacén, la roca sello y la trampa; relacionados todos los elementos y procesos geológicos (la migración y entrapamiento), que son esenciales para la existencia de una acumulación convencional de hidrocarburos en la corteza terrestre.

El sistema estudia y evalúa los elementos interdependientes y los procesos que constituyen la unidad funcional que crea las acumulaciones de hidrocarburos. El sistema petrolero incluye la zona de maduración de la roca madre, la red de distribución natural y las acumulaciones de petróleo que están genéticamente relacionados; la presencia de petróleo en uno o más yacimientos es la prueba de que un sistema petrolero existe. La zona de maduración de la roca madre es parte del sistema petrolero porque explica la procedencia del petróleo. La distribución de los yacimientos se asocia con la trayectoria de migración que permite la existencia de acumulaciones de hidrocarburos que pueden ser desarrollados.

3.1 Geología regional

La Sonda de Campeche se encuentra en la plataforma continental en aguas territoriales del Golfo de México, en el sureste de la República Mexicana y queda comprendida entre las coordenadas geográficas $91^{\circ}40'$ – $90^{\circ}00'$ de longitud oeste y $18^{\circ}30'$ – $20^{\circ}00'$ de latitud norte (Hernández, 2008).

La Sonda de Campeche es una de las más importantes provincias petrolíferas marinas del mundo, ya que cerca del 70-80 % de la producción petrolera de México proviene de esta zona; es una de las cinco provincias geológico-petroleras del Sureste mexicano, junto con las de Chiapas-Tabasco, Salina del Istmo, Macuspana y Comalcalco (figura 3.1).



Figura 3.1. Cuencas petroleras del Sureste y ubicación de la Sonda de Campeche (tomada de García, 2010).

La Sonda de Campeche, tiene una extensión aproximada de 15,500 km² y es por mucho la más prolífica de México. El complejo Cantarell forma parte de esta provincia, así como el complejo Ku-Maloob-Zaap, ambos productores de aceite pesado. La mayor parte de los yacimientos de la Sonda de Campeche están emplazados en brechas de edad Cretácico Superior a Paleoceno Inferior y en calizas oolíticas del Jurásico Superior (PEMEX, 2008).

3.1.1 Modelo tectónico

3.1.1.1 Origen del Golfo de México

El Golfo de México ha sido uno de los más estudiados y altamente explorados de todas las cuencas del mundo para la búsqueda de hidrocarburos, sobre todo en aguas someras. Cabe señalar que los procesos distensivos y evolutivos identificados comienzan a partir del Triásico tardío y Jurásico temprano, asociándolos con el rompimiento del megacontinente Pangea, el cual al separarse ocasionó la apertura de un sector del Océano Atlántico y del Golfo de México; la etapa inicial de apertura fue entre 230 Ma en el Triásico medio y 120 Ma en el Cretácico Inferior-Superior, estableciéndose las características estructurales y

estratigráficas del Golfo de México (García, 2010), cuyos eventos tectónicos se resumen en la tabla 3.1.

Hablando específicamente de la apertura del Golfo de México, ésta ocurrió hace más de 150 millones de años; las investigaciones recientes han permitido conocer los movimientos geodinámicos del bloque de Yucatán ocurridos con relación en el cratón de Norteamérica durante el Jurásico tardío.

A todo esto, Winker y Buffler (1988) sugieren que el modelo del movimiento siniextrógiro del bloque de Yucatán es el que más se asemeja con la geometría del borde norte del cratón de América del Sur, durante el rompimiento cortical y antes del desplazamiento de los bloques tectónicos continentales.

Millones de años	Evento
230	Comienza la separación de la Pangea
230 - 164	Subducción del complejo de la mesa central, se empieza a formar la placa Mezcalera que es consumida por la placa del Farallón. Los bloques corticales al sur de la falla transformante de Coahuila son desplazados al Este y empieza la extensión del bloque de Yucatán.
200	Erupción de la pluma de la Provincia Central Magmática
180	Comienza a expandirse la corteza oceánica en el Atlántico Central
170	En el sector Este empieza a separarse África por la apertura del piso oceánico en el Atlántico Central
160	En el sector Oeste empieza a separarse Norteamérica por la apertura del piso oceánico en el Atlántico Central
~160	El bloque de Yucatán empieza a rotar fuera de Norteamérica 24°, produciendo un movimiento siniextrógiro de extensión continental
~150	Comienza a expandirse la corteza oceánica en el Golfo de México produciendo un movimiento siniextrógiro del bloque de Yucatán
~140	Queda completada la formación del Golfo de México
~126	Sudamérica comienza a separarse de África

Tabla 3.1. Cronología de la apertura del Golfo de México (modificada de Bird, 2006).

3.1.1.2 Origen de las cuencas del sureste

Le evolución tectónica y sedimentaria del Golfo de México se caracteriza por una subsidencia lenta que comenzó desde el Jurásico medio y continua hasta la fecha (Padilla, 2007). Durante el Jurásico y el Cretácico se depositaron más de dos mil metros de sedimentos carbonatados en las extensas plataformas que bordeaban la cuenca. A inicios del Paleógeno, un proceso orogénico deformó las rocas de la parte occidental del Golfo,

formando pliegues y fallas contemporáneas a las de la Sierras Madre Oriental; mientras que en el sureste mexicano continuaba la sedimentación de carbonatos sobre la parte del Macizo de Chiapas y sobre el Bloque Yucatán. En el Mioceno medio, el Evento Chiapaneco formó la cadena plegada y cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal.

Asociado al nivel de despegue, un volumen importante de sal se movilizó hacia el norte-noroeste, causando a su vez que las estructuras de la cadena deformada Chiapas-Reforma-Akal se bascularan en la misma dirección y crearan así nuevos depocentros, desde entonces y hasta fines del Neógeno, se depositaron más de 5 mil metros de sedimentos clásticos, que comenzaron a deslizarse por efecto de la gravedad (García, 2010).

El peso de los sedimentos propició que la secuencia discordante del Mioceno tardío comenzara un deslizamiento gravitacional hacia el N-NW, iniciando así grandes fallas normales lítricas, orientadas NE-SW, es decir, casi perpendiculares a la orientación de los pliegues de la cadena Chiapas-Reforma-Akal; estas fallas normales regionales, sintéticas y antitéticas, constituyeron los límites de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y de Macuspana. Posteriormente, durante el Pleistoceno, las cuencas recién formadas bajo un régimen tectónico extensional sufrieron una compresión, desarrollándose en ellas pliegues propios de inversión tectónica.

Con lo que corresponde a la Sonda de Campeche, en el Pilar de Akal existen pliegues y fallas laterales asociadas a deformación con contracción, y en las zonas de transferencia con extensión por lo que se originaron fallas normales e inversas así como plegamientos pronunciados con tendencia general NW-SE, como producto de la evolución tectónica del Golfo de México y del evento Chiapaneco. Las estructuras resultantes son en algunos casos de gran extensión como la de Akal-Nohoch que tiene 30 km de largo por 12 km de ancho.

La sedimentación y deformación en el Cenozoico del área marina de Campeche, están influenciadas por las unidades tectónicas: Plataforma de Yucatán, Cuenca de Macuspana, Subcuenca de Comalcalco y el “Pilar Tectónico” Reforma-Akal, ubicado entre las dos cuencas citadas (figura 3.2).

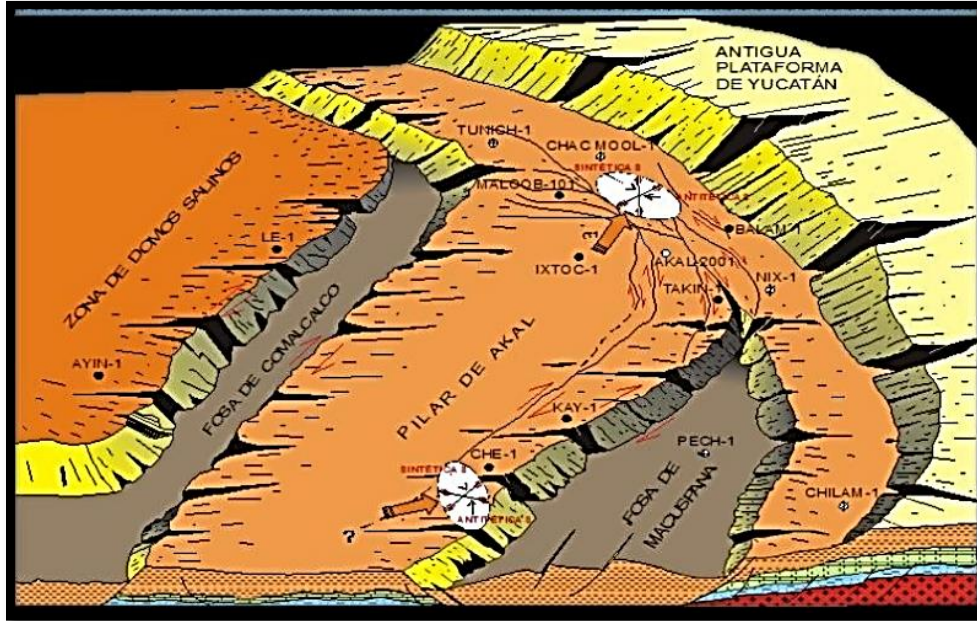


Figura 3.2. Unidades tectónicas presentes en la Sonda de Campeche (tomado de Ángeles, 1996).

La Plataforma de Yucatán contiene rocas calcáreas mesozoicas y cenozoicas, con poca deformación, por constituir un elemento estable. Su actual relieve es de lomeríos y exhibe fenómeno de erosión cárstica.

La Cuenca de Macuspana es considerada como una fosa tectónica (Graben), la que tuvo una activa subsidencia en el Mioceno, seguida de movimientos de deformación. La cuenca Cenozoica de Comalcalco también es un graben y presenta una columna estratigráfica deformada.

3.1.2 Estratigrafía

Las características geológicas de esta provincia fueron cambiando a través del tiempo geológico, lo que dio lugar al depósito de diferentes tipos de rocas. Estructuralmente se caracteriza por la presencia de plegamientos, fallamiento inverso, fallamiento normal y fallamiento lateral.

Los ambientes de depósito de acuerdo a la evolución geológica varían de plataforma a cuenca. En la secuencia, se presentan varias discordancias mayores, destacan las del Cretácico-Cenozoico, Oligoceno-Mioceno y la que debe existir entre el Triásico-Jurásico tardío.

De acuerdo a Ángeles (2006), la columna estratigráfica de la Sonda de Campeche (figura 3.3), está compuesta principalmente de carbonatos (Mesozoico) y terrígenos (Cenozoico), siendo los depósitos más antiguos las secuencias evaporíticas del Jurásico Medio-Superior que están cubiertas por rocas calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior.

		Edad		Piso	Formación	Litología		
	Cuaternario	Pleistoceno			Reciente Cedral			
Terciario		Plioceno			Agueguexquite Paraje Solo Filisola Concepción Superior Concepción Inferior			
		Mioceno	Superior		Encanto			
			Medio					
			Inferior		Deposito			
				Oligoceno				S / N
				Eoceno				S / N
		Paleoceno			S / N			
Cretácico		Superior			Chac			
		Inferior			Akal			
Jurásico		Superior		Tithoniano	Edzna			
				Kimmeridgiano	Akimpech			
				Oxfordiano	Ek-Balam			
	Basamento							

Figura 3.3. Tabla estratigráfica de la Sonda de Campeche (modificada de Ángeles, 1996).

A continuación se describen las principales características de las principales unidades estratigráficas, de la más antigua a la más reciente.

3.1.2.1 Basamento

El basamento se compone de una corteza transaccional compuesta de rocas metamórficas e ígneas intrusivas, cuya morfología controló el depósito en macrozonas de diversas facies sedimentarias en el Jurásico medio y Superior. Este basamento tiene Horsts y Grabens que se formaron durante la apertura inicial del Golfo de México (Ángeles, 1996).

3.1.2.2 Jurásico

3.1.2.2.1 Calloviano

Los depósitos evaporíticos (principalmente sal) son las rocas sedimentarias que tienen una gran distribución en el subsuelo de la Sonda de Campeche (Calloviano hasta antes del Oxfordiano Superior). Se tiene los mayores espesores en el norte y suroeste de la Cuenca del Golfo de México y disminuye su espesor en las proximidades de las márgenes del paleocontinente.

La sal influyó de manera importante en la formación y/o en la modificación de las estructuras secundarias, como ocurre en el subsuelo de algunos campos petroleros (Ku, Maloob, Zaap y Kutz), siendo muy importante la etapa de deformación durante el Mioceno, lo que contribuyó a la formación de trampas petroleras estructurales.

La sal sobreyace a rocas del basamento cristalino; a las secuencias marinas del Paleozoico tardío y a los lechos rojos del Triásico; subyace a los depósitos del Oxfordiano de manera discordante (Ángeles, 1996).

3.1.2.2.2 Jurásico Superior

3.1.2.2.2.1 Oxfordiano

Grupo Ek-Balam

Está dividido en tres unidades litoestratigráficas informales propuestas por Ángeles y Cantú (2001). Consiste de areniscas y limonitas con intercalaciones de bentonita de color gris olivo generalmente acompañada con intercalaciones delgadas de calizas arcillosas y lentes de pedernal.

Los espesores de este grupo van desde los 57 hasta los 440 metros, siendo principalmente secuencias detríticas de grano fino a grueso (areniscas y limolitas bentoníticas). En la porción oriental los pozos que cortaron estas rocas fueron Chac-1, Cantarell-2239 y Cann-1; mientras que en la porción occidental fueron los pozos Che-1 y Hayabil-1.

Las secuencias sedimentarias del Jurásico Superior se correlacionan con las formaciones Zuloaga, La Gloria y El Olvido del noreste del país. En la Sierra Madre Oriental (entre los estados de Hidalgo y Veracruz, en la región de Tampico-Misantla) se encuentran las formaciones Santiago, Tepexic y San Andrés. Estas rocas consisten de areniscas, calizas arenosas, calizas arcillosas, limolitas y con horizontes de bentonita (Ángeles, 1996). A continuación se describen las principales características de las tres unidades antes citadas.

Unidad inferior. Está constituida por calizas grumosas, arenosas, con peletoides de color gris olivo, que gradúan hacia la cima a detritos finos constituidos de arcillas y arcillas bentoníticas.

Unidad media. Se compone de una alternancia rítmica de areniscas calcáreas, limolitas y lutitas bentoníticas, que cambian lateralmente a areniscas mal consolidadas con matriz pelítica (inmaduras) y areniscas deleznable que gradúan hacia la base a areniscas conglomeráticas y/o conglomerados arenosos mal consolidados.

Unidad superior. Está constituida por calizas arenosas que cambian a areniscas calcáreas y limolitas con horizontes de anhidrita.

3.1.2.2.2 Kimmeridgiano

Las secuencias sedimentarias de esta edad se correlacionan con la Formación La Casita (Norte de México), la Formación Tamán y San Andrés (Centro Oriente) y finalmente la Formación Chinameca (Cuenca Salina).

Las secuencias del Kimmeridgiano tienen espesores que varía de 95 m hasta 1260 m, en los 18 pozos que las han cortado (Ángeles, 2006), se han podido diferenciar los siguientes miembros de la Formación Akimpeh (García, 2010):

Formación Akimpech.

Compuesta por depósitos oolíticos dolomitizados en la paleoplataforma de Campeche. Constituye una secuencia cíclica de carbonatos y terrígenos distribuidos ampliamente en toda el área, divididos en cuatro miembros informales (Cantú, 2001).

Miembro terrígeno “B”

Se encuentra en el subsuelo de la parte occidental de la Sonda de Campeche, este miembro está constituido principalmente por limolitas y lutitas arenosas bentoníticas, con intercalaciones delgadas de areniscas y microdolomías bentoníticas con horizontes de anhidrita; lateralmente cambia a carbonatos en dirección occidental de la Sonda de Campeche.

Miembro calcáreo “C”

Está constituido por secuencias carbonatadas (predominando dolomías micro a mesocristalinas), packstone de peletoides con incipiente dolomitización e intercalaciones aisladas con capas de limolitas, lutitas limosas y lutitas arenosas de color gris olivo. Se encuentra distribuido en la porción central y oriental de la Sonda de Campeche y presenta un cambio de facies hacia el oriente donde se vuelve terrígena. Tiene un espesor variable de 37 m hasta 267 m, se sitúa en el piso del Kimmeridgiano. Suprayace y subyace concordantemente al miembro “B” y al miembro algáceo “D”, respectivamente.

Miembro Algáceo “D”

Esta constituido de terrígenos arcillosos con intercalaciones de carbonatos; los terrígenos son limolitas y lutitas arenosas con abundante materia orgánica de tipo algáceo, principalmente. En la zona oriental se presenta una coloración rojiza en la litología debido a la influencia continental ya que la acumulación ocurrió en la zona de intermarea.

Este miembro tiene un espesor variable de 23 m hasta 387 m y lateralmente se adelgaza en dirección al occidente, por lo que los horizontes carbonatados se pierden o se integran a las unidades confinantes.

Miembro Oolítico “E”

Está constituido por dolomías mesocristalinas y microcristalinas que de acuerdo a los estudios diagenéticos se interpreta que antes de la dolomitización correspondió a packstones y grainstones de ooides y peletoides; otros estratos fueron de mudstones y wackestones de peletoides. Las rocas que no fueron afectadas por la dolomitización formaron bancos de calizas oolíticas. Tiene un espesor promedio de 225 m variando de 52 m hasta 373 m. Este miembro se encuentra en toda el área de la Sonda de Campeche.

3.1.2.2.2.3 Tithoniano.

Esta unidad es una de las más importantes desde el punto de vista del sistema petrolero, ya que es la roca generadora más importante del Área Marina en la Sonda de Campeche.

Se tiene un espesor promedio de 265 m, está compuesto de calizas arcillosas de color oscuro con intercalaciones de lutitas bituminosas ligeramente calcáreas; su contenido orgánico se compone de material algáceo, restos de plantas y animales. Lateralmente cambian de facies a mudstone a caliza arcillosa bentonítica de color negro olivo. En algunos horizontes se tiene la presencia de anhidrita de color gris blanquizca (García, 2010).

Las secuencias del Tithoniano se correlacionan con las formaciones La caja, La Casita y Pimienta que se encuentran al norte y noreste de la República Mexicana. En la Cuenca de Veracruz (porción centro oriental), se correlaciona con la Formación Tepexiotsla. En la Cuenca Salina del Istmo, Sierra de Chiapas y Plataforma de Yucatán (sur y sureste del país) se correlaciona con la Formación Chinameca.

Formación Edzna.

El contacto que presenta la Formación Edzna (figura 3.4) con la Formación Akimpech es abrupto y representa posiblemente el final de las condiciones de alta energía, sustituidas por condiciones de baja energía en aguas profundas o en su caso en ambientes semirestringidos; estas condiciones favorecieron el depósito de lutitas y mudstones ricos en materia orgánica (Ángeles y Cantú, 2001).

Se divide en tres miembros (F, G, y H) dependiendo su litología, cuyas principales características se describen a continuación:

Miembro calcáreo “F”

Tiene influencia de carbonatos y está constituido por calizas arcillosas de color gris claro a café claro con abundante materia orgánica, llega a presentar intercalaciones delgadas de lutita limosa de color gris oscuro a negro. Se sitúa a esta unidad en el Tithoniano Inferior y Medio.

Miembro arcilloso “G”

Es la unidad generadora de mayor importancia en la Sonda de Campeche ya que contiene abundante materia orgánica dispersa y concentrada, estando constituida predominantemente de lutitas calcáreo-arenosas con intercalaciones de margas y calizas

arcillosas de colores oscuros, con un espesor variable de 39 m hasta 171 m. Este miembro se encuentra de manera concordante con los miembros F y H.

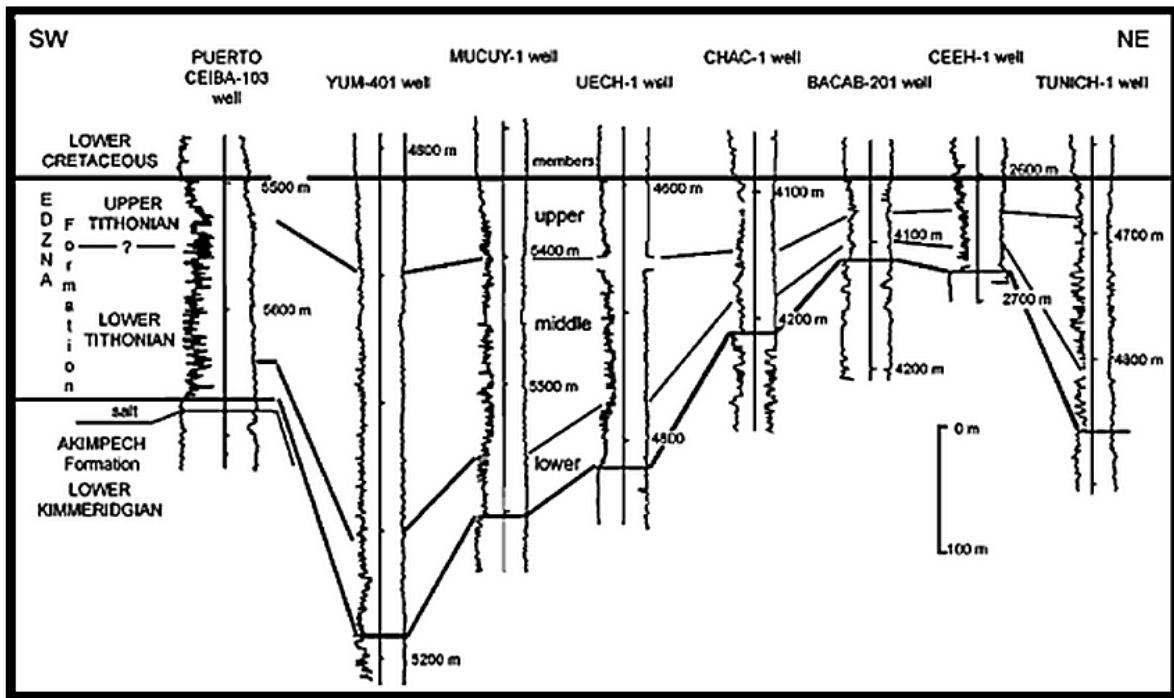


Figura 3.4. Sección estratigráfica transversal de la Formación Edzna en la Sonda de Campeche. Los registros geofísicos son rayos gamma (izquierda) y resistividad (derecha), (tomada de Pindell, 2003).

Miembro calcáreo “H”

Esta constituido principalmente por calizas arcillosas y bentoníticas de aspecto cretoso en algunas zonas, que favorece la dolomitización. Los espesores más delgados y gruesos se tienen en el oriente y occidente, respectivamente, variando su espesor de 26 m a 83 m. La distribución de este miembro es bastante uniforme y amplia cubriendo toda el área de la Sonda de Campeche. Se ubica a este miembro en la cima del Tithoniano (Cantú, 1977).

Brechas del impacto del Chicxulub

El impacto del Chicxulub K/T, creó un cráter con un diámetro estimado de 100 a 300 km, que es uno de los impactos preservados más grandes en la Tierra (Sharpton, 1996). Se ha relacionado el impacto del meteorito con el origen de los yacimientos en la brecha dolomítica del K/T de los campos gigantes y súper gigantes en la Sonda de Campeche (Grajales, 2000).

La perforación de varios pozos en los años 70's, penetraron rocas ígneas y brechas; originalmente se pensó que se debían a un origen volcánico, pero se ha determinado que son rocas producidas por el impacto del Chicxulub (Sharpton, 1996). Los pozos perforados fuera del cráter atravesaron las típicas intercalaciones de carbonatos y anhidritas del Bloque de Yucatán (figura 3.5). A pesar de que no se esperaba que los hidrocarburos se formaran dentro del cráter, las condiciones en su periferia condujeron a la formación de rocas almacenadoras con su correspondiente acumulación de hidrocarburos (Bartollini *et al.*, 2003).

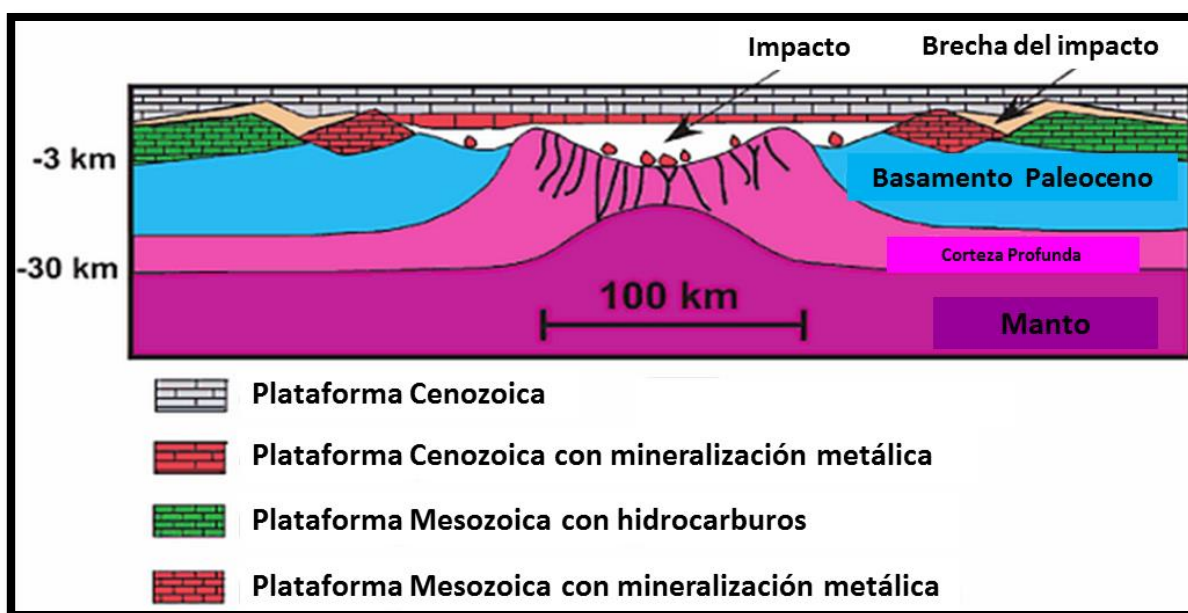


Figura 3.5. Sección transversal orientada WE del impacto del Chicxulub (modificada de Bartollini *et al.*, 2003).

3.1.2.3 Cretácico.

Se caracteriza porque está constituido de calizas de baja porosidad que producen hidrocarburos en algunos casos por el fracturamiento que presentan; se formaron en ambientes de baja energía en aguas profundas.

En las interpretaciones de finales del siglo pasado se consideraba que solo se encontraba brecha productora en la porción oriental en el Cretácico Superior, sin embargo, se han encontrado más brechas productoras de distintas génesis, sobre todo brechas sedimentarias de talud.

Ángeles (1996), divide al Cretácico en seis unidades litológicas: Unidad 1, Unidad 3, Unidad 5, Unidad 7, Unidad 9 y la Unidad 11.

3.1.2.3.1 Cretácico Inferior.

Fue nombrada informalmente como la Formación Akal por Ángeles (2006), está constituida por carbonatos dolomitizados con intercalaciones de calizas arcillosas bentoníticas, depositadas en aguas relativamente profundas ocurridas en un ciclo transgresivo. Presenta un espesor promedio de 460 m, se caracteriza por una litología de mudstone bentonítico de color verde y gris olivo, ligeramente dolomitizado, dolomía cristalina color gris verdoso, gris blanquizo y gris olivo, siendo en origen mudstone a wackestone de intraclastos y exoclastos del tamaño rudita y arena, así como calizas cretosas color crema. Existen horizontes arcillosos que corresponden con lutitas oscuras y bentonitas verdes. Las estructuras sedimentarias que se presentan son: estratificación graduada, microlaminación ondulada, perturbación mecánica, calcos de flujo, grumos, carpetas de algas, bioclastos, intraclastos, marcas de carga y horadaciones biógenas. También se tienen estructuras diagenéticas y postdiagenéticas, siendo las más importantes las siguientes: estilolitas, fracturas selladas por calcita y espectros de grano; los procesos diagenéticos originaron: dolomitización, silicificación, estilolitización y crecimientos sintaxiales.

La porosidad es pobre a regular tanto primaria como secundaria, siendo de los siguientes tipos: intercristalina, móldica, fenestral, fracturas y cavidades por procesos de disolución.

A pesar de que su función principal es el de roca sello también podemos encontrar en las rocas del Cretácico Inferior impregnación de aceite ligero, pesado residual y gilsonita, por lo que también se le considera roca almacenadora cuando presenta porosidad secundaria.

Unidad 1 (U1). Según Ángeles, esta unidad es representativa del Berriasiano-Valanginiano, constituida por mudstone-wackestone, calizas arcillosas y bentoníticas de aspecto cretoso; ocasionalmente dolomitizadas, recristalizadas y estilolitas.

Unidad 3 (U3). Está constituida por mudstone-wackestone bentoníticos y calizas arcillosas con foraminíferos, bioclastos e intraclastos presentándose en algunas ocasiones dolomitización.

3.1.3.3.2 Albiano-Cenomaniano.

El Albiano-Cenomaniano tiene un espesor promedio de 176 m y está constituido por las siguientes litologías: mudstone, wackestone de exoclastos, intraclastos y bioclastos; se observan también cuerpos de dolomía microcristalina gris blanquizca. Presenta también horizontes arcillosos de lutitas oscuras y bentonitas gris verdoso y verde amarillento.

Las unidades 5, 7 y 9 corresponden al Albiano- Cenomaniano (Ángeles, 1996).

Las estructuras sedimentarias primarias que se observan son: microlaminaciones, grumos, intraclastos, calcos de flujo, microlaminación gradada, bioclastos, estructuras de corte y relleno y litoclastos con textura cataclástica.

Como estructuras sedimentarias secundarias se tienen: fracturas selladas por calcita, fracturas selladas por dolomía, nódulos, relices y perturbación mecánica.

Como accesorios se encuentran: pirita, anhidrita, cuarzo autógeno. La porosidad primaria que se presenta es pobre a regular (intercristalina, móldica); la porosidad secundaria son fracturas y cavidades (por procesos de disolución).

Los procesos diagenéticos que se encuentran son: dolomitización, silicificación y cristalización euهدral (Ángeles, 1996).

A continuación se describen las tres unidades del Aptiano, Albiano- Cenomaniano:

Unidad 5 (U5). Esta unidad pertenece al Aptiano, está constituida por mudstone-wackestone con cuarzo terrígeno con intercalaciones de lutitas limosas de color negro.

Unidad 7 (U7). Unidad perteneciente al Albiano y parte inferior del Cenomaniano, está constituida por mudstone-wackestone de foraminíferos y dolomías microcristalinas con micro laminaciones y estilolitas.

Unidad 9 (U9). Unidad depositada durante el Cenomaniano Superior-Turoniano, está constituida por mudstone-wackestone arcilloso con intercalaciones de lutitas arenosas y limosas, con abundantes foraminíferos planctónicos.

3.1.3.3.3 Cretácico Superior.

El Cretácico Superior (figura 3.6) está representado por la Formación Chac (Ángeles, 1996), cuenta con un espesor promedio de 272 m. Está constituida por principalmente por las siguientes litologías donde predominan los carbonatos, tales como: mudstone,

wackestone de exoclastos, bioclastos y litoclastos ligeramente bentoníticos de color crema, café y gris olivo claro.

Las estructuras sedimentarias presentes son: microlaminaciones onduladas, grumos, intraclastos, carpetas de algas, ojos de pájaro, calcos de flujo. Como estructuras secundarias se tienen: estiliolitas, fracturas selladas por calcita, perturbación mecánica, bioturbaciones y relices.

Como accesorios se encuentran: pirita y anhidrita. Como procesos diagenéticos se encuentran: dolomitización y silicificación.

La porosidad es de pobre a regular siendo la porosidad secundaria en cavidades la predominante (Ángeles, 1996).

Unidad 9 (U9). De acuerdo a la microfauna que contiene, pertenece al Turoniano-Maastrichtiano; está constituida por mudstone-wackestone y calizas arcillosas, con intercalaciones de lutitas arenosas y limosas con abundantes foraminíferos planctónicos (Ángeles, 1996).

Unidad 11 (U11). Esta unidad pertenece al Coniaciano-Maastrichtiano, estando constituida por mudstone-wackestone de foraminíferos planctónico con estiliolitas, micro laminaciones, litoclastos, grumos y margas con foraminíferos planctónicos (Ángeles, 1996).

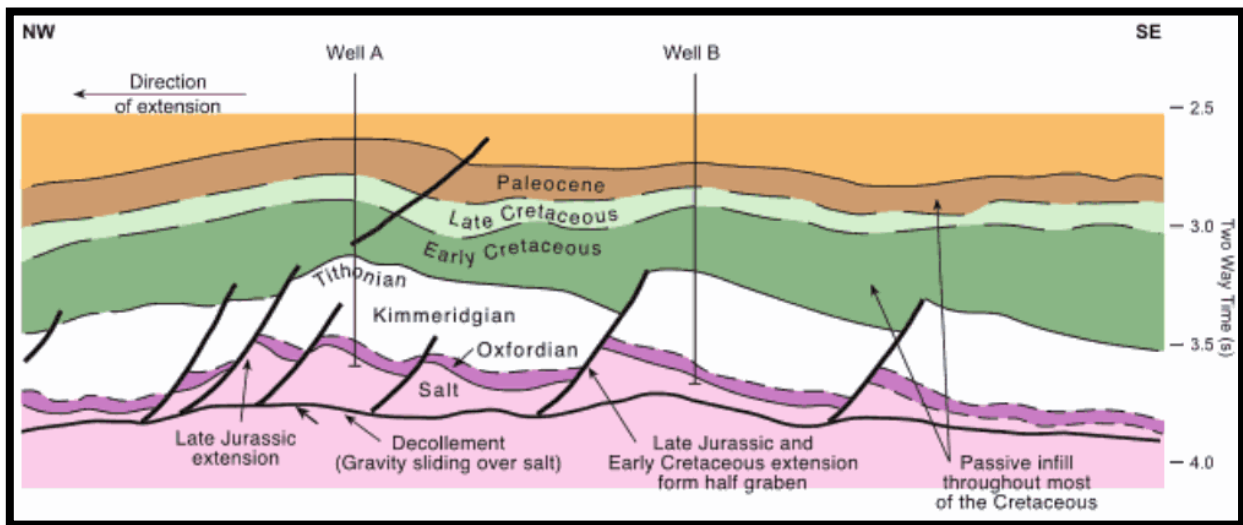


Figura 3.6. Interpretación sísmica del área de Cantarell en una sección de orientación NW-SE donde se muestra a las distintas unidades estratigráficas (tomada de Pindell, 2003).

3.1.3.4 Cenozoico.

3.1.3.4.1 Paleoceno.

El límite localizado entre el Cretácico Superior y el Paleoceno Inferior está constituido por dolomías y calizas clásticas, compuestas por exoclastos con tamaños de gravas angulosas que conforman una unidad de brechas calcáreas, las cuales desde el punto de vista económico petrolero son las rocas almacenadoras más importantes de toda la zona marina e incluso de la República Mexicana, ya que la máxima reserva y producción de hidrocarburos proviene de este cuerpo calcáreo. La mayor parte de esta unidad se encuentra en el Cretácico Superior, sin embargo no se descarta que la porción superior pertenezca a los inicios del Paleoceno. Se infiere esta edad por el evento donde se encuentran aspectos mezclados de sedimentación y eventos catastróficos que no son contemporáneos (Ángeles, 1996).

Las unidades contenidas en el Paleoceno Inferior se caracterizan por ser flujos de detritos carbonatados provenientes de la plataforma carbonatada. Se compone de fragmentos mayoritariamente de wackestone de exoclastos de tamaño rudita. La brecha está compuesta principalmente de fragmentos de dolomías microcristalina color café, wackestone de miliólidos color gris claro, wackestone de bioclastos color crema, wackestone de carpetas de algas gris y gris crema olivo y wackestone de litoclastos e intraclastos.

La brecha presenta una matriz calcáreo bentonítica dolomitizada total o parcialmente, presentando estructuras primarias como: estructuras geopetales, estructuras fenestrales, carpetas de algas y microlaminaciones.

Como estructuras secundarias se tienen: perturbación mecánica, calcos de flujo, fracturas selladas por calcita.

Los componentes accesorios de la brecha son: pirita diseminada, anhidrita y calcita. Los procesos diagenéticos predominantes en la brecha son: dolomitización, disolución.

La porosidad secundaria en esta zona es excelente y consiste de fracturas y vúgulos (Ángeles, 1996).

3.1.2.4.2 Eoceno.

Esta unidad se compone de lutitas y limolitas calcáreas de color gris y gris verdoso que varían a caliza arcillosa, que se encuentran alternando con capas delgadas de lutitas bentoníticas de color gris a gris verdoso.

Eoceno inferior. Se caracteriza por tener rocas clásticas terrígenas de grano fino y rocas calcáreo-arcillosas de aspecto cretoso y bentonítico de ambientes batiales.

Eoceno Medio. Ángeles (1996), reportó en el área de Cantarell, Ku, Maloob y Zaap calcarenitas constituidas por grainstone y packstone de bioclastos e intraclastos de color café a café oscuro con impregnación de aceite.

Eoceno Superior. Pertenece a un ambiente de aguas profundas (ambiente de pie de talud) y está constituido de lutitas y en algunos casos tienen intercalaciones de calizas arcillosas.

3.1.3.4.3 Oligoceno.

Está constituido por lutitas calcáreas que varían a mudstone y calizas arcillosas de color gris claro y gris verdoso ligeramente arenosas. La distribución de las unidades contenidas en el Oligoceno es regional y presenta espesores variables, siendo en algunas zonas discordantes a las rocas que le sobreyacen (Mioceno Inferior), ya que no se cuentan con rocas del Oligoceno Medio y Superior. El ambiente de depósito de estas unidades se interpretó como de talud y cuenca profunda (Ángeles, 1996).

3.1.3.4.4 Mioceno.

La litología que compone al Mioceno son lutitas calcáreas de color gris claro a gris verdoso y café claro. En la base del Mioceno Superior se observa un cambio en la sedimentación representado por cuerpos de grainstone a packstone y wackestone de bioclastos e intraclastos de color café que en ocasiones llega a presentar impregnaciones de aceite. Se observan escasos desarrollos de rocas siliciclásticas de grano fino a medio, las que se distinguen por presentar un color gris claro. Los espesores son variables y de carácter regional; se infiere por estudios paleobatimétricos un ambiente de depósito de Talud-Plataforma (Ángeles, 1996). Las formaciones del Mioceno son las Formaciones Depósito y Encanto que se describen a continuación:

Formación Depósito.

Esta unidad se formó en el Mioceno Inferior-Medio y se localiza en el área de Marbella. Su litología está constituida por lutita gris verdosa a gris oscura ligeramente arenosa y por lutita bentonítica de color verde olivo. Esta roca es compacta y llega a presentar intercalaciones de capas delgadas de areniscas de grano fino a muy fino.

Formación Encanto.

También se localiza en el área de Marbella y está constituida por una alternancia de cuerpos de lutita gris verdosa y areniscas calcáreas de grano fino y con un espesor de 600 m, contiene restos de moluscos y capas delgadas de carbón. Ocasionalmente se encuentran algunos conglomerados (Ortiz, 2010).

3.1.3.4.5 Plioceno.

Está constituido por lutitas bentoníticas con intercalaciones aisladas de areniscas que constituyen cuerpos lenticulares empaquetados en potentes cuerpos arcillosos. Es de gran importancia el estudio de las rocas de esta unidad porque tiene yacimientos de gas seco en los cuerpos arenosos lenticulares. Las formaciones que componen al Plioceno fueron divididas por su posición estratigráfica y no tanto por su edad en Formación Concepción Inferior, Concepción Superior y Formación Filisola; a continuación se describen sus características más importantes (Ángeles, 1996).

Formación Concepción Inferior.

Está constituida por una alternancia de areniscas y lutitas de color gris oscuro; presentando un alto contenido de microfauna. El espesor promedio de esta formación es de 221 m en los cuales se encuentran contenidos paquetes aislados de areniscas con espesores que van de los 3 a los 25 m.

Formación Concepción Superior.

Está constituida por una alternancia de arenisca arcillosa de grano fino de color gris claro y por lutitas arenosas de color gris verdoso. La formación Concepción Superior presenta delgadas capas de carbón. Su espesor varía de los 300 m a los 1000 m.

Formación Filisola.

Su litología compuesta de arenisca de color gris claro de grano fino a medio con horizontes ligeramente arcillosos y cementados por CaCO_3 , el cual presenta esporádicas

intercalaciones de lutita; en la base de la formación es común encontrar concreciones lenticulares. En la transición entre la Formación Concepción Superior y la Formación Filisola se encuentran lentes calcáreas que forman casi la cuarta parte del espesor del horizonte (Ortiz, 2010). El espesor promedio de la unidad es de 500 m.

3.1.3.4.6 Pleistoceno.

Está constituida por lutitas y limolitas calcáreas de color gris a gris claro y gris verdoso. Además presenta horizontes de packstone, grainstone y cuerpos de arenas de grano fino a medio cementado con CaCO_3 , constituida por fragmentos calcáreas con cuarzo.

3.1.3 Modelo Estructural

Secuencias estratigráficas

En la Sonda de Campeche se han identificado y limitado 5 secuencias estratigráficas tomando como base la columna estratigráfica de (Ángeles, 1996). Estas secuencias han sido divididas a partir de los cambios contrastantes en la litología, los cuales están relacionados a cambios relativos en el nivel del mar o al impacto del meteorito Chicxulub que generó las brechas que tenemos sobre el talud de la plataforma en el límite Cretácico-Cenozoico.

Las cinco secuencias estratigráficas que tenemos en la Sonda de Campeche son:

1. La secuencia evaporítica (Calloviano).
2. La secuencia calcáreo-arcillosa (Jurásico Superior).
3. La secuencia carbonatada (Cretácico).
4. La secuencia de brecha calcárea (Cretácico Superior-Paleógeno).
5. La secuencia clástica (Cenozoico).

Las estructuras presentes en el campo Cantarell son producto de la actividad tectónica registrada en el Golfo de México desde su apertura a partir del Jurásico Medio. Pero fue hasta el Neógeno cuando se desarrolló el cinturón de pliegues y cabalgaduras que incluye la estructura Cantarell. El origen de esta deformación estructural tiene relación con los eventos tectónicos producidos por la colisión entre la microplaca de Chortis con Chiapas a partir del Cretácico tardío y que culminó en el Plio-Pleistoceno. El estilo estructural del campo Cantarell, en la porción norte consiste en pliegues cilíndricos simétricos que

cambian a pliegues asimétricos bastante disarmónicos entre los cuales el Cretácico se engrosa y adelgaza irregularmente (García, 2010); mientras que en la porción central corresponde más a un fault-bend fold (figura 3.7). Hacia el sur presenta nuevamente una geometría bastante irregular así como pliegues por propagación de falla (fault-propagation folds).

El pliegue del bloque alóctono tiene una orientación regional NW-SE con una convergencia al NE y su cresta es cortada por una gran cantidad de fallas normales con una orientación dominante entre N40°W y N20°E.

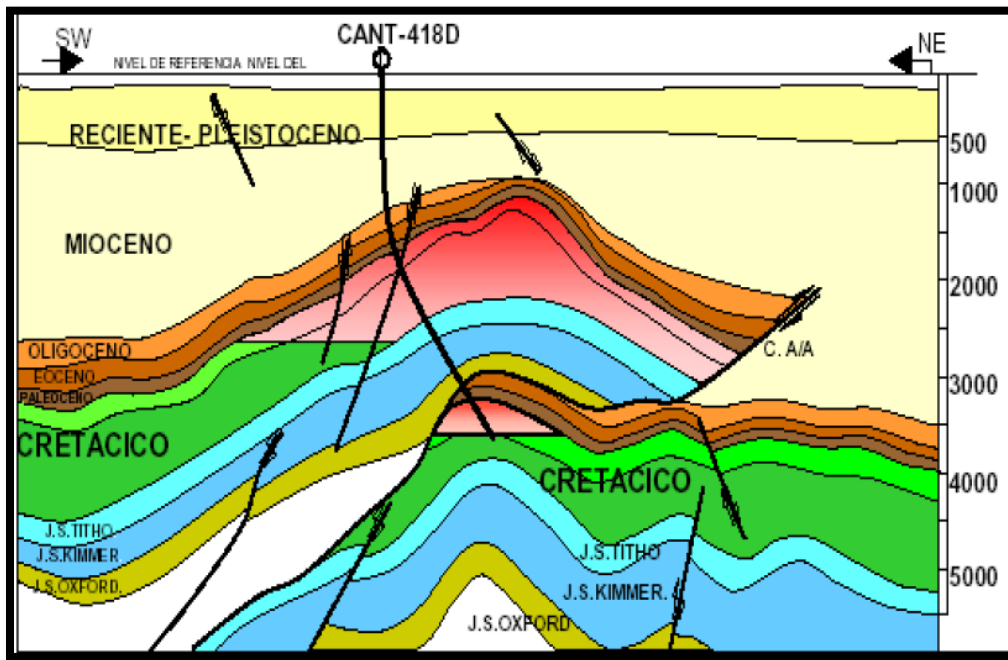


Figura 3.7. Modelo estructural para el campo Cantarell (Tomada de García, 2010).

El pliegue del bloque autóctono tiene una orientación regional NW-SE siguiendo la orientación del bloque cabalgante. Ambos pliegues, tanto el del bloque alóctono como del autóctono, están limitados en su flanco occidental por una falla totalmente fuera de secuencia que se interpreta como una falla de desplazamiento lateral derecha; su despegue se observa en los niveles arcillosos del Paleógeno, aunque en algunas partes llega a afectar al Cretácico y al Jurásico.

Cabe mencionar que la compresión producida durante la Fase Chiapaneca, marcó el inicio del sobrecorrimiento (figura 3.8) en Cantarell con la generación de una rampa tectónica sobre la que se desplazaron las secuencias más jóvenes.

Este corrimiento es de edad Mioceno de acuerdo a la deformación de los sedimentos superiores, pero por lo que se percibe por debajo de la falla de Sihil, es la separación de los sedimentos alóctonos de los autóctonos del Eoceno, es decir, que en el corrimiento de Akal no solo se desplazaron los sedimentos más antiguos sobre los más recientes, sino que también fueron movidos los sedimentos miocénicos contemporáneos por el cabalgamiento.

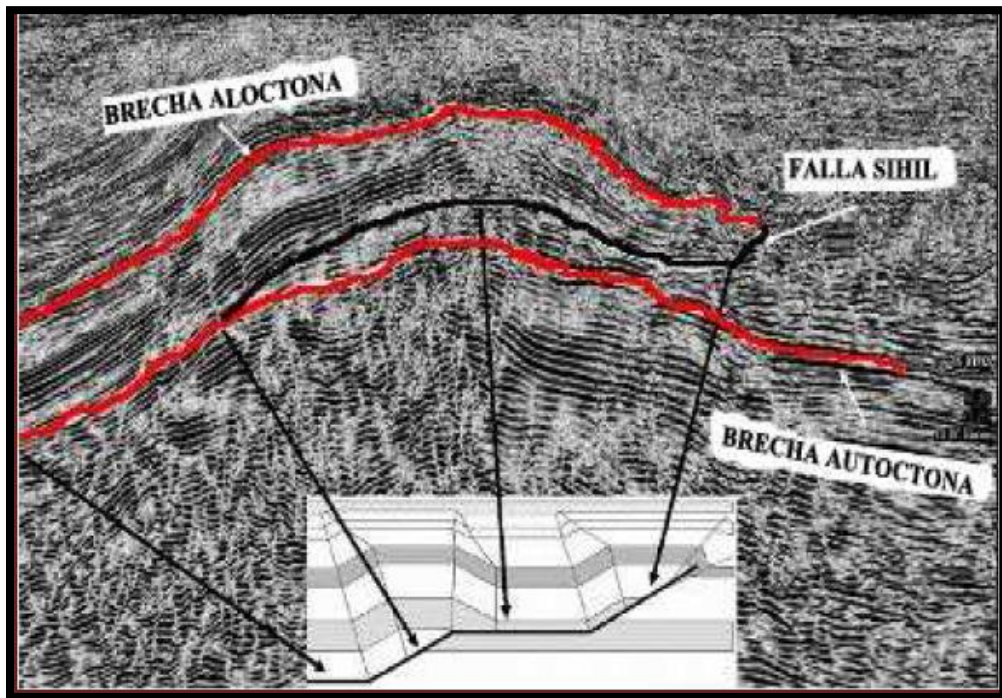


Figura 3.8. Corrimiento de Akal siguiendo el modelo típico de un Fault Bent Fold (tomada de García, 2010).

La acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, está controlada principalmente por el factor estructural. Los plegamientos del área fueron el resultado de los eventos laramídicos y todo indica que fue sometida nuevamente a esfuerzos durante el Cenozoico, más precisamente en el Mioceno.

El alineamiento de Akal-Nohoch-Chac (Complejo Cantarell) mide 30 km de largo y tiene 12 km de ancho, es asimétrico y muestra un echado fuerte hacia el este. El de Abkatun-Taratunich tiene 25 km de largo por 12 de ancho, el de Kutz-Tabay tiene un desarrollo de 40 km de longitud por 8 de ancho.

3.2 Roca Generadora

Algunas determinaciones realizadas para definir a los subsistemas generadores de la Sonda de Campeche fueron: la distribución tanto lateral como vertical de las secuencias generadoras, el contenido de carbono orgánico total (COT), los datos de pirolisis de rock-eval (IH, IO, S1, S2, Tmas, IP) y las correlaciones de roca-aceite y aceite-aceite por marcadores biológicos.

Para que una roca sea generadora debe contener suficiente materia orgánica (mínimo 1% de Carbono Orgánico Total "COT"), para generar volúmenes de hidrocarburos que al migrar puedan formar un yacimiento convencional.

De acuerdo con estudios geoquímicos realizados en afloramientos en la Sierra de Chiapas, en muestras de núcleos y muestras de aceites, se determinó que las rocas jurásicas, principalmente las del Tithoniano, constituyen las rocas generadoras de hidrocarburos. Asimismo, se consideran como potenciales rocas generadoras a las facies arcillosas de todo el Jurásico Superior.

Por otra parte, no deben descartarse a los sedimentos cenozoicos de las cuencas de Macuspana y Comalcalco, que dado su carácter arcilloso y sus potentes espesores, pueden encontrarse en condiciones apropiadas para generar hidrocarburos.

Las principales rocas generadoras de la región están representadas por lutitas calcáreas y calizas arcillosas, la mayoría de ellas presenta laminación horizontal. De acuerdo con los datos estratigráficos, sedimentológicos y paleontológicos, el depósito ocurrió en una plataforma carbonatada tipo rampa, con intervalos de gran aporte de terrígenos de grano fino. En esta plataforma externa había algunas depresiones profundas que restringían la circulación de las aguas, facilitando la existencia local de un ambiente reductor y anóxico (Santamaría, 2006).

La roca generadora de mayor importancia en la Sonda de Campeche corresponde con las calizas arcillosas del Tithoniano, las cuales fueron formadas en un ambiente anóxico. De acuerdo a estudios estratigráficos, sedimentológicos y geoquímicos realizados en la Sonda de Campeche (Romero *et al.*, 2001), toda la columna del Jurásico tardío compuesta litológicamente de rocas arcillosas y calcáreo arcillosas tiene materia orgánica con posibilidades para generar hidrocarburos. La materia orgánica es principalmente de tipo algácea, herbácea y leñosa, cuya presencia varía de regular a abundante.

De manera general, la secuencia sedimentaria de la Sonda de Campeche se han definido dos sistemas petroleros: el sistema Oxfordiano y el sistema Kimmeridgiano-Berriasiano-Cenozoico.

Para estos dos sistemas petroleros se identificaron, evaluaron y caracterizaron cuatro subsistemas generadores de hidrocarburos que han contribuido con volúmenes muy importantes a la carga de las trampas.

Oxfordiano

Estas rocas están representadas por horizontes arcillosos y calcáreos (lutitas calcáreas), bentonitas con algunas intercalaciones de calizas y carpetas de algas.

Las rocas del Oxfordiano se conocen solamente en la porción N-NE de la Sonda de Campeche, en la que se calcula se inició la generación de hidrocarburos hace 54 Ma. (Eoceno-Inferior) a una profundidad entre 2500 y 4000 m; la expulsión se dio a partir de 11.5 Ma (Mioceno Medio), (García, 2010).

Los espesores netos generadores se calcularon de manera indirecta, usando la combinación de registros geofísicos de pozos (rayos gamma, resistividad y sísmico), valores del contenido de carbono orgánico total (COT) cuyos valores varían de 1% (regular) a 4 % (excelente), así como también valores de potencial generador (S₂) de pobres a excelentes; concluyendo que los espesores netos generadores oscilan entre los 24 y los 120 m (Romero *et al.*, 2001).

La calidad y el tipo de materia orgánica son parámetros que se encuentran íntimamente relacionados; se ha interpretado que la materia orgánica de mejor calidad es de origen marino y de tipo algáceo, decreciendo en calidad conforme aumenta la influencia continental y la oxidación, es decir, cuando se tiene materia orgánica tipo herbácea, leñosa y carbonosa. Esta materia orgánica corresponde con kerógeno de tipo I y II (García 2010).

Tithoniano

De acuerdo con la gran cantidad de información obtenida de pirólisis por rock-eval, petrografía orgánica, isotópica y biomarcadores, se han definido a las facies del Tithoniano desde el punto de vista económico, como el principal sistema generador de hidrocarburos en la Sonda de Campeche (García, 2010).

El subsistema generador de las rocas del Tithoniano se caracteriza por estar compuesto de calizas y lutitas carbonatadas, con valores de 40% al 98% de carbono mineral. Las litofacies están definidas por la presencia de ambientes carbonatados de grandes profundidades (plataforma externa hasta la cuenca), que de acuerdo a su contenido se clasifican como packstone a mudstone.

Su distribución es amplia ya que se han perforado rocas del Tithoniano en los pozos Tunich- 1, Chacmool-1 y Balam-1 al norte-noreste, Kix-1A, May-1 y Oktan-1 al sur-suroeste y desde Zazil-Ha-1 a Ayin-1 al oeste. En la porción norte del área se desconoce su presencia debido a que muy posiblemente los espesores sean muy delgados.

Los espesores totales del Tithoniano se ubican en los depocentros con una orientación preferencial noreste-suroeste, variando de 300 a 450 m y disminuyendo los espesores de manera paulatina hasta llegar a 30 m al este y de 100 m hacia el oeste. Las variaciones en los espesores son el resultado del relleno sedimentario que niveló la paleotopografía que se caracteriza por barras y bancos oolíticos alineados en franjas paralelas a la costa, restringiendo las áreas bajas a ambientes anóxicos (depocentros). El tipo de kerógeno de las rocas del Tithoniano es I y II, los cuales se caracterizan por ser generadores tanto de aceite como de gas.

Mioceno

En el área de la Sonda de Campeche no han sido descubiertas acumulaciones de hidrocarburos que se haya probado provengan de las secuencias de grano fino del Mioceno, por lo que este subsistema se considera hipotético; sobresalen como probables rocas generadoras las facies arcillo-calcáreas y de lutitas bentoníticas del Eoceno y Mioceno, como las de mayor capacidad generadora.

Las rocas del Mioceno contienen un kerógeno que fluctúa entre III-II y III con predominio del tipo III propicio para la formación de hidrocarburos gaseosos y condensados principalmente; aunque debido a la influencia del tipo II, también es capaz de generar cantidades importantes de gas debido a un incremento de materia orgánica leñosa (Cárdenas, 2008).

3.3 Roca almacenadora

Este tipo de roca debe ser porosa y permeable para que el petróleo fluya libremente. Las rocas almacenadoras de los campos marinos de la Sonda de Campeche son las calizas dolomitizadas y dolomías del Kimeridgiano, las calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas de la base del Paleoceno.

Las rocas almacenadoras se encuentran en la secuencia sedimentaria del Mesozoico y Cenozoico, ubicándose prácticamente en toda el área de la Sonda de Campeche. Se tienen documentadas cinco secuencias potencialmente almacenadoras (Figura 3.9); las más antiguas son areniscas de edad Oxfordiano, seguido de los bancos oolíticos del Kimmeridgiano, la brecha calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno, los carbonatos altamente fracturados del Cretácico Inferior y finalmente los cuerpos arenosos y un horizonte de calcarenitas del Eoceno (Trejo, 2006).

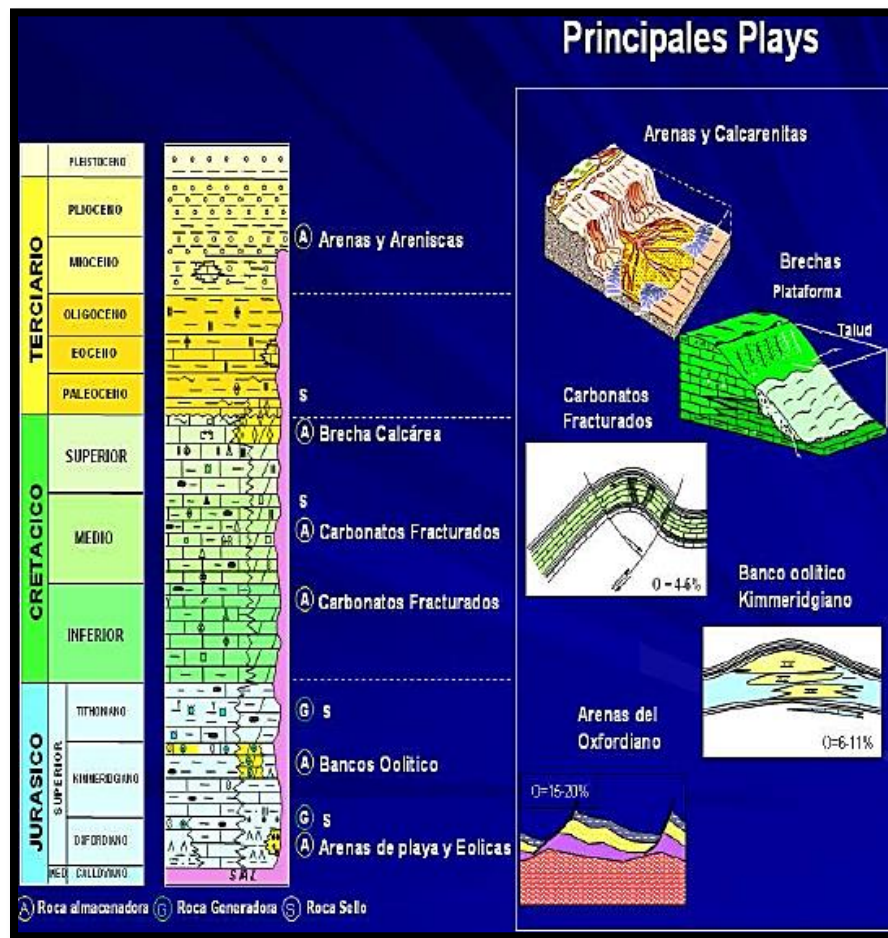


Figura 3.9. Columna geológica de la Sonda de Campeche, en la que se indican los principales Plays Productores (tomada de García, 2010).

Oxfordiano

Las secuencias almacenadoras del Oxfordiano son areniscas de cuarzo y fragmentos líticos, las areniscas presentan partículas que varían de grano medio a grueso, además de contener gravillas pobremente clasificadas con granos subredondeados a redondeados. Como estructuras sedimentarias se tiene gradación normal que se encuentra generalmente en estratos gruesos o masivos (PEMEX, 2007).

Este tipo de facies se asocian a un ambiente de playa que sigue el lineamiento nororiental de los pozos Ek-Balam, Lum-1, Tunich-1, Chac-Mool-1 y Sam-1. En la parte occidente del área se tienen ambientes de rampa interna constituida por sedimentos arenosos consolidados encontrados en los pozos Alak-1, Bacab-2, Bacab-21, Balam-1, Cantarell-91, Che-1, Ek-101, Kanche-1, Hayabil-1, Nix-1 y Tson-1 (PEMEX, 2007).

Los mejores espesores de rocas potencialmente almacenadoras del Oxfordiano se presentan en la porción oriental, donde varía su espesor de 100 a 140 m y las porosidades están en rangos de 15 a 25%; son cuerpos lenticulares arenosos con orientación NW-SE, mientras que hacia la parte occidental los espesores cambian del orden de 50 m a 100 m acompañados de rangos de porosidad que van de 6 a 15% (García, 2010).

Kimeridgiano

Las rocas del Kimeridgiano corresponden a facies de wackestone, packstone y grainstone de ooides así como secuencias dolomitizadas con intercalaciones de lutitas, limos y areniscas; también se tiene una franja de bancos oolíticos ubicados en la porción occidental de la Sonda de Campeche.

El espesor de los bancos oolíticos del Kimeridgiano, se estimó por la interpretación de secciones sísmicas y registros geofísicos (principalmente rayos gamma), estos bancos tienen una longitud aproximada de 10 km con una orientación NE-SW, con espesores de entre 10 y 375 m (Cárdenas, 2008).

Se tienen identificadas rocas con capacidad adecuada para almacenar hidrocarburos, principalmente en secuencias formadas en bancos oolíticos dolomitizados que se encuentran en la porción occidental de la Sonda de Campeche, las que cuentan con buenos valores de porosidad y espesores amplios. En la parte oriental se tiene bancos oolíticos de menor extensión y espesor, sin embargo siguen siendo yacimientos económicamente explotables (PEMEX, 2006).

Los bancos de ooides ubicados en los altos estructurales muestran cársticidad, lo que indica que estuvieron expuestos, lo que a su vez generó porosidad secundaria (vugular) con valores de 6 y 11%.

Las facies de packstone-grainstone de ooides, las zonas dolomitizadas y las secuencias sedimentarias acumuladas en la parte de la rampa interna representan las secuencias con mejor capacidad almacenadora en el Kimeridgiano (PEMEX, 2007).

Brecha Calcárea del Cretácico Superior-Paleoceno (K-T)

La Brecha Calcárea (K-T) está constituido por flujos de detritos carbonatados provenientes de distintas partes de la plataforma; los constituyentes clásticos y bioclásticos de la brecha son muy variables, tanto en composición como en tamaño, teniéndose fragmentos de mudstones, wackestones, packstones, grainstones (“rudstone de corales”) y de dolomías de grano muy fino hasta grano grueso (cripto, micro, meso y escasas macro dolomías); presentan un color crema claro al fresco pero debido a la impregnación de hidrocarburos y por la dolomitización adquieren una coloración en distintos tonos, que van desde el ocre hasta el negro (Cárdenas, 2008).

Las Brechas K-T están localizadas en la porción nororiental de la Sonda de Campeche, siendo esta secuencia la más productora en los yacimientos del campo Cantarell. Los espesores son de un rango de 20 a 300 m, con excelentes porosidades de aproximadamente hasta el 12% (Cárdenas, 2008).

La brecha está constituida en su mayor parte por exoclastos que cayeron al talud que bordeaba a la plataforma, estos clastos se depositaron por medio de flujos de detritos cubiertos por sedimentos finos que constituyeron posteriormente el sello (PEMEX, 2007).

Dentro del Cretácico Inferior se cuentan con secuencias sedimentarias de calizas fracturadas con gran capacidad de almacenamiento. Estas secuencias contienen mudstone bentónico de color gris olivo a verde y dolomitizado; se encuentra, también, la presencia de dolomías microcristalinas de color gris verdoso-gris olivo.

Finalmente se cuentan con calizas cretosas de color crema que muestran estiliolitas y micritización; el espesor de estas unidades es de 500 m aproximadamente (PEMEX, 2007).

En cuanto a las porosidades, la porosidad primaria se clasifica como pobre-regular. Mientras que la porosidad secundaria (fracturas y vórgulos) es mucho mayor.

Cretácico

Las calizas fracturadas del Cretácico Inferior (Berriasiano-Aptiano) y del (Albiano-Cenomaniano), están compuestas por mudstones bentoníticos de color verde y gris olivo ligeramente dolomitizados; también en menor proporción contiene dolomías microcristalinas de color gris verdoso, de colores gris blancuzco a gris olivo, así como horizontes de calizas de color crema; estas secuencias son de buena calidad como rocas almacenadoras (Cárdenas, 2008).

Esta secuencia presenta espesores promedio de 500 m, con una porosidad primaria de pobre a regular; la secundaria mejora la calidad de roca almacenadora cuando presenta fracturas y cavidades; ya que se tienen porosidades efectivas en algunas zonas del orden del 12%.

Cenozoico

Las calcarenitas del Eoceno Medio, presentan cementante calcáreo así como lodos calcáreos bentoníticos (mudstone bentonítico) y horizontes de algas estromatolíticas; las calcarenitas se encuentran en la porción NW de la Sonda de Campeche, las cuales están constituidas por flujos turbidíticos dístales con excelente porosidad primaria y secundaria (alrededor del 20%); para el Neógeno los depósitos terrígenos de lutitas y areniscas del Mioceno, Plioceno y Pleistoceno contienen porosidades que varían del 20 al 35% (Cárdenas, 2008).

3.4 Roca sello

Esta litología debe ser lo suficiente impermeable para evitar que el crudo o gas se escapen, es decir, los poros deben ser de tamaño subcapilar.

El sello común de los yacimientos de la Sonda de Campeche lo constituyen las rocas del Cenozoico. En determinados casos como el de la estructura de Chuc, la sal puede funcionar como una barrera que separa los yacimientos.

Existen además secuencias arcillosas notables como el de la base del Cretácico tardío y como del Cenozoico, que podrían funcionar como sello y separar yacimientos en los mismos campos.

Las rocas sello de edad Oxfordiano, están representados por una secuencia de anhidrita de color crema, de aspecto masivo, plástica e impermeable que se encuentran tanto en la parte inferior como superior de la roca almacén.

Las rocas del Tithoniano son básicamente lutitas, las cuales pese a su alta porosidad muestra una escasa permeabilidad; predominan dos litofacies principales, las cuales se distribuyen en dos sectores la porción oriental (mudstone, calizas arcillosas y dolomías) y la parte oeste (lutitas calcáreas con materia orgánica).

La roca sello del Cretácico Inferior, está compuesta por sedimentos finos calcáreo arcillosos; por su parte la roca sello para el Cretácico Superior está constituido por una intercalación de lutitas de baja permeabilidad, además de calizas criptocristalinas que en condiciones naturales son prácticamente impermeables.

Para el Paleoceno, los sedimentos se componen principalmente por terrígenos con bentonita, los cuales se encuentran distribuidos en la parte occidental de la Sonda de Campeche, en menor proporción se tienen parches de margas y dolomías principalmente

en las porciones sur y este del área respectivamente (Cárdenas, 2008), (Hernández, 2008).

Trampas

Hasta el momento, las mejores acumulaciones petrolíferas de la Sonda de Campeche se encuentran en anticlinales fallados, situados en una franja donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente.

Las brechas del Paleoceno y las dolomías y calizas fracturadas cretácicas y jurásicas, llegan a tener un espesor total saturado de hidrocarburos de más de 1,000 m y en Cantarell se encuentran a profundidades que van desde 1,200 m hasta 3,000 m.

Los yacimientos conocidos en las secuencias sedimentarias del Mesozoico de la Sonda de Campeche corresponden con trampas combinadas (mixtas) y trampas estructurales.

Se consideran a las trampas de la franja oolítica del Kimmeridgiano, a las trampas de la barra arenosa del Oxfordiano, a las brechas productoras del Cretácico Superior y del Paleoceno, como trampas estratigráficas de acuerdo a su origen. Sin embargo, los procesos tectónicos posteriores originaron deformación lo que provocó que los yacimientos en anticlinales desplazados por fallas producidas por un sistema combinado de esfuerzos formaran a las trampas que ahora se encuentran en la Sonda de Campeche. Los pliegues son doblemente buzantes que en la mayoría de los casos están cortados por fallas inversas y laterales.

Posterior a la deformación que provocó los anticlinales se formaron trampas estratigráficas en areniscas del Neógeno; aunque también existen trampas combinadas como resultado de intrusiones salinas o arcillosas (PEMEX, 2006), las que originaron sistemas de fallas normales que también contribuyeron a la configuración de la trampa.

3.5 Migración

La migración de hidrocarburos se caracteriza porque los hidrocarburos se desplazaron en el interior de una formación de la misma edad (migración lateral) y/o transversalmente a la estratificación (donde los hidrocarburos avanzan de forma perpendicular a los límites cronoestratigráficos), lo que conlleva a que fluidos de una formación determinada circulen a otra formación de edad diferente (migración vertical), (Hernández, 2008).

La migración es favorable cuando ocurren cambios de presión, porque los hidrocarburos fluyen desde zonas de alta presión hacia zonas de menor presión; además el aceite que tiene menor densidad cuando se mueve hacia la superficie, mientras que el agua lo hace de la superficie hacia las partes profundas del subsuelo (García, 2010).

La existencia de migración en los diferentes niveles estratigráficos del Jurásico, Cretácico y Cenozoico (hasta la superficie del mar), fue lo que permitió que se descubriera Cantarell en 1971; en los yacimientos de éste, las fallas favorecieron la migración de hidrocarburos. Las discontinuidades que están controladas por los eventos tectónicos que afectaron al sureste de México, tomando las rutas de migración por las cuales viajaron los hidrocarburos para acumularse en las rocas almacén. También se debe considerar que parte de la migración ocurrió por flotabilidad de un flujo gaseoso de fase continua a través de las rocas impregnadas de fluidos, por el contacto entre la roca generadora con los intervalos almacenadores más permeables y con menores presiones, sin embargo, lo más factible es que el mecanismo de transporte predominante haya sido el movimiento vertical cuando se llevó a cabo la migración para las rocas de edad para el Cretácico Superior y el Cenozoico (García, 2010).

3.6 Sincronía

Una de las etapas más importante para concluir el sistema petrolero es la sincronía, que representa una relación estrecha de tiempo y espacio, cuyos factores geológicos coadyuvaron a la formación del sistema petrolero con yacimientos que se han podido explotar (Hernández, 2008).

Los elementos del sistema petrolero (roca generadora, almacén, sello y trampa), se relacionan temporalmente para dar origen al potencial petrolero de la Sonda de Campeche y particularmente del campo Cantarell.

Las rocas del Jurásico Superior funcionan como generadoras y almacenadoras donde algunas de estas últimas son terrígenos y carbonatos originadas en el momento del periodo de la apertura del Golfo de México, por su parte las rocas del Cretácico en contacto con la base del Paleoceno son almacén constituidas por brechas y carbonatos fracturados acumulados en una margen pasiva, mientras que en el Cenozoico está constituido en su mayoría por terrígenos en el Mioceno, tiempo en donde empieza la formación de las trampas en la Sonda de Campeche debido al inicio de los eventos de la Orogenia Chiapaneca que influye en el Pilar de Akal (García, 2010).

3.7 Tipos de aceite

La distribución del gas, el petróleo y el agua en un yacimiento petrolero depende de la relación entre algunas propiedades tales como las saturaciones de cada tipo de fluido en el espacio poroso, la presión capilar, movimiento de fluidos, porosidad, permeabilidad y composición de los fluidos.

La Sonda de Campeche ha sido tradicionalmente un área productora principalmente de aceites pesados y ligeros, existiendo también una franja que produce gas, condensado y aceites superligeros.

En la Región Marina Suroeste, recientemente se han logrado nuevos descubrimientos de yacimientos de aceite ligero, gas y condensado; dichos descubrimientos se encuentran en el Pilar de Akal y muy cercanos a instalaciones de producción (Hernández, 2008).

Los principales campos productores de hidrocarburos en la Región Marina Suroeste son Chuc, Caan, Abkatún y Pol para el yacimiento de la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior y Och, Uech, Kax y Taratunich para el Jurásico Superior Kimeridgiano.

La perforación exploratoria para el Mesozoico, obtuvo buenos resultados con los pozos Homol-1 y Ektal-1. El primero resultó productor de aceite ligero de 37 °API, mientras que el Ektal-1 de gas y condensado de 54 °API.

Los hidrocarburos generados en el Oxfordiano son en su mayoría líquidos con bajo contenido de gas. Este tipo de aceites están caracterizados por tener densidades API de entre 21 a 48° y contenido de azufre que va de 0.06 a 5.36% (Hernández, 2008).

En el Tithoniano predominan los hidrocarburos líquidos, aunque debido a la presencia de materia orgánica leñosa, se producen cantidades importantes de gas. Los aceites tienen densidades que van de los 10 a los 50 °API.

Oxfordiano

Se clasifican como “Familia 1 Oxfordiana” a todos los aceites que reúnan características isotópicas y de biomarcadores (Guzmán y Mello, 1999), similares a los aceites residuales que quedaron en la roca generadora del Oxfordiano. A continuación se indican las principales características de los aceites de la “Familia 1 Oxfordiana”:

Rango isotópico: varía de -26.60 a -24.90 ‰ de C13.

Valores API de: 21-48 ° (medios a altos).

Contenido de azufre: de 0.06-5.36 %.

Relación Pristano/Fitano < 1.

Relación Ts/Tm < 1, muy abundantes hopanos en extensión.

Relación C35/C34 > 1.

Presencia de 17 a (H)-29.30 bisnorhopano.

Alta abundancia de C29 (estéranos) en relación con sus contrapartes en C27.

Baja abundancia relativa de diasteranos y presencia de C30 (estéranos).

De acuerdo a los valores geoquímicos, se interpreta que el origen es orgánico, predominantemente de origen bacteriano formado en un paleoambiente carbonatado de aguas marinas bajo condiciones anóxicas con hipersalinidad. Se considera a esta familia, como la generadora de los aceites del Oxfordiano en la Sonda de Campeche (Guzmán y Mello, 1999).

Kimmeridgiano

Se encuentra cierta afinidad en los aceites del Tithoniano con los aceites del Kimmeridgiano (unidades D y E), esto si tomamos a la unidad generadora como un conjunto en litología, ambiente de depósito y capacidad de generación de acuerdo a los estudios isotópicos y de biomarcadores que proporcionan los mismos valores de los aceites.

Tithoniano

La distribución de los aceites del Tithoniano es amplia en la Sonda de Campeche, prácticamente se presenta en la mayoría de los pozos. Los aceites del Tithoniano se clasificaron en tres subfamilias (2A, 2B y 2C). La producción de estos aceites se relaciona con yacimientos que se encuentran en rocas almacenadoras desde el Kimmeridgiano hasta el Eoceno.

Los aceites del Tithoniano presentan los siguientes valores:

°API de bajos a altos (10- 50°), alto contenido de Azufre (2.0-5.63%), valores isotópicos entre un rango (26 - 28.7‰).

4. Desarrollo de campos

La Sonda de Campeche es por mucho la más prolífica de México. El complejo Cantarell forma parte de esta provincia, así como el complejo Ku-Maloob-Zaap y el proyecto integral Ek-Balam, todos productores de aceite pesado (PEMEX, 2008).

4.1 Campos con aceite pesado

4.1.1 Activo integral Cantarell

Se localiza a 70 km de la costa de Campeche. Cantarell comenzó a producir aceite pesado en el año de 1979 y fue el principal campo productor de México hasta el año 2009. Los campos que forman parte del proyecto Cantarell se localizan en aguas territoriales de la plataforma continental del Golfo de México, entre las isobatas 40 y 50 metros, dentro de los límites jurisdiccionales que corresponden a la Región Marina Noreste de PEMEX Exploración y Producción (figura 4.1), (CNH, 2013).



Figura 4.1. Ubicación del Activo Integral Cantarell en la Región Marina Noreste (tomada de CNH, 2013).

El proyecto Cantarell está formado por los campos Akal, Chac, Ixtoc, Kambesah, Kutz, Nohoch, Sihil y Takin, que ocupan un área de 162 Km².

Como ya se había definido en el capítulo II, el petróleo pesado es aquél que presenta densidades API entre 10.0° y 22.3°, por lo que en este trabajo sólo se tomaran en cuenta los campos que cumplan con esa definición.

4.1.1.1 Características de los campos de Cantarell

- Cantarell fue un yacimiento bajo saturado con un aceite de °22 API en promedio y de viscosidad 26 cP @ c.s. (condiciones estándar), la temperatura del yacimiento varía de 110 a 120 °C (CIPM, 2012).
- Producen de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y vugulares.
- Formaciones productoras: Brecha del Cretácico Superior-Paleoceno, Kimeridgiano Medio e Inferior, Jurásico Superior Kimeridgiano
- Yacimientos de espesor grande: 500-1,000 m; algunos con alto relieve estructural (Akal-Cantarell: 2,000 m).
- Permeabilidad efectiva de las estructuras de hasta 10 Darcies.
- Permeabilidad de matriz <5 mD.
- Porosidad total: típicamente baja de 8 a 10 %.
- Porosidad secundaria: típicamente 35 % de la porosidad total.
- Saturación de agua irreducible: 15-21 %.
- Presión inicial: 270 kg/cm², presión de saturación: 150 kg/cm².
- Mojabilidad intermedia a mojabable por aceite.
- El flujo en los yacimientos está dominado por fuerzas de gravedad, debido a la alta permeabilidad del sistema de fracturas y/o espesores grandes (Rodríguez, 2009).

Los yacimientos del proyecto Cantarell estuvieron sometidos a una alta actividad tectónica, la cual generó fallamientos y fracturamientos de las rocas. El modelo tradicional para describir el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) se denomina “modelo de doble porosidad”. Básicamente este modelo indica que existen dos zonas dentro del yacimiento, cada una con diferente porosidad y permeabilidad. Una de las zonas está constituida por las fracturas, las cuales presentan alta conductividad, siendo las responsables del transporte de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo. La otra región está constituida por la matriz; ésta tiene baja conductividad y se encarga de alimentar con fluido a las fracturas, actuando como una fuente o almacén de fluidos. La transferencia de fluidos entre los bloques de matriz y de fracturas se encuentra gobernada por una función de transferencia, la cual controla la interacción entre ambos sistemas (CNH, 2013).

4.1.1.2 Campo Akal

El campo Akal es el más grande del complejo, sus formaciones productoras son las siguientes:

- Brecha Paleoceno-Kimeridgiano Superior, Kimeridgiano Medio e Inferior, Jurásico Superior Kimeridgiano.
- Primera producción: 1979.
- Densidad promedio del aceite: 22 °API.
- Porosidad total promedio: 8%.
- Saturación de agua inicial: 21 %.
- Permeabilidad efectiva de fracturas: 2-10 Darcies.
- Permeabilidad de matriz: <5 mD.
- Espesor impregnado: 650 hasta 1,000 m.
- Presión actual del yacimiento: 85 kg/cm².
- En 1996 se tenían 150 pozos produciendo, la mayoría con bombeo neumático (BN), (Rodríguez, 2009).
- El campo ha estado sometido a inyección de nitrógeno desde el año 2000, con la finalidad de mantener la presión, alcanzando valores de producción mayores a 2 mmbpd; para el mes de abril de 2011 la producción promedio se encontraban en 330 mbpd (CIPM, 2012) y para febrero de 2013 era de 225 mbpd (CNH, 2013).

4.1.1.3 Campo Nohoch

El campo Nohoch ocupa el segundo lugar en orden de importancia; se encuentra separado de Akal por fallas geológicas y un domo salino. Sus formaciones productoras son las siguientes (PEMEX, 2012):

- Eoceno medio, Brecha Paleoceno-Kimeridgiano Superior, Kimeridgiano Medio e Inferior.
- Presión actual a 2,530 mvbmr: 182 kg/cm².
- Presión de saturación: 146 kg/cm².
- Tipo de aceite: negro de 22 °API promedio, yacimiento bajosaturado.
- Espesores impregnados: 150 a 225 m.
- Porosidad: 4 a 20%.

4.1.1.4 Campo Chac

El campo Chac es un bajo estructural que se encuentra separado de Nohoch por fallas geológicas. Sus formaciones productoras son las siguientes (PEMEX, 2012):

- Brecha Paleoceno-Kimeridgiano Superior y Kimeridgiano Medio
- Presión actual: 323.3 kg/cm².
- Tipo de aceite: negro de 22 °API promedio, yacimiento bajosaturado.
- Espesores impregnados: 100 a 200 m.
- Permeabilidad: 3 Darcies.
- Porosidad: 4 a 20%.

4.1.1.5 Campo Takin

Yacimiento productor en las formaciones (PEMEX, 2012):

- Brechas calcáreas dolomitizadas del Kimeridgiano Superior.
- Tipo de aceite: negro de 12 °API.
- Presión actual: 299 kg/cm².
- Configuración estructural: con pliegue de forma anticlinal con rumbo noreste-sureste.
- Posición estructural: más allá en el extremo sureste, se encuentra limitada por una falla normal al oeste y una falla inversa al este, las cuales convergen al norte del pozo Takin-1.

4.1.2 Activo integral Ku Maloob Zaap

El activo integral Ku Maloob Zaap (KMZ) se localiza frente a las costas de Tabasco y Campeche, a 105 kilómetros al noreste de Ciudad del Carmen (figura 4.2). Cubre un área de 121 km². Su historia comenzó con el descubrimiento del campo Ku en 1980 por el pozo Ha-1A que dio inicio a su producción en marzo de 1981. KMZ se ha convertido en el principal campo petrolero productor de México desde la declinación de Cantarell.

4.1.2.1 Campos del activo integral KMZ

El complejo KMZ se caracteriza por un grupo de yacimientos productores principalmente de crudos pesados con densidades que oscilan entre 13 y 22 °API. Se tienen reconocidos 13 campos en el complejo, de los cuales cinco son los principales productores: Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum. Los ocho restantes son Baksha, Numán, Pohp, Ayatsil, Kayab, Nab, Tson y Zazil-Ham (Cárdenas, 2008).

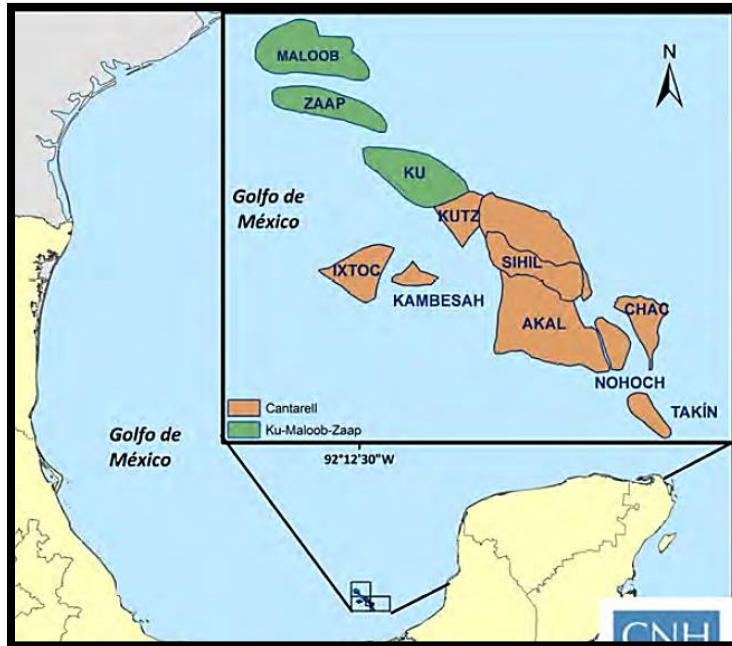


Figura 4.2. Ubicación del proyecto Ku Maloob Zaap (tomada de CNH, 2013).

Los campos Ku, Maloob y Zaap, a nivel brecha K-T se encuentran comunicados hidráulicamente debido a la presencia de un acuífero común, esta característica es muy importante, ya que la producción de un campo repercute en los otros dos, es decir, se comportan como un solo yacimiento. El mecanismo de desplazamiento en estos yacimientos corresponde a un empuje combinado: Empuje por expansión del Sistema Roca-Fluidos, empuje por expansión del casquete de gas asociado, empuje hidráulico y desplazamiento por segregación gravitacional.

4.1.2.2 Campo Ku

Este campo fue descubierto con el pozo Ha-1A en 1980, pero no fue sino hasta 1981, que se inició oficialmente su explotación con la puesta en marcha del pozo Ku-89 perforado desde la plataforma Ku-I. La producción de este campo proviene de las siguientes formaciones:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK).
- Brecha Cenozoica Paleoceno-Cretácico Superior (BCP-KS).
- Cuerpo calcáreo del Eoceno medio (CCE).

4.1.2.3 Campo Maloob

Se descubrió en 1979 con la perforación del pozo Maloob-1, su explotación inició en 1988 con la producción de 6 pozos en la plataforma Ku-H. Los horizontes productores de este campo son los siguientes:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK).
- Brecha Cenozoica Paleoceno-Cretácico Superior (BCP-KS).

4.1.2.4 Campo Zaap

Fue descubierto en 1990 con la perforación del pozo Zaap-1, pero fue hasta noviembre de 1992 que inició su explotación con la entrada a producción del pozo Zaap-2051 de la plataforma Ku-M. Este campo produce en las siguientes formaciones:

- Dolomías del Jurásico Superior Kimeridgiano (JSK).
- Brecha Cenozoica Paleoceno-Cretácico Superior (BCP-KS).
- Cuerpo calcáreo del Eoceno medio (CCE).

4.1.2.5 Campo Bacab

Produce a través de la plataforma Bacab-A, en la cual actualmente se aplica el proyecto de deshidratación de pozos para lograr la explotación óptima del campo, debido a la gran cantidad de agua que se extrae durante la producción. Produce en las secuencias de la Brecha Mesozoica-Paleoceno.

En la tabla 4.1 se indican las principales características de los yacimientos de los campos Ku, Maloob, Zaap y Bacab; cabe mencionar que en el horizonte productor brecha K-T, se encuentran los yacimientos más potentes del área y en una etapa de saturación, por lo que en la parte alta de su estructura se tiene un casquete de gas asociado.

4.1.2.6 Campo Ayatsil

Se localiza en las aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 130 kilómetros al Noreste de Ciudad del Carmen, Campeche.

- Fecha de descubrimiento: año 2006
- Yacimiento: Cretácico Superior, brechas, aceite pesado.
- Área: 74 km².
- Profundidad: 3,800 a 4,235 m.
- Densidad del aceite: 10.5 °API (PEMEX, 2012).

Campo	Ku	Ku	Maloob	Zaap	Zaap	Bacab
Tipo de yacimiento	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro
°API	22	18	13.7	13.7	17.26	16
Presión estática inicial (kg/cm²)	303	246	251	229	275	309
Presión de saturación (kg/cm²)	187	181	156	156	216	80
Presión estática actual (kg/cm²)	135	117	145	149	136	335
Formación productora	BP	EOM	BP	BP	EOM	BP
Área del yacimiento (m²)	40.89	13	37.08	35.81	7.83	15.08
Espesor neto (m)	298.82	37.2	287.86	299.92	296	53
Porosidad (%)	7.1	21.1	8	8.7	22.3	7.79
Permeabilidad (mD)	2,000-5,000	40-400	2,000-7,000	3,000-8,000	200-350	7,5000
Temperatura (°C)	119	111	113	113	102	117

Tabla 4.1. Características de los yacimientos de los campos Ku, Maloob, Zaap y Bacab (tomada de Cárdenas, 2008).

4.1.3 Proyecto integral Ek-Balam

El proyecto integral Ek-Balam está enfocado en el desarrollo y la explotación de las reservas de aceite y gas asociado del campo Ek-Balam en las unidades JSO y BKS. La explotación en la formación JSO inició en el año de 1993 y en 1995 se implementó el sistema artificial de producción de bombeo electrocentrífugo (BEC), (PEMEX, 2012).

El campo Ek-Balam está dividido en tres yacimientos: Ek-JSO, Balam-JSO y Ek-Balam-BKS. Para este trabajo el que nos concierne es Ek-Balam-BKS.

4.1.3.1 Ek-Balam-BKS

La litología de la formación BKS consiste principalmente de brechas de color crema, café y gris claro, conformadas por clastos angulosos a subredondeados, cuyo tamaño varía desde 500 micras a 20 cm de longitud; se observaron cavidades de disolución parcialmente cementadas con mesodolomita y la porosidad de esta formación varía desde 3 a 16%. La presión original para el campo es de 305 kg/cm². La permeabilidad promedio es de 2,000 mD y se tiene aceite pesado de 12 °API.

4.2 Producción y reservas

La región Marina Noreste está constituida por los activos de producción Cantarell y KMZ. Actualmente, la región administra 27 campos, de los cuales 14 están en producción: 9 en Cantarell y 5 en KMZ. Al 1 de enero de 2012 se han estimado reservas probadas por 5,529 mmb de aceite, lo que representa el 55 % de la reserva probada de toda la nación. A enero de 2012, de una producción acumulada nacional de 198 mmb, cerca del 44 % provino de los campos de esta región, dejando en claro la importancia de estos campos.

Los proyectos Ku-Maloob-Zaap y Cantarell aportarán en conjunto aproximadamente 47.6% de la producción nacional entre 2012 y 2016 (SENER, 2012).

En 2003, Cantarell alcanzó su pico de producción promediando 2.21 mmbpd y ha declinado desde entonces. El campo produjo 454,107 bpd en 2012, aportando el 17.8 % de la producción total nacional. Esto representa un decremento del 9.5 % comparado con el 2011. El activo aún contiene 5.04 mmb en reservas 3P (Mexico Oil & Gas Review, 2013).

Hasta finales del 2009, Cantarell fue el principal productor de hidrocarburos del país, primero en reservas probadas y segundo en reservas totales después del Campo Chicontepec. Es considerado por sus reservas iniciales (>4 mil millones de barriles de petróleo crudo), como un campo súper gigante por la AAPG y ocupa el sexto lugar a nivel mundial con su reserva original de 17,700 mbpc. En El 2006 aportó un promedio de 1 millón 81 mil bpd y 718 millones de pies cúbicos de gas, 55% y 13% de la producción nacional para ese año respectivamente.

Para el cierre de 2008 fue de 811 mil bpd, la menor producción en 20 años, para el primer trimestre del 2009 la producción del Campo Cantarell fue superada por el Campo Ku Maloob Zaap, alcanzando una producción de 808 miles de barriles diarios en el año 2009 (PEMEX, 2011).

El activo integral Ku Maloob Zaap tuvo una producción promedio en el año 2012 de 855,139 bpd (un tercio de la producción total del país). Con la declinación de Ku desde el 2008 y con Zaap estabilizando su producción en 2009, Maloob ha crecido en importancia para mantener el crecimiento de la producción del activo. Se estiman en 6.49 mmbb de petróleo las reservas de KMZ y se espera que su producción decline para el año 2017. Pemex planea mantener una producción constante en los siguientes años de 850,000 bpd (Mexico Oil & Gas Review, 2013).

La estrategia clave en KMZ es la inyección de gas natural y nitrógeno en los pozos para realizar una recuperación mejorada de aceite. Los campos se encuentran en tirantes de 100 m de agua (Offshore technology, 2013).

El proyecto integral Ku-Maloob-Zaap es actualmente el más importante del país en la producción de crudo. Si bien este proyecto se encuentra en la fase de producción máxima de su ciclo de vida desde 2010, con la adición de los campos Ayatsil y Tekel, las expectativas en los promedios de extracción de crudo se han incrementado, alcanzando en este escenario máximos en 2016 y 2017, por encima de 900 Mbd, para posteriormente iniciar la etapa natural de declinación (SENER, 2012).

Reservas

Las reservas remanentes de aceite de los campos del proyecto de explotación Cantarell se presentan en la tabla 4.2.

Campo	Aceite (mmb)		
	1P	2P	3P
Akal	1,614.8	2,530.3	3,922.7
Chac	21.8	21.8	21.8
Nohoch	15.5	15.5	15.5
Takin	15.1	26	26

Tabla 4.2. Reservas de crudo al 1 de enero de 2012 (tomada de CNH, 2013).

Las reservas 2P del proyecto representan el 16.3 % de las reservas totales de aceite y 4.9 % de las reservas totales de gas de la nación al 1 de enero de 2012 (CNH, 2012). Para el horizonte de la alternativa de explotación propuesta, 2013-2027, el volumen a recuperar de aceite representa el 8.6 % de las reservas totales 2P.

La Tabla 4.3 muestra el volumen original 3P del proyecto, así como el volumen original 3P de los campos que lo integran; sus reservas remanentes 2P para aceite y gas al 1 de enero de 2012, y la producción acumulada asociada a cada campo al periodo de estimación de las reservas de hidrocarburos. Se puede observar que Akal es el campo que presenta la mayor reserva remanente 2P de aceite; y los campos Akal, Nohoch y Chac representan la mayor producción acumulada de aceite y gas.

Proyecto	Volumen original 3P		Reserva Remanente 2P		Producción acumulada al 1 de enero de 2012	
	Crudo (mmb)	Gas (mmpc)	Crudo (mmb)	Gas (mmpc)	Crudo (mmb)	Gas (mmpc)
Akal	30,565.5	14,727.3	2,530.3	1,483.4	12,633.2	6,757.3
Chac	529.6	255.7	21.8	9.1	187.8	80
Nohoch	2,504.1	940.5	15.5	5.7	626.2	277.7
Takin	116.2	8.5	26	4.7	18.1	2

Tabla 4.3. Volumen original 3P, reservas 2P y producción acumulada de los campos del proyecto al 1 de enero de 2012 (tomada de CNH, 2013).

La Tabla 4.4 muestra el volumen original, y reservas remanentes 1P y 2P de aceite y gas por yacimiento.

Campos	Yacimientos	Volumen original		Reserva 1P		Reserva 2P	
		Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)
Akal	Eoc-Pal	122.1	32.3	13.9	3.4	13.9	3.4
Akal	BTPKJ	30,434.2	14,692.6	1,600.6	1,144.1	2,516.1	1,479.9
Chac	BTPK	529.6	255.7	21.8	9.1	21.8	9.1
Takin	BTPK	116.2	8.5	15.1	3.1	26	4.7
Nohoch	BTPK	2,011.2	929.2	14.1	5.2	14.1	5.2
Nohoch	EM	42.9	11.4	1.4	0.5	1.4	0.5

Tabla 4.4. Volumen original y reservas remanentes 1P y 2P de aceite y gas por yacimiento (tomada de CNH, 2013).

KMZ es el segundo grupo de campos de México por su nivel de reservas remanentes y es considerado un campo súper gigante por la magnitud de reservas originales totales (8 mil 254 mmbpce).

Actualmente en KMZ operan y se mantienen 155 pozos productores de hidrocarburos, los cuales contribuyen con 34 % de la producción nacional. en las tablas 4.5 y 4.6 se muestra la producción de petróleo en la RMN y en KMZ.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total	3,177	3,371	3,383	3,333	3,256	3,076^a	2,792	2,601	2,577	2,553	2,548
Región Marina Noreste	2,152	2,416	2,441	2,357	2,205	2,018	1,746	1,493	1,397	1,343	1,309
Cantarell	1,851	2,054	2,079	1,973	1,734	1,416	949	560	384	325	240
Akal-Nohoch ^b	1	9	6	19	16	12	19	35	60	66	111
Sihil	17	20	17	12	12	13	12	12	14	9	6
Chac	11	11	11	13	14	12	12	11	12	15	23
Ixtoc	9	13	12	12	12	11	11	10	21	19	13
Kutz	185	197	191	203	269	327	364	353	337	311	277
Ku	21	41	57	69	71	113	225	277	274	280	290
Zaap	35	50	53	47	54	73	113	170	218	243	279
Malooob	21	21	15	9	23	40	42	63	79	74	70
Otros											

Tabla 4-5. Producción de petróleo crudo los campos Ku, Malooob y Zaap (miles de barriles diarios). (Tomada de Pemex, 2013).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación 2012/2011 %
Total	3,177.1	3,370.9	3,382.9	3,333.3	3,255.6	3,075.7^b	2,791.6	2,601.5	2,577.0	2,552.6	2,547.9	-0.2
Región Marina Noreste	2,151.6	2,416.3	2,440.8	2,357.0	2,204.7	2,017.7	1,745.6	1,492.8	1,397.2	1,342.7	1,309.2	-2.5
Cantarell	1,902.3	2,122.8	2,136.4	2,035.3	1,800.9	1,490.5	1,039.5	684.8	558.0	500.7	454.1	-9.3
Ku-Malooob-Zaap	249.3	293.6	304.4	321.7	403.8	527.2	706.1	808.0	839.2	842.1	855.1	1.5

Tabla 4-6. Producción de petróleo crudo por región y activo (miles de barriles diarios), (tomada de Pemex, 2013).

4.3 Tecnologías para explotar petróleo pesado

4.3.1 Sistemas artificiales de producción (SAP)

Los pozos productores de petróleo durante su vida productiva se pueden clasificar como fluyentes o de bombeo. Los pozos fluyentes son aquellos en que el aceite es expulsado del yacimiento y llega a la superficie por su energía natural.

En el pasado, cuando la energía natural del yacimiento se agotaba, los pozos dejaban de fluir y se abandonaban. La causa de este fenómeno, se debe a que la presión original de los hidrocarburos confinados declina conforme aumenta el volumen extraído hasta que llega el momento en que dicha presión no es suficiente para sostener a la columna de fluidos desde su entrada al pozo hasta la superficie (Franco, 2007).

A fin de conservar esa presión original, se aplican sistemas de recuperación secundaria, que consisten en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

En la actualidad, cuando los pozos dejan de fluir, se aplican los sistemas artificiales de producción como bombeo mecánico, neumático, electrocentrífugo, hidráulico u otros, consistentes en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento (Franco, 2007).

Factores para elegir un SAP

Un SAP bien diseñado equilibra costos, producción y un óptimo funcionamiento del sistema artificial, bajo varios aspectos como son: físicos, medioambientales, humanos y técnicos. El balance de estos elementos nos asegura aumentar al máximo la ganancia de producir hidrocarburos, con una dirección inteligente, operacional, con costos de inversión y mantenimiento rentables.

El primer paso en este proceso es la elección del SAP a implantar, los factores esenciales pero no limitativos a considerar en la elección son (Cárdenas, 2008):

- Gasto de flujo (Presión del yacimiento e índice de productividad)
- Relación Gas-Aceite (RGA)
- Porcentaje de agua
- Densidad API y viscosidad

- Profundidad y temperatura del pozo
- Condiciones de la tubería de revestimiento
- Tipo de pozo (vertical o desviado)
- Producción de arenas, ceras, corrosión, emulsiones, etc.
- Tipo y calidad de energía disponible
- Condiciones ambientales
- Infraestructura existente

Los sistemas artificiales de producción en los campos de KMZ se implementaron a partir de 1996, junto con otros mecanismos de desarrollo y optimización para elevar la producción en ese entonces a arriba de los 200 mil bpd. Actualmente el mayor desarrollo de pozos con SAP se encuentra en el campo Ku, donde se han instalado los sistemas de Bombeo Neumático (BN) y Bombeo Electrocentrífugo (BEC).

4.3.1.1 Bombeo Neumático (Gas lift)

El bombeo neumático (BN) se define como un método artificial de levantamiento de fluidos por medio de la inyección de gas a una presión relativamente alta (250 psi mínima) a través del espacio anular. El gas pasa a la tubería de producción por medio de válvulas instaladas en uno o varios puntos de inyección a lo largo del aparejo de producción. La finalidad de la inyección de gas es el aligeramiento de la columna de fluido en el pozo disminuyendo el gradiente de presión.

Este sistema se utiliza en pozos cuya presión no es suficiente para elevar el fluido hasta la superficie y en pozos donde se pretende incrementar la producción. Esencialmente el sistema BN consiste de cuatro partes fundamentales (Díaz, 1997), (figura 4.3):

- Fuente de gas a alta presión, que puede ser una estación de compresión o un pozo productor de gas a alta presión.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula de aguja controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (equipo superficial).
- Un sistema de control de gas subsuperficial, válvulas de inyección (equipo subsuperficial).
- Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido.

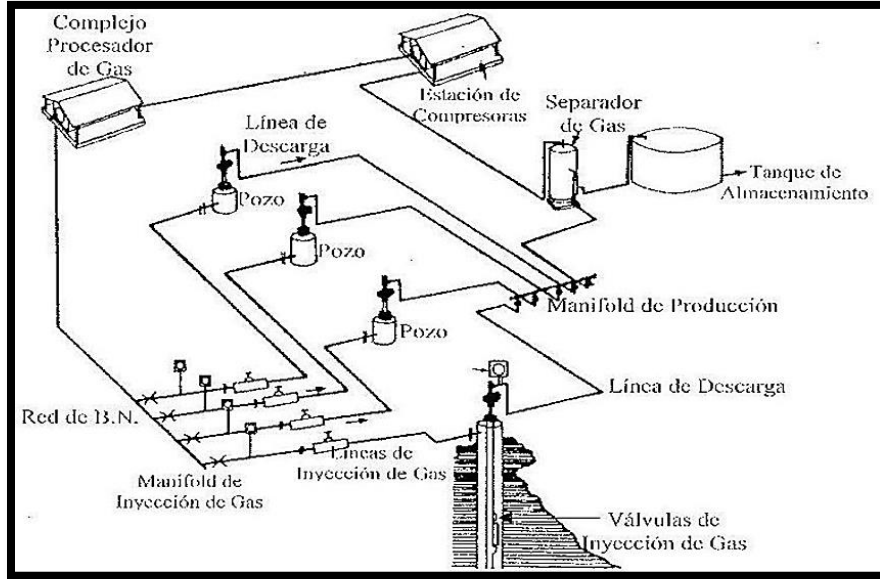


Figura 4.3. Esquema del equipo empleado para bombeo neumático (tomada de Cárdenas, 2008).

El equipo de BN se compone por:

- a) Equipo superficial: es el conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular el suministro necesario para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia lugares de almacenamiento. Se compone por compresoras, medidores de gas, árbol de válvulas, conexiones superficiales, líneas de inyección de gas, etc.
- b) Equipo subsuperficial: es el conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo y que al ser puestos en operación contribuyen para que el pozo logre elevar su producción a la superficie, continuando de esta manera con la explotación. Consta de tubería de producción, válvulas de inyección (convencionales o recuperables), empacador, válvula de pie, accesorios como la camisa deslizable, niple de asiento, localizadores, etc.

Mecanismo de funcionamiento

El gas inyectado a alta presión mueve el fluido hasta la superficie por medio de los siguientes mecanismos o su combinación:

- Reducción de la presión que ejerce la carga de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del mismo, al mezclarse con el gas de inyección.
- Expansión del gas inyectado y el consecuente desplazamiento del fluido.

Esto se lleva a cabo por uno de los dos siguientes métodos, BN continuo y BN intermitente (Cárdenas, 2008).

Bombeo Neumático Continuo

Consiste en introducir un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular de la tubería de producción, para aligerar la columna de fluidos hasta reducir la presión del fondo, lo que permitirá una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación haciendo que el pozo produzca el gasto deseado.

Para llevar a cabo esto, se utiliza una válvula en el punto de inyección más profundo, sensible a la presión del gas de inyección disponible; en conjunción con una válvula que actuará como reguladora en superficie. Este método es utilizado en pozos con un alto índice de productividad y una presión de fondo razonablemente alta (columna hidrostática del orden de 50 % o más en relación a la profundidad del pozo).

Con este método y bajo las condiciones de productividad y presión mencionadas, la producción de fluidos puede oscilar en un rango de 200 a 20,000 bpd a través de la tubería de producción (TP) de diámetros normales. Cuando se produce a través de la tubería de revestimiento (TR), es posible obtener gastos del orden de 80,000 bpd (Díaz, 1997). En la tabla 4.7 se enlistan las ventajas y desventajas del BN continuo.

Ventajas BN continuo	Desventajas BN continuo
<ul style="list-style-type: none"> • Inversiones bajas para pozos profundos • Bajo costo en pozos con la producción de arena. • Flexibilidad operativa (cambio de condiciones de operación). • Adaptable en pozos desviados. • Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos. • El equipo superficial puede centralizarse en una estación. • Las válvulas son recuperadas con línea de acero (reparaciones baratas). 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una fuente continua de gas. • Costos operativos altos cuando el gas es comprado. • Costos operativos altos cuando el gas es amargo. • Nivel de fluido en el pozo (alto IP y presión alta) • Almacenamiento de gas a alta presión (riesgo medioambiental). • TR bien cementada (presiones altas en su interior).

Tabla 4. 7. Ventajas y desventajas del BN continuo (tomada de Cárdenas, 2008).

BN Intermitente

Consiste en producir periódicamente cierto volumen de aceite impulsado por el gas inyectado a alta presión desde la instalación superficial al espacio anular, por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos, para posteriormente pasar a la TP a través de una válvula que va insertada en la pared de la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación y que se ha estado acumulando en la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno del “resbalamiento” del líquido que ocurre dentro de la TP, sólo una parte del volumen de aceite expulsado inicialmente, se recupera en la superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al nuevo bache de aceite en formación. El flujo intermitente en BN es utilizado en pozos con volúmenes de fluido relativamente bajos, en pozos con alto índice de productividad con bajas presiones de fondo y pozos con bajo índice de productividad con bajas presiones de fondo (columna hidrostática del orden del 30 % o menor en relación con la profundidad). En el BN intermitente puede usarse un solo punto o múltiples para la inyección de gas, a través de más de una válvula de bombeo neumático. Las ventajas y desventajas de utilizar BN, se muestran en la tabla 4.8.

Ventajas del BN intermitente	Desventajas del BN intermitente
<ul style="list-style-type: none">• Inversiones bajas para pozos profundos• Bajo costo en pozos con alta producción de arena• Flexibilidad operativa• Adaptable a pozos desviados• Tiene la mayor vida útil de los SAP.• El equipo superficial puede centralizarse en una estación.• Las válvulas son recuperadas con línea de acero.	<ul style="list-style-type: none">• Requiere una fuente continua de gas.• Los gastos de producción son reducidos.• Su eficiencia es muy baja (10-15%).• Mayor volumen de gas por cada barril producido.• Almacenamiento de gas a alta presión.• TR bien cementada (presiones altas en su interior).

Tabla 4.8. Ventajas y desventajas del BN intermitente (tomada de Cárdenas, 2008).

4.3.1.2 Bombeo electrocentrífugo “BEC” (Electric Sumersible Pumping)

El sistema artificial de producción BEC, básicamente es un mecanismo que añade energía en la tubería de producción por medio de un incremento de presión, generado a partir de una bomba operada por un motor eléctrico, con lo cual el fluido en el pozo es impulsado hacia la superficie.

Los sistemas de bombeo electrocentrífugo se componen de bombas centrífugas multietapas movidas por un motor eléctrico. La bomba y el motor normalmente se encuentran suspendidos en la tubería de producción, donde el motor se coloca debajo de la bomba y ésta descargando francamente dentro de la tubería. La energía que requiere el motor es suministrada por medio de un cable triple-conductor, el cual se prolonga del motor a la superficie a través del espacio anular que se forma entre la TP y la TR.

En la bomba centrífuga, la velocidad impartida al fluido por el impulsor-difusor es llamada etapa. En una bomba multietapas, la descarga de una etapa es la entrada de la siguiente; por lo que a un mayor número de etapas se entregará una mayor presión en la salida de la bomba (Franco, 2007).

Componentes del equipo de bombeo electrocentrífugo

El bombeo electrocentrífugo se divide en dos componentes principales: componentes superficiales y componentes subsuperficiales (figura 4.4).

Componentes superficiales

Se compone de un transformador, el tablero de control y la caja de seguridad; se utiliza un cable eléctrico para conectar cada uno de ellos, adicionalmente se recurre a un cable tipo AWG, para aterrizar los cables a la TR del pozo. Se recomienda utilizar una varilla de tierra separada 2 m cerca del tablero de control y una cerca de la caja de control.

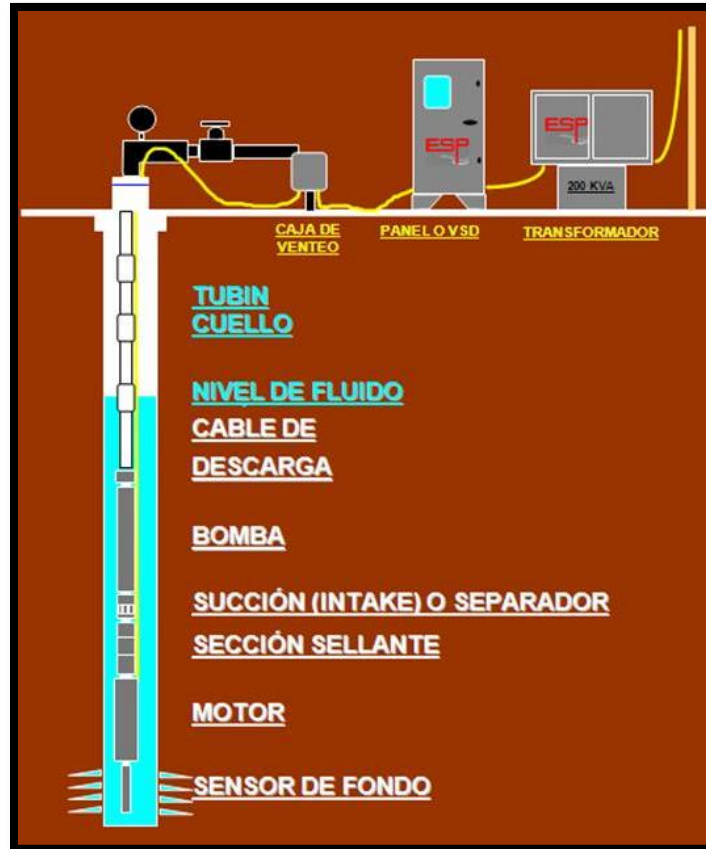


Figura 4.4. Componentes del BEC (tomada de Cárdenas, 2008).

- Válvula de retención. Generalmente se instala a una distancia de dos juntas de tubería de producción sobre la bomba. Es usada para mantener la sarta de tubería llena de fluido cuando la bomba no esté operando. El regreso del fluido causa que la bomba gire en sentido inverso y puede causar una condición de cerradura del rotor en un reinicio cuando la potencia es aplicada al motor. La potencia eléctrica surge durante la condición de cerradura del rotor, la cual puede quemar el motor, el cable, el control superficial o los fusibles eléctricos, si la potencia eléctrica es aplicada por largo tiempo; por lo tanto, la válvula de retención debe ser examinada por fugas bajo un programa periódico.
- Válvula de drenaje. Se localiza arriba de la válvula de retención, es un dispositivo para purgar el bache usado durante la operación de bombeo.

Componentes subsuperficiales

- Motor eléctrico. Deber ser instalado en la parte inferior del aparejo. El motor eléctrico recibe la energía desde una fuente superficial por medio de un cable, los principios básicos de diseño y operación son los mismos que los motores eléctricos ordinarios, lo que cambia son sus dimensiones; tienen un diseño compacto que le permite ser introducido en la TR y satisfacer grandes requerimientos de potencia, además de soportar altas torsiones en el arranque para paulatinamente lograr su velocidad de operación.
- Protector o sección sello. Se ubica entre la bomba y el motor, este componente es una pieza fundamental en el ensamblaje y de no ser seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. Las funciones básicas del protector son: evitar que los fluidos del pozo entren al motor, proporcionar un depósito para la expansión y contracción del aceite del motor causado por los cambios de temperatura y de presión, igualar la presión interna del motor con la presión externa del fluido del pozo, soportar la carga axial (empuje) desarrollada por la bomba y transmitir el torque desarrollado en el motor hacia la bomba, a través de la flecha del motor.
- Separadores de gas
- Cable eléctrico.
- Guía o centralizador.
- Sensor de fondo. Este dispositivo es muy importante en los equipos de BEC, envía información de los parámetros de operación del equipo y del pozo, como son temperatura y presión, datos que son utilizados para determinar las condiciones a las cuales está operando el equipo.
- Bomba centrífuga. Es el principal elemento del sistema y su función es la de convertir energía mecánica en energía cinética, generando energía de presión y velocidad en el fluido para que éste sea impulsado hacia la superficie. Las bombas centrífugas son de multietapas, cada etapa de una bomba centrífuga consiste en un impulsor que rota y un difusor estacionario, el impulsor al rotar agrega velocidad a la corriente del fluido por la fuerza centrífuga.

En la tabla 4.9 se enlistan las ventajas y desventajas del BEC.

Ventajas del BEC	Desventajas del BEC
<ul style="list-style-type: none"> • Es un método flexible para producir en el rango de bajos a altos gastos de flujo. • Puede manejar altos gastos de flujo y altas proporciones de agua • Normalmente el costo de bombeo por barril decrece conforme se incrementa el gasto de flujo. • Mínimo equipo requerido en superficie. • La ausencia de ruido en superficie produce un bajo impacto ambiental. • Es fácil la automatización, supervisión y control. • Es aplicable a pozos horizontales y desviados. 	<ul style="list-style-type: none"> • El costo inicial del equipo de BEC es relativamente alto. • El cable eléctrico tiene muchos problemas de operación. • Es aplicable a profundidades medias. • Está limitado a ciertas temperaturas de operación (motor y cable). • La eficiencia de la bomba es afectada por el gas libre, por lo que en pozos con alta RGA requiere atención especial. • Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación, ya que se tiene que retirar todo el aparejo para su mantenimiento. • Requiere fuentes económicas de suministro de energía.

Tabla 4.9. Ventajas y desventajas del BEC (tomada de Cárdenas, 2008).

Mejoras en el BEC para ser utilizado en pozos de aceite pesado

El aceite pesado para ser impulsado del fondo del pozo a la superficie requiere mayor energía, esto debido principalmente a su alta viscosidad y densidad; este requerimiento adicional de energía incrementa los costos operativos del BEC, por lo que se han desarrollado técnicas de reducción de viscosidad. Uno de estos métodos con mayor éxito es el de inyección de diluyentes (Cárdenas, 2008).

- Inyección de diluyentes a pozos con BEC

Esta técnica consiste en la inyección de crudo de alta densidad API que mezclado con el crudo de baja densidad API, disminuye la viscosidad del fluido a producir. Inicialmente el hidrocarburo diluyente era inyectado en la cabeza del pozo reduciendo la viscosidad en la línea de producción, con lo cual se generaba un abatimiento de presión en la cabeza del pozo, que en la mayoría de los casos aumenta la producción. Sin embargo, una nueva técnica se ha desarrollado en los campos de Venezuela, la cual consiste en inyectar diluyente en el fondo del pozo permitiendo una mejora significativa de la técnica. La inyección de diluyente puede ser realizada a través de tuberías capilares desde la cabeza del pozo o simplemente inyectando desde el espacio anular.

4.3.1.3 Sistema artificial de producción combinado (BEC y BN)

De acuerdo a un estudio realizado por Franco (2007), en los campos de KMZ, una alternativa para los pozos de este activo, es un sistema artificial de producción combinado que unifica las bondades de los sistemas BEC y BN.

El sistema consiste de un doble SAP, instalado en un mismo pozo y operado al mismo tiempo, donde la idea es maximizar los beneficios de cada una de estas tecnologías para incrementar la recuperación y producción de hidrocarburos. El objetivo es minimizar los requerimientos totales de energía y maximizar la producción, lo cual puede lograrse de la siguiente manera: el equipo electrocentrífugo es diseñado con el propósito de ayudar a bajar la contra presión de los fluidos para tener menos requerimientos de presión en la optimización del bombeo neumático; el BN por su parte, es usado para aligerar la densidad del fluido y así reducir el tamaño de la bomba del BEC, obteniéndose un caso particular de sinergia que maximiza las bondades de cada SAP.

4.3.2 Recuperación secundaria, procesos de recuperación mejorada (EOR) y recuperación avanzada (IOR)

Tradicionalmente, los procesos de recuperación se han dividido en tres categorías, de acuerdo a su orden cronológico: primaria, secundaria y terciaria (Green, 1998) (figura 4.5).

Durante la recuperación primaria, el hidrocarburo es producido con la energía natural del yacimiento. Cuando la presión en el yacimiento disminuye a tal punto que ésta no proporciona un empuje suficiente para mover a los fluidos hacia los pozos productores, entonces otros fluidos como el agua o el gas pueden ser inyectados para aumentar la presión existente en el yacimiento. A la conversión de algunos pozos productores a inyectoros y la subsecuente inyección de gas o agua para mantener la presión del yacimiento se le conoce como recuperación secundaria. En términos generales, para yacimientos convencionales, el porcentaje de recuperación de aceite al final de ambos procesos de recuperación (primaria y secundaria) se puede ubicar en un rango de entre 20 y 50 %, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento (Donaldson, 1989).

Históricamente la recuperación terciaria se ha referido a una tercera etapa de producción, donde se pueden aplicar gases de forma miscible, productos químicos y/o energía térmica para desplazar aceite adicional una vez que la recuperación secundaria llega a su límite económico; sin embargo, se podría definir simplemente como cualquier proceso de recuperación aplicado después de la recuperación secundaria (Lake, 1989).

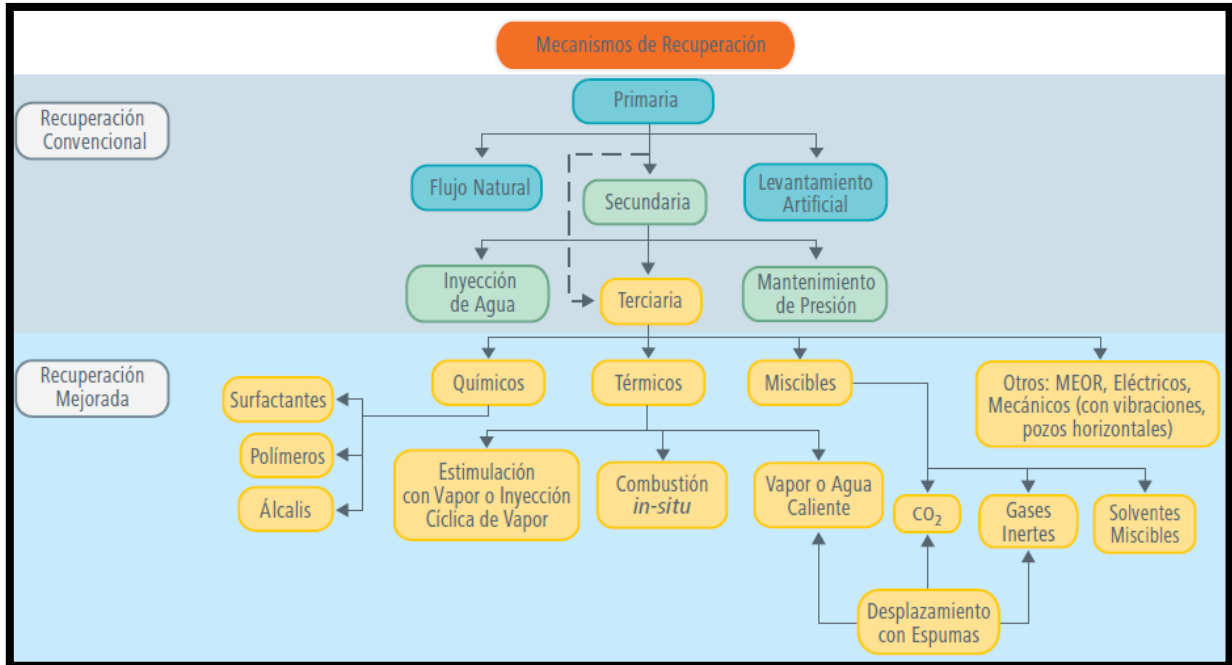


Figura 4.5. Clasificación tradicional de los métodos de recuperación (modificada de Lake, 1992).

Existen condiciones de producción no-convencionales adversas que hacen que los métodos convencionales de producción sean raramente aplicables. Tal es el caso de los aceites pesados y extra pesados, ya que como se mencionado con anterioridad, tienen la característica de tener alta viscosidad y en muchos casos bajo contenido de gas en solución. En este tipo de yacimientos, la recuperación primaria es muy baja, del orden del 5 % del volumen original, por lo que se requieren procesos alternativos de producción, que incluyan métodos térmicos o no-térmicos para extraer el aceite (Farouq, 1997).

4.3.2.1 Recuperación primaria

El comportamiento de recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción. La calidad de la administración de yacimientos también es importante, debido a que un mismo yacimiento puede explotarse de diferentes formas.

Asimismo, las políticas de la empresa operadora del campo juega un papel importante en el comportamiento de la producción (Satter, 1994).

La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de producción básicos que se presentan en yacimientos bajo la etapa de producción, los cuales son (tabla 4.10):

- Expansión del sistema roca-fluidos.
- Expansión del aceite por el contenido de gas disuelto.
- Expansión del casquete de gas.
- Imbibición espontánea.
- Empuje por afluencia del acuífero.
- Drene gravitacional

Estos mecanismos pueden actuar simultánea o secuencialmente en el yacimiento, dependiendo de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades de los sistemas roca-fluidos.

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	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% o más	La sugerencia del 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, gas y agua	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 cuando W_g no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la μ_o es baja (< 5 cp)

Tabla 4.10. Características de los mecanismos de producción primaria (modificada de Satter, 1994).

4.3.2.2 Recuperación secundaria

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

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo, en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un procesos de inyección de fluidos (Paris de Ferrer, 2001).

Generalmente, en yacimientos convencionales que gozan de una buena administración, se podrían esperar factores de recuperación en el rango de menos de 50 a 65 % del volumen original (CNH, 2012).

La inyección de agua es el método que ha sido más usado como recuperación secundaria.

4.3.2.3 Recuperación mejorada (EOR)

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. Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo) y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite (Lake, 1994). Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria).

Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). Existen casos de éxito en el mundo en donde el factor de recuperación ha superado el 70 % del volumen original in-situ (CNH, 2012).

Los hidrocarburos en los que se pueden aplicar técnicas de EOR tienen un amplio rango de características físico-químicas: desde crudos ligeros con altas densidades API y baja viscosidad hasta crudos con densidades API muy bajas y de viscosidad muy alta. Los métodos de EOR pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no-térmicos

(inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles), (figura 4.6)).

Los métodos térmicos se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados. Estos métodos tienen la menor incertidumbre y proporcionan cerca del 70 % de la producción mundial proveniente de métodos de EOR (CNH, 2012).

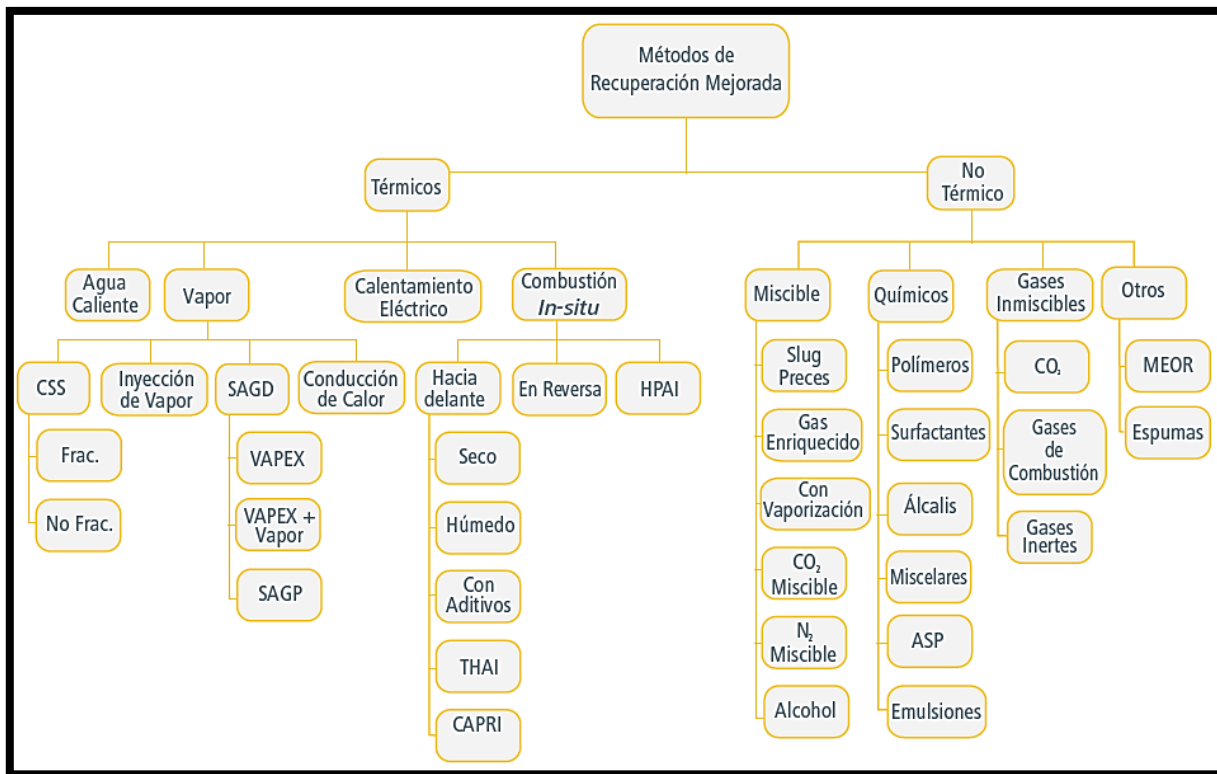


Figura 4.6. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada (tomada de CNH, 2012).

4.3.3.1 Descripción de los métodos de EOR

4.3.3.1.1 Métodos térmicos

El mecanismo de producción consiste principalmente en la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento. La temperatura del aceite se eleva drásticamente por lo que se expanden los fluidos; se evapora algo de líquidos y se reducen las viscosidades (aumentando la movilidad). De forma general, estos métodos consisten en la inyección de vapor o agua caliente y la inyección de aire, ambos bajo diferentes esquemas. Comúnmente se aplican a yacimientos de aceites pesados y viscosos (Lake, 1992).

Inyección de agua caliente

Básicamente el aceite es desplazado inmisciblemente por zonas donde la temperatura se incrementa, por la inyección de agua caliente y zonas que se encuentran a temperatura del yacimiento. La recuperación de aceite incrementa debido al aumento de la movilidad del aceite (resultado de la reducción de su viscosidad), y a la reducción de la saturación de aceite residual a altas temperaturas (existe una alteración de la tensión interfacial y de la mojabilidad). Estos procesos son aplicados a crudos relativamente viscosos (Chierici, 1994).

Inyección continua de vapor

Se inyecta vapor al yacimiento formando una zona de vapor que avanza lentamente hacia las zonas productoras (desplazamiento de aceite por agua condensada bajo condiciones inmiscibles). El aceite es movilizado por la reducción de su viscosidad, que resulta del aumento de temperatura del yacimiento. La saturación de aceite en las zonas barridas por el vapor puede reducirse aproximadamente hasta en un 10%, resultando en factores de recuperación en el rango de 50 a 60 % del volumen original (figura 4.7), (Chierici, 1994).

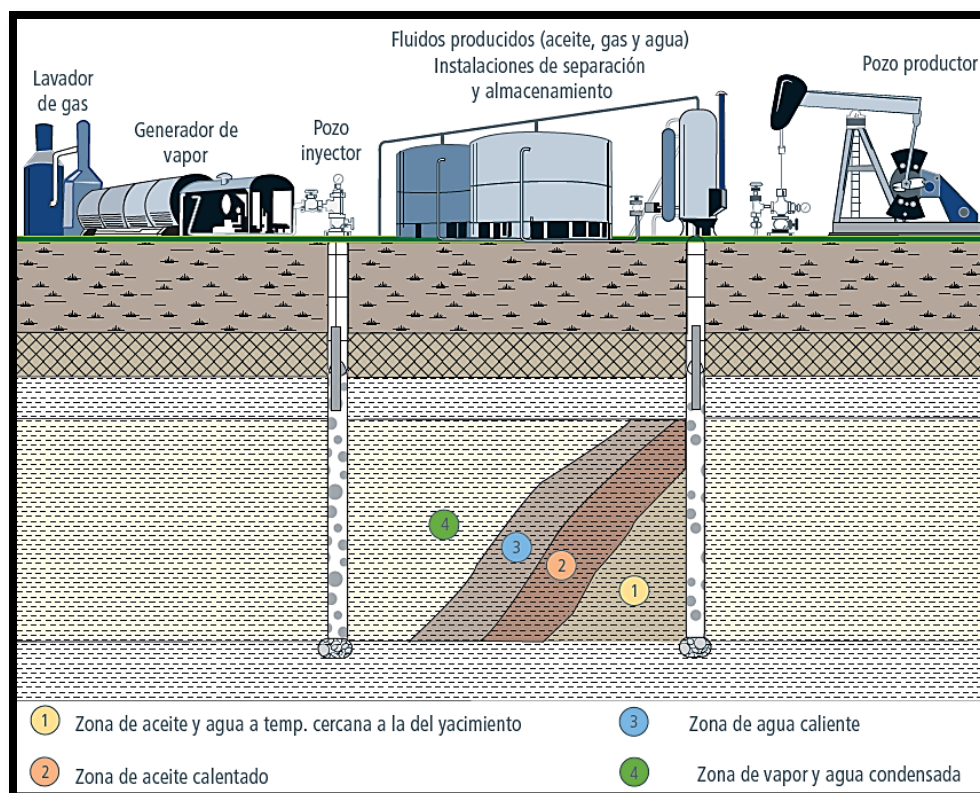


Figura 4.7. Diagrama de inyección de vapor (tomada de CNH, 2012).

Inyección cíclica de vapor (Cyclic Steam Stimulation “CSS”)

Es un método de recuperación que se realiza en un pozo que opera alternadamente como inyector y productor. Este proceso considera ciclos que básicamente consisten en tres etapas (figura 4.8). En la etapa inicial, el vapor se inyecta continuamente por un tiempo. Posteriormente el pozo es cerrado para que el calor inyectado se transfiera y distribuya en la vecindad del pozo. Finalmente el pozo es abierto a producción, donde inicialmente se observa un incremento de producción, por un período corto y después declinando lentamente durante un período que puede ir desde varios meses hasta un año. Puede proporcionar factores de recuperación del orden de 10 a 40 % del volumen original. Este tipo de inyección se aplica a aceites altamente viscosos (Thomas, 2008).

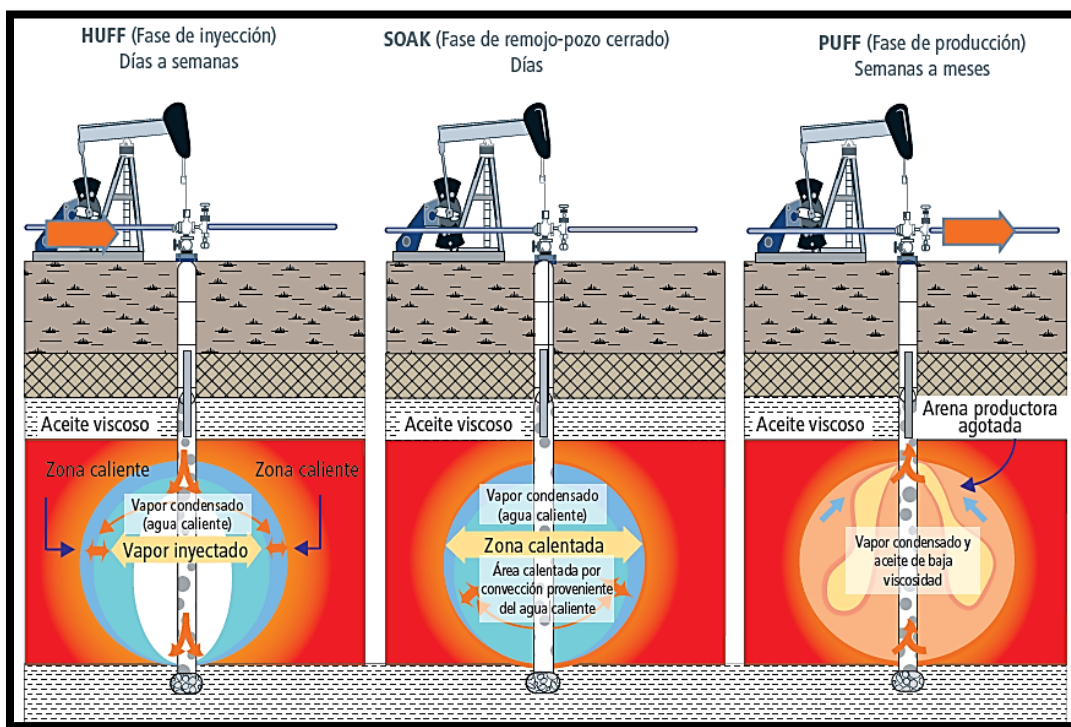


Figura 4.8 Diagrama de inyección cíclica de vapor (tomada de CNH, 2012).

Inyección de vapor asistida por gravedad (Steam-Assisted Gravity Drainage “SAGD”)

Este método emplea dos pozos horizontales, uno ubicado por encima del otro (figura 4.9). El pozo de arriba se emplea para inyectar vapor, mientras que en el de abajo se produce el aceite. Se forma una cámara de vapor hacia la cima por segregación gravitacional, lo que proporciona excelentes ritmos de producción. La permeabilidad vertical es un factor

importante para esta técnica. Los factores de recuperación con este método pueden llegar a ser del orden del 60%.

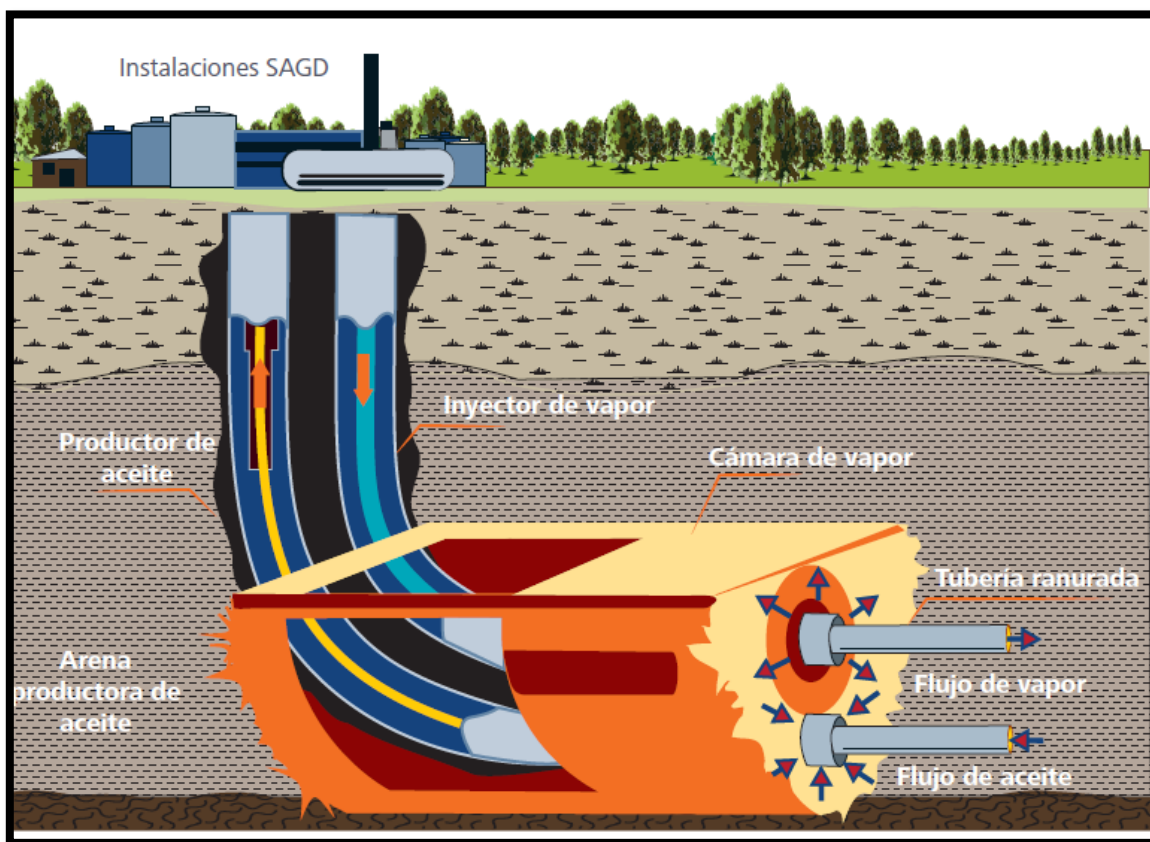


Figura 4.9. Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD), (tomada de CNH, 2012).

Los siguientes métodos se consideran variaciones del SAGD (Thomas, 2008):

VAPEX: se emplea una mezcla de solventes como fluido de inyección (etano, propano y butano) seguido de un gas transportador (N_2 o CO_2). El gas solvente se inyecta a condiciones del punto de rocío, tratando de que el solvente siempre permanezca en su fase gaseosa y con ello se propicie la generación de una cámara de gas solvente en la cima del área de drenaje.

Es-SAGD (Expansión del solvente de SAGD): se agrega aproximadamente un 10% de vapor a la mezcla de solventes para ganar 25% en la eficiencia energética cuando se aplica el VAPEX.

SAGP (Steam and gas push): un gas no-condensable (gas natural o N_2) es inyectado junto con el vapor para reducir la demanda de vapor que comúnmente tiene el SAGD.

Combustión in-situ

Involucra la combustión parcial del aceite para generar calor dentro del mismo yacimiento, reduciendo la viscosidad del aceite y dando un mejoramiento de la mezcla de hidrocarburos in-situ. Existen tres diferentes tipos: combustión seca “hacia adelante”, combustión húmeda “hacia adelante” y la combustión inversa. Para el caso de la combustión seca no se inyecta agua, mientras que para la combustión húmeda se inyecta agua junto con el aire (Teknica Petroleum Services, 2001).

La combustión convencional (hacia adelante) puede resumirse en tres etapas:

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

El aceite se produce por una combinación de mecanismos, entre los que se incluyen la evaporación, condensación, movimiento de gas en solución, desplazamiento miscible y craqueo térmico. La temperatura en la zona de combustión alrededor de los pozos inyectoros oscila entre 350-550 °C (Zavala, 2013).

El proceso de combustión convencional es ideal en el sentido de que una fracción indeseable de la mezcla de hidrocarburos se consume en forma de combustible en la forma de coque. Este tipo de combustión es aplicable a depósitos de aceite crudo que oscilen entre 10 y 40 °API, llegándose a tener una recuperación superior al 60 % del aceite in-situ.

La combustión inversa se caracteriza por que el frente de combustión avanza desde los pozos productores a los inyectoros. Este método puede aplicarse en campos con altas viscosidades del aceite y con densidades de entre 5 y 15 °API.

Combustion in-situ THAI (Toe to Heel Air Injection)

Este proceso es una variante de la combustión in-situ. La principal característica del proceso THAI es que utiliza un pozo inyector vertical que genera el frente de combustión, para que este se propague a lo largo del yacimiento casi verticalmente a lo largo de un pozo productor horizontal, desde el “dedo” (toe) hasta el “talón” (heel).

La figura 4.10 muestra un esquema del proceso de combustión in-situ y de su equipo superficial.

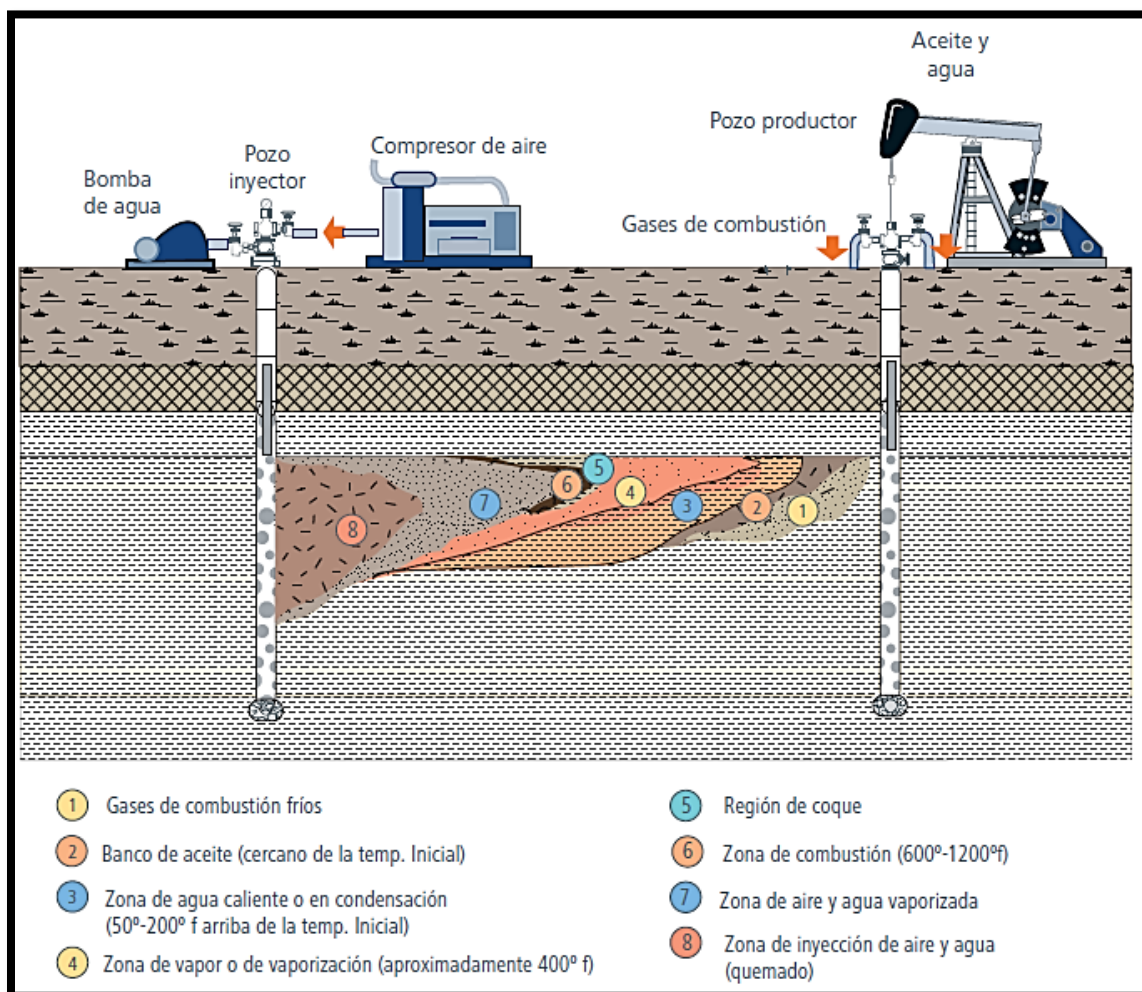


Figura 4.10. Proceso de combustión in situ (tomada de CNH, 2012).

Se puede inyectar aire, aire enriquecido con oxígeno o solamente O_2 . Se producen gases de combustión resultando en mejores condiciones de flujo (Chierici, 1994). Se introducen al pozo calentadores eléctricos para la ignición inicial; sin embargo, existen casos donde también se presenta la ignición espontánea, que ocurre debido a que la inyección de aire genera la oxidación de los hidrocarburos presentes, ocasionando un aumento en la temperatura (Zavala, 2013).

4.3.2.1.2 Métodos de inyección de gases

Estos métodos tiene por objetivo incrementar el número capilar, es decir, que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce. Estos métodos recuperan aceite por transferencia de masa.

Inyección de gases miscibles.

Algunos de los fluidos que se pueden utilizar en este proceso son gas natural, gases licuados de petróleo, CO₂, N₂ y gases de combustión. Es importante señalar que existen varios tipos de miscibilidad (Chierici, 1994):

- Miscibilidad al primer contacto. Ocurre cuando los fluidos son miscibles en cualquier proporción.
- Miscibilidad de contacto múltiple con condensación. La fracción de aceite intermedia en el yacimiento se condensa al gas inyectado, enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola cada vez más ligera.
- Miscibilidad de contacto múltiple por vaporización. Se puede explicar cuando se tiene un yacimiento con aceite ligero, rico en hidrocarburos intermedios y se le inyecta gas seco o N₂. A través de los contactos sucesivos entre el aceite y el vapor, el cual se está enriqueciendo por la vaporización de la fracción intermedia, se alcanza una composición miscible.

Métodos de inyección de químicos.

Muchos tipos de químicos se inyectan para recuperar el petróleo, donde destacan tres grupos principales: polímeros, surfactantes y álcalis. En la actualidad la inyección de polímeros ha sido aplicada con más frecuencia que los otros dos métodos. La inyección de químicos puede resultar exitosa para el desplazamiento del aceite remanente; se han reportado recuperaciones de aceite en el rango del 90 % tanto en laboratorio como en el campo.

Los polímeros de cadena larga son inyectados junto con agua u otros agentes de inyección para mejorar la relación de viscosidad, mediante lo cual se reduce la interdigitación viscosa.

Los químicos surfactantes son moléculas de cadena intermedia a larga que poseen tanto una sección hidrofílica como una sección hidrofóbica. Por lo tanto, las moléculas se acumulan en la interfase agua petróleo y reducen la tensión interfacial entre las fases.

Dado que las fuerzas capilares impiden que el petróleo se desplace a través de las restricciones mojables por agua, tales como las gargantas de los poros, la reducción de esas fuerzas puede incrementar la recuperación.

Una alternativa con respecto a los surfactantes son los químicos alcalinos con un pH elevado. Si el petróleo contiene una concentración suficiente de ácidos de cierto tipo, el álcali reaccionará in-situ para formar jabones. El objetivo es el mismo que el de la inyección de surfactantes, pero es probable que el grado de recuperación no sea tan alto como con los surfactantes (Al-Mjeni, 2011).

Los químicos son inyectados con el objetivo de reducir la tensión interfacial y/o disminuir la relación de movilidad a fin de mejorar el control sobre la movilidad. La figura 4.11 muestra el proceso de inyección de químicos (CNH, 2012).

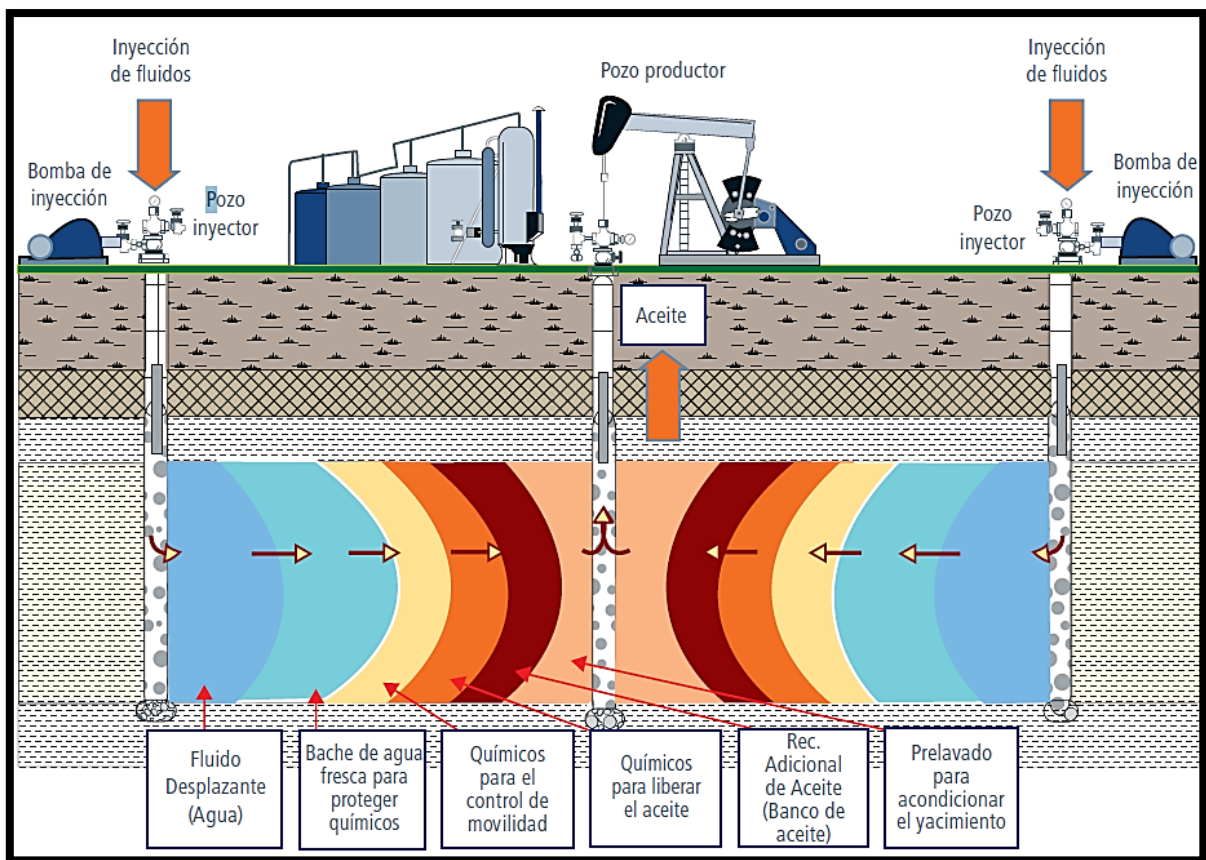


Figura 4.11. Proceso de inyección de químicos. Sección transversal de tres pozos de un patrón de 5 pozos (tomado de CNH, 2012).

Inyección de espumas

Las espumas son usadas para controlar la movilidad del gas en los procesos de EOR que involucran inyección de gases y vapor. La habilidad de las espumas para disminuir la movilidad del fluido inyectado, bajo ciertas condiciones, ayuda a reducir la tendencia del gas o vapor a segregarse y la canalización, lo que se traduce en una mejor eficiencia de barrido y, por lo tanto, en una mayor recuperación de aceite (Shrivastava, 1999).

Inyección de geles

Los geles son utilizados para mejorar la eficiencia de barrido. Estos fluidos tienen alta viscosidad, por lo que pueden ayudar a taponar zonas altamente permeables para prevenir la canalización de los fluidos inyectados y, por consiguiente, su irrupción temprana. Los geles también se pueden utilizar para reducir el volumen de agua que se produce junto con el aceite.

Inyección inteligente de agua (Smartflooding)

Se describe como un rubro independiente debido al gran auge que estos métodos actualmente tienen en la industria debido a los resultados prometedores. También se le conoce como inyección de salmuera de baja salinidad. La modificación de la química del agua inyectada conlleva a un comportamiento de mojabilidad optimizado. En este proceso se trata de disminuir la fuerza iónica del agua.

Dos efectos que tiene este tipo de inyección son la desestabilización y movilización de capas de aceite, así como la migración de finos debido a la desestabilización de arcillas.

Inyección microbiana

Se inyecta una solución de microorganismo y nutrientes. Los microorganismos son utilizados para producir químicos, llamados metabolitos, que mejoran la recuperación de aceite. En este método se reduce la viscosidad por la producción de gas o degradación de hidrocarburos saturados de largas cadenas; se mejora la permeabilidad absoluta de la roca debido a la generación de ácidos que disuelven la matriz de la roca; se reduce la viscosidad del aceite por biosurfactantes y se crea taponamiento selectivo por microorganismos y biopolímeros (Lacerda, 2012).

Híbridos

Se le llama híbridos a la nueva generación de técnicas que utiliza una combinación de otras, a fin de hacer el proceso general más eficiente y se minimice la retención o pérdida de químicos (Spildo, 2012). Entre estos se encuentran:

- Inyección de salmuera de baja salinidad con surfactantes.
- Inyección de agua alternada con inyección de gas (WAG).
- Inyección cíclica de CO₂.
- Inyección de polímero-surfactante-álcali (ASP).

4.3.4 Recuperación avanzada (IOR)

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible.

Una nueva forma de visualizar a los métodos de recuperación puede ser a partir de la agrupación de los métodos que se consideren fluidos con la capacidad de desarrollar miscibilidad, como se propone en la figura 4.12.

Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales; polímeros para el control de la movilidad (Stosur, 2003); así como las prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos.

4.3.5 Potencial de IOR-EOR de México

Cantarell y KMZ podría incorporar mayor producción y mayores volúmenes de reservas a través de optimizar el comportamiento de sus yacimientos al implementar procesos de IOR-EOR y por revisión de los parámetros de porosidad y saturación. Por ejemplo, en Cantarell existen cerca de 15 mmmb almacenados en el sistema matriz, de los cuales se podría obtener un volumen considerable.

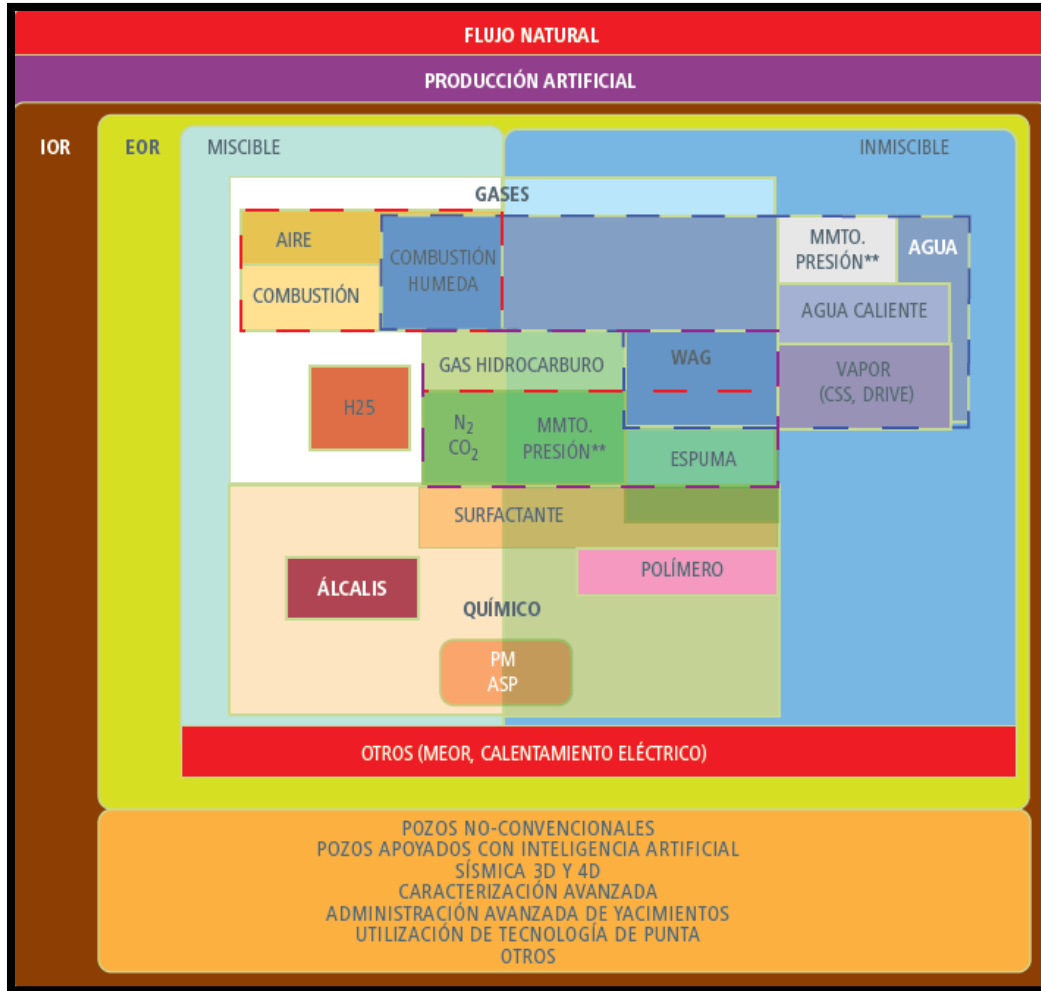


Figura 4.12. Nueva propuesta de clasificación de métodos IOR-EOR (Tomada de CNH, 2012).

Algunas de las posibles pruebas piloto se presentan a continuación:

- Inyección de surfactantes en la parte alta del yacimiento, de tal forma que reduzcan la tensión interfacial entre el agua y el aceite, y alteren la mojabilidad de la roca (de mojabilidad intermedia a sistema preferentemente mojado por agua). De esta manera se pueden obtener cantidades adicionales de aceite, acelerando el drene gravitacional.
- Evaluación del beneficio de los procesos de drene gravitacional e imbibición espontánea o forzada asistidos por químicos en las zonas cercanas a los contactos gas-aceite y agua-aceite (*sudación inteligente*).
- Inyección de CO₂, gases hidrocarburos, químicos y productos químicos con formulaciones no convencionales (combinación de espumas, surfactantes, polímeros, álcalis, etc.), en las diferentes zonas invadidas por gas del casquete o

agua proveniente de los acuíferos asociados con el fin de alterar la mojabilidad de la roca, reducir la tensión interfacial y optimizar la relación de movilidades.

- Inyección de vapor, considerando equipos de generación de vapor en el fondo del pozo para conservar la calidad del vapor y extraer al hidrocarburo líquido de la matriz mediante la expansión térmica del aceite.
- Inyección de agua de baja salinidad, la cual podría ser una alternativa que tenga efectos de cambios de mojabilidad y presiones capilares en matrices de rocas carbonatadas. Evaluar la posibilidad de realizar una combinación de las diferentes pruebas piloto, ya que no son mutuamente excluyentes, y la naturaleza de este tipo de yacimientos puede permitir esta combinación (CNH, 2013).

Candidatos para las pruebas piloto de EOR

Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con mojabilidad preferencial al aceite, se encuentran actualmente saturados, con casquetes de gas considerables y con zonas invadidas por el avance de los acuíferos asociados. Con el fin de extraer el aceite remanente en la matriz, se requieren técnicas de EOR-IOR no convencionales que ayuden a recolectar el aceite de todas las zonas con gran potencial de hidrocarburos (CNH, 2012).

Con base en lo anterior y con el fin de alterar la mojabilidad de la roca, reducir la tensión interfacial y optimizar la relación de movilidades, se recomienda evaluar pruebas piloto de productos químicos con formulaciones no convencionales (descritas anteriormente) en diferentes zonas invadidas por gas del casquete o agua del acuífero.

Para los yacimientos siliciclásticos del JSO se puede advertir que las tecnologías potenciables son la inyección de gases hidrocarburos, CO₂ y aire para combustión in situ. Por su parte, para los yacimientos carbonatados de la brecha y del JSK resultaron viables la inyección de gases miscibles; gases hidrocarburos y CO₂.

Para el Activo KMZ es aplicable la técnica de inyección de aire para combustión en los yacimientos siliciclásticos. Es importante considerar que estos yacimientos tienen un factor de recuperación muy bajo, el cual se puede deber a su etapa temprana de explotación. Adicionalmente en el yacimiento siliciclástico de Lum se puede aplicar la inyección de CO₂. Por su parte el yacimiento carbonatado de Zaap resultó candidato para la inyección de gases miscibles (CNH, 2012).

4.4 Estrategias de desarrollo

De acuerdo a PEMEX (2013), el proyecto de explotación Cantarell tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 1,592.8 millones de barriles de aceite y 938.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, en el período 2013-2017, con una inversión de 306,339 millones de pesos.

Se contempla perforar 130 pozos de desarrollo y un pozo inyector, realizar intervenciones mayores (145 reparaciones y 8 conversiones a pozos inyectores), así como 1,476 reparaciones menores y 288 taponamientos; la construcción de 6 plataformas de producción y una de procesos, la instalación de una estructura adjunta tipo trípode y una dosada, y la construcción de 34 ductos para el transporte de fluidos. Asimismo, se instalarán equipos de separación, deshidratación y manejo de agua y aprovechamiento del gas (CNH, 2013).

La producción de Cantarell pasará de 444 Mbd en 2012 a 148 Mbd en 2026, y se mantendrá como el segundo proyecto más importante, por lo menos hasta 2021. Esto se debe a que Cantarell se encuentra en una etapa del ciclo donde requiere recuperación secundaria y mejorada. Con el fin de disminuir la caída en la producción de Cantarell, PEP comenzó a desarrollar campos adyacentes para aprovechar la infraestructura actual. Además, se ha continuado con la aplicación de tecnologías que permitan controlar de mejor manera la cantidad de agua y gas en el yacimiento (SENER, 2012).

PEMEX (2013) anunció que gracias a sus 170 pozos productores, KMZ es por tercer año consecutivo el mejor campo productor de cualquier compañía petrolera estatal, llegando a una producción promedio diaria de 865,000 barriles de petróleo en diciembre de 2012, un nuevo record de producción para el campo.

Para 2012, KMZ ya producía un tercio del petróleo de México, dándole una gran importancia en los planes estratégicos de PEMEX. Tomando ejemplos de otros campos alrededor del mundo, Petróleos Mexicanos aplica modelos numéricos y de comportamiento de flujo en los pozos, así como simulaciones para maximizar la producción en KMZ.

El objetivo de PEMEX era desarrollar KMZ para que tuviese una producción estable de alrededor de 800,000 bpd para 2011, pero para el año 2009 ya se había alcanzado esta cifra (Mexico Oil & Gas Review, 2012).

Con el ocaso de Cantarell, Pemex tuvo que diversificar su producción tal y como se aprecia en la figura 4.13.

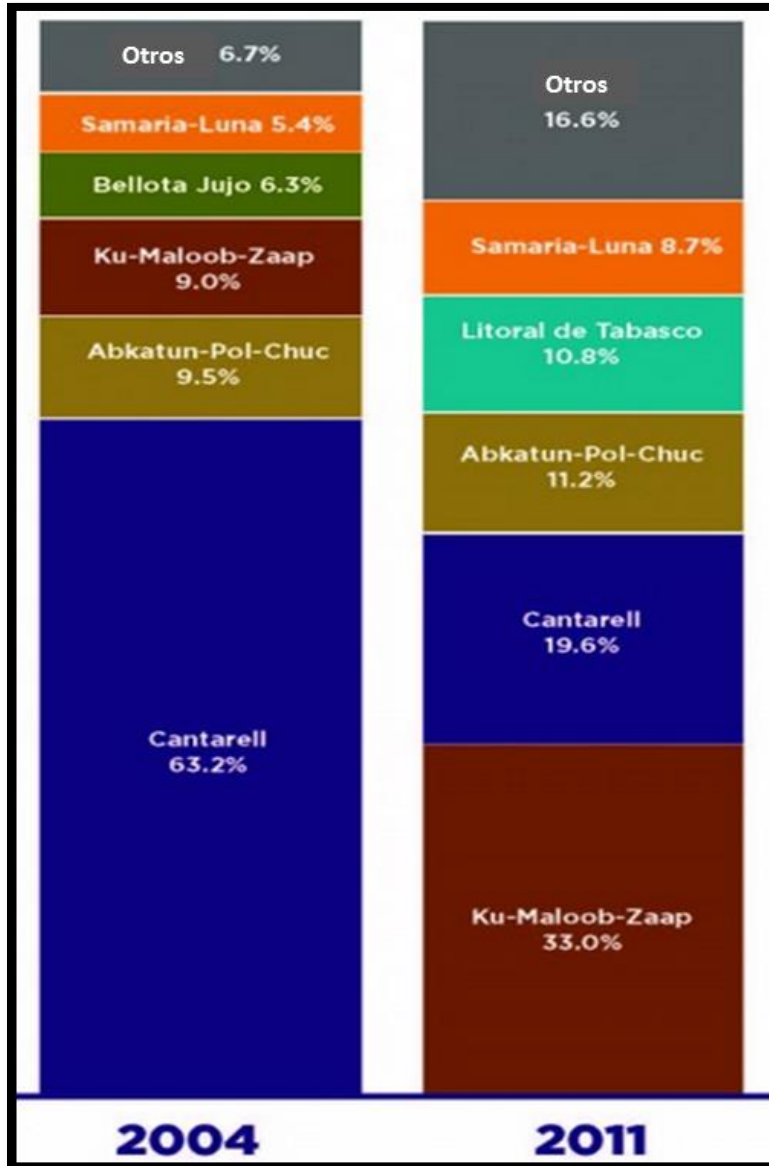


Figura 4.13. Diversificación de la producción de Pemex 2004-2011 (tomada de Mexico Oil & Gas Review 2012).

El desarrollo de KMZ incluye la perforación de 82 pozos, de los cuales cuatro son de inyección de nitrógeno; la construcción de 17 plataformas: siete de perforación, cuatro de producción, cuatro habitacionales, una de telecomunicaciones y una de procesamiento. Además de la construcción de 42 ductos que totalizan 189 km de largo (Offshore technology, 2013).

4.4.1 Proyecto de desarrollo

Dentro de los objetivos y alcances propuestos para el desarrollo y administración de los campos, PEP prevé conservar la plataforma de producción en 850 mil bpd hasta el primer trimestre de 2017 y lograr un nivel de aprovechamiento del gas de 98 %.

Actualmente se plantea mantener la presión de los principales yacimientos mediante la inyección diaria de 650 millones de pies cúbicos de nitrógeno; administrar la producción de los pozos para lograr un avance controlado de su explotación y el aseguramiento del flujo de crudo pesado mediante la ejecución de proyectos de bombeo electrocentrífugo (BEC).

PEP desarrolla el proyecto de deshidratación y desalado para asegurar el cumplimiento de distribución y calidad del crudo (La Jornada, 2012).

En noviembre de 2011, Petróleos Mexicanos invirtió \$2.65 mmm en el campo para instalar la tecnología “Gun Barrel” y mejorar la calidad del aceite. Tiene una capacidad para tratar 1, 100,000 bpd. Además, Pemex ha realizado contratos para suministro de Nitrógeno hasta el 2027 para mantener la presión del yacimiento (Offshore technology 2013).

Alcance del proyecto

El objetivo del proyecto es disminuir la declinación de la producción de crudo pesado en la RMN de PEP, reponiendo el crudo que Cantarell deje de aportar en los siguientes años; para ello el activo integral KMZ se prepara para producir alrededor de 850,000 bpd. Para lograr este objetivo las estrategias de explotación del complejo KMZ están encaminadas a los siguientes puntos en específico:

- Desarrollar los campos del activo, mediante la perforación de nuevos pozos utilizando tecnologías de vanguardia (pozos horizontales y multilaterales), que permitan aumentar la productividad de estos pozos.
- Optimizar la explotación de los campos de mayor desarrollo, mediante la implementación de Sistemas Artificiales de Producción en los pozos: BN Y BEC y la combinación de ambos. Así como la utilización de métodos de estimulación de pozos.
- Mantenimiento de la presión en los yacimientos mediante la inyección de nitrógeno bajo un esquema similar al de Cantarell.
- La construcción de infraestructura necesaria para el desarrollo y manejo en superficie del incremento de la producción de sus campos.

Actualmente PEMEX Exploración y Producción en la Región Marina Noreste, está realizando el primer mega proyecto denominado: “Aseguramiento de flujo con sistema artificial de producción por bombeo electro centrífugo incluyendo el equipo superficial y subsuperficial”, donde considera explícitamente la transferencia tecnológica en sus tres componentes: personal, procesos y tecnologías.

El alcance de este Proyecto consiste en la Instalación del Sistema Artificial de Producción por Bombeo Electro Centrifugo en 122 pozos, de los que 77 son de los Campos Maloob – Zaap; 23 de Ek Balam y 22 de Ayatsil.

Para el periodo 2011-2016 se espera una producción incremental de aceite de 288 millones de barriles. En el año 2016 se tiene planeado alcanzar la producción máxima de aceite de 260 mil barriles diarios. Los fluidos producidos de estos yacimientos, están clasificados como pesados y extra pesados, su densidad del aceite oscila entre los 11 y 13 °API y su viscosidad del aceite de 283 a 560 centipoises en un rango de temperatura de 114 a 130 °C (SENER, 2011).

Además este proyecto incluye lo siguiente:

- Desarrollo de Ingeniería de Equipo Superficial y Sub superficial.
- Suministro e Instalación de equipos superficiales (Cuartos de Control y Variadores de Frecuencia).
- Mantenimiento Correctivo y Preventivo al Equipo Superficial.
- Servicio de Aseguramiento de Flujo mediante la operación asistida de sistemas
- Bombeo Electro centrífugo.
- Optimización de la operación de los sistemas con Bombeo Electrocentrífugo
- Para asegurar la transferencia tecnológica se plantean cursos, talleres, estancias, certificación y formación de instructores internos.
- En cuanto a tecnología se establece la incorporación de aprendizaje a partir de monitoreo en tiempo real, análisis de fallas, mejores prácticas y actualización tecnológica continua.
- El armado y desarmado de equipos en talleres del contratista en Cd. Del Carmen, permitirá al personal de PEMEX Exploración y Producción profundizar en el conocimiento de componentes superficiales y sub superficiales del Bombeo Electrocentrífugo.

Geofísica

Debido a la aplicación de métodos de recuperación secundaria y, en el futuro, la posible aplicación de métodos de recuperación mejorada, es importante considerar el uso de tecnologías, tales como sísmica 4D y registros dieléctricos, que permitan determinar con precisión los volúmenes de aceite remanente en zonas no barridas o en las zonas invadidas por gas y/o agua.

– Sísmica 4D (técnica de lapsos)

Los datos sísmicos 4D son una herramienta cuantitativa para describir la distribución espacial de las propiedades y compactación de los yacimientos. Asimismo, esta información se puede utilizar para optimizar la inyección de agua ya que proporciona conocimiento del movimiento del agua.

Por ejemplo, la sísmica 4D fue implementada en el campo Ekofisk en el Mar del Norte, donde ayudó a describir de manera cualitativa la distribución espacial de la compactación y subsidencia del campo. La información 4D también mostró que algunas fallas son barreras a la entrada de agua. Estas observaciones ayudaron en la mejora del ajuste histórico del modelo de simulación numérica, así como a explicar los resultados de las perforaciones y a planificar las rutas óptimas de pozos para futuras perforaciones.

En resumen, la sísmica 4D forma parte de un proceso multidisciplinario que requiere de la colaboración de especialistas en geología, geomecánica, geofísica y de yacimientos para optimizar la ubicación de pozos y la administración de los yacimientos (Smith, 2002).

5. Métodos de perforación

5.1 Perforación recomendada para aceite pesado

Los pozos que se planean o se realizan en yacimientos de petróleo pesado, plantean una diversidad de complejidades relacionadas con su perforación y terminación. Tales complejidades incluyen la perforación de pozos estables en formaciones no consolidadas, el emplazamiento preciso de pozos horizontales, el diseño de las tuberías, cementaciones duraderas para pozos que experimentan temperaturas extremas, la instalación de equipos de control de la producción de arena, terminación de pozos y sistemas artificiales de producción, que deben operar eficazmente bajo las condiciones más rigurosas. Todas estas operaciones se ven beneficiadas con la adopción de un enfoque de ingeniería integrado que puede basarse en la experiencia mundial para dar soluciones a nuevos problemas asociados con el petróleo pesado (Alboudwarej *et al.*, 2006).

Los pozos que experimentan variaciones de temperaturas extremas, tales como los que se emplean en métodos de recuperación secundaria y mejorada (CSS y SAGD), requieren equipos de terminación especiales de alto desempeño. Las temperaturas elevadas pueden hacer que los elastómeros comunes fallen y se rompan, dejando escapar la presión y los fluidos por la tubería de revestimiento, incrementando la posibilidad de corrosión de la misma y reduciendo la eficiencia de las operaciones de inyección de vapor.

Recientemente se han desarrollado sistemas no elastoméricos capaces de operar con temperaturas de hasta 343 °C y con presiones de hasta 21 MPa (3,046 psi). Estos sistemas mantienen la integridad de la presión, permitiendo al mismo tiempo el despliegue de equipos de monitoreo y control de yacimientos (Alboudwarej *et al.*, 2006).

La ubicación óptima de un pozo en un yacimiento de aceite pesado es crítica para maximizar la recuperación del hidrocarburo. Cuando el aceite es más denso y viscoso, se requiere un mayor esfuerzo para recuperarlo.

Algunos aceites pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. En la actualidad se perforan pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible. Se inyectan diluyentes como naftas o aceites ligeros de 47 °API, para reducir la viscosidad del fluido y mediante el empleo de sistemas artificiales de producción, tales como el BEC o el BN, se llevan los hidrocarburos a la superficie (Curtis *et al.*, 2002), (figura 5.1).

La perforación para pozos de aceite pesado contempla lo siguiente:

- Perforación de pozos estables en formaciones no compactas.
- Emplazamiento preciso de pozos horizontales.
- Cementaciones duraderas debido a temperaturas extremas.
- Instalación de equipos de control para producción de arena.
- Uso de elastómeros resistentes a altas presiones y temperaturas (343 °C, 21 MPa).
- Colgadores termales.
- Tuberías de revestimiento cortas diseñadas a medida.
- Empacadores y equipos de levantamiento artificial que puedan superar los 280 °C.

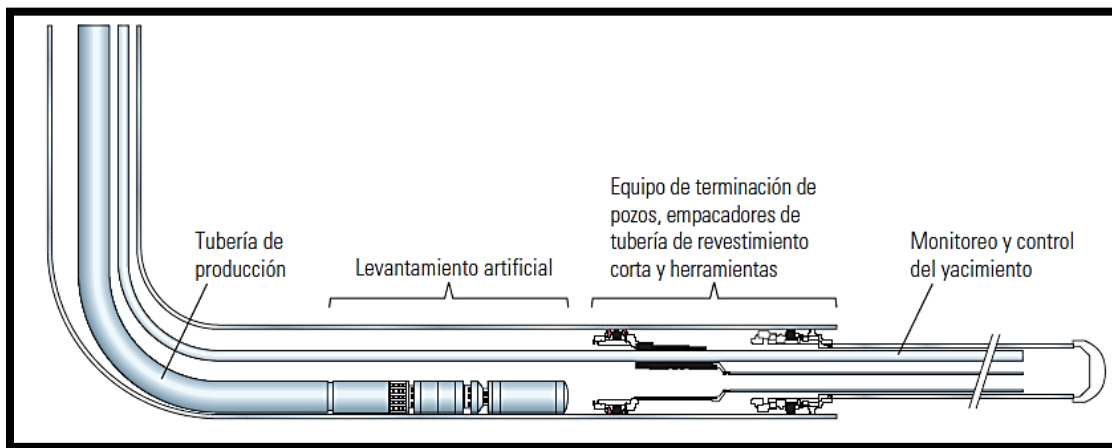


Figura 5.1. Terminación propuesta para un pozo CSS o SAGD horizontal (tomada de Curtis et al., 2002).

Ya sea que el pozo esté diseñado para operaciones a alta temperatura (recuperación secundaria y mejorada) o no, existen una serie de consideraciones fundamentales en el diseño para todos los pozos de aceite pesado. Estas consideraciones darán pauta a una recuperación eficiente de las reservas de hidrocarburos (PISTON WELL SERVICES INC, 2012).

Los pozos para aceite pesado deberán considerar y no limitarse necesariamente a los siguientes puntos:

- a) Ambiente del pozo durante toda su vida productiva
 - Cambios de temperatura
 - Cambios de presión

- Composición de los fluidos (densidad, viscosidad, RGA, contenido de parafinas, contenido de ligeros, etc.)
- b) Geología del pozo
- Sobrecarga (formaciones sin consolidar y reactivas)
 - Zona del objetivo
 - Zonas con pérdida severa de circulación
- c) Esquema de recuperación de hidrocarburos
- Duración esperada de la operación in situ
 - Gastos de inyección y de producción
- d) Trayectoria del pozo
- Vertical
 - Desviada
 - Horizontal
 - Multilateral
- e) Liner horizontal y colgador del liner
- Control de arena
 - Controladores de flujo
- f) Instrumentación y monitoreo
- Terminaciones inteligentes

En la figura 5.2 se muestra el esquema de un pozo para producir aceite pesado.

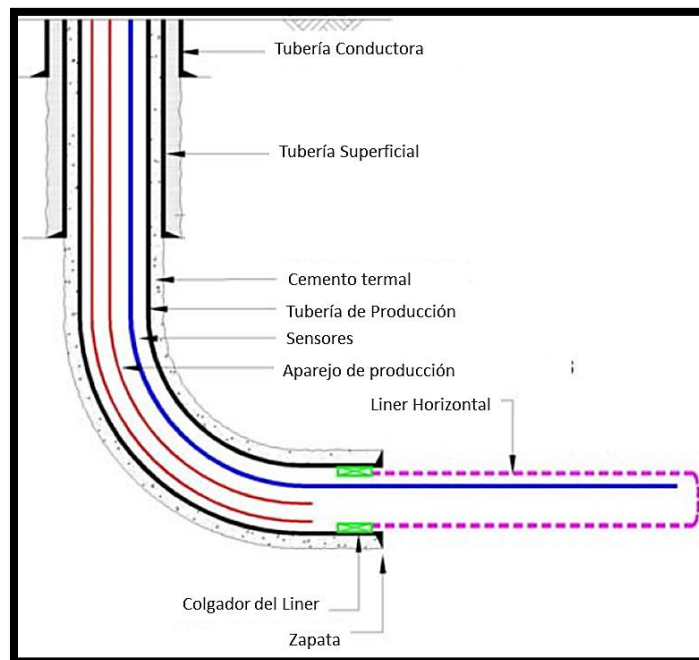


Figura 5.2. Pozo horizontal para aceite pesado (modificada de PISTON WELL SERVICES INC, 2012).

En el esquema podemos observar que se emplea cemento termal para poder resistir los cambios de temperatura ocasionados por las operaciones de recuperación secundaria y mejorada. Como ya se mencionó, se recomienda la perforación horizontal y multilateral para maximizar el área de contacto con las formaciones productoras y por lo tanto aumentar la recuperación de aceite. Finalmente se debe tener un monitoreo a través de sensores en el pozo.

5.2 Perforación para aceite pesado en la Sonda de Campeche

La aplicación de la perforación bajo balance (PBB) se ha implementado en los campos de la región marina incluyendo KMZ, con el propósito de evitar la pérdida total de circulación en las formaciones altamente fracturadas de la formación Brecha Terciario Paleoceno, Cretácico Superior y Cretácico Inferior, los cuales quedan expuestos después de cementar la TR intermedia.

La perforación convencional es la que se he efectuado en mayor número en la Sonda de Campeche, aunque a partir del año 2003 se tuvieron algunos pozos con perforación bajo balance (Cárdenas, 2008), teniendo como ejemplo los siguientes:

- Pozo Cantarell 1063-D.
- Pozo Pakal-1
- Pozo Cantarell 1004
- Pozo Cantarell 129-D

Se perforaron en total cuatro pozos con la tecnología de bajo balance, en tres de ellos se obtuvieron mejores índices de perforación al emplear fluido espumante, comparativamente con los alcanzados utilizando fluidos de baja densidad. El volumen de lodo perdido para los pozos de Cantarell, resulto menor al perdido con el fluido de baja densidad; en el caso del pozo Pakal, el volumen de fluido espumado perdido resultó mayor que en los pozos de Cantarell, por la necesidad de regresar fluido, sin embargo el rendimiento en metros por día del pozo Pakal-1 en relación a los pozos del área de Ku y Zaap, es mejor (Cárdenas, 2008).

Debido a las propiedades petrofísicas de los yacimientos de la Sonda de Campeche se recomiendan las siguientes tecnologías para el desarrollo del área (CNH, 2012):

- Perforación no convencional
 - perforación direccional

- perforación horizontal
- perforación multilateral
- perforación bajo balance
- perforación con presión controlada “Managed Pressure Drilling” (MPD).
- Terminaciones e instrumentación inteligentes
- Sistemas Artificiales de Producción
 - Bombeo Electrocentrífugo (BEC)
 - Bombeo Neumático (BN)

5.3 Métodos de perforación

En los inicios de la perforación de la industria petrolera, los pozos se hacían en forma vertical. Posteriormente, la necesidad de abatir costos en la perforación propició el desarrollo de trayectorias desviadas pero dirigidas a objetivos definidos, dando paso a los pozos direccionales.

La evolución tecnológica llevo a la industria hacia los pozos horizontales y de alcance extendido con herramientas denominadas “sistemas de navegación”. Por otra parte, las trayectorias no convencionales como los pozos con reentradas y los pozos multilaterales han permitido explotar áreas no alcanzables por los pozos de trayectorias convencionales, así como la explotación de varios yacimientos simultáneamente, dando como resultado adicional un incremento importante en la producción de petróleo (Aparicio, 2010).

Los avances actuales de la perforación de pozos están enfocados a evitar el daño a la formación productora, como es el caso de la formulación de nuevos fluidos de perforación y la perforación bajo balance. Las tecnologías para perforación de pozos en agujero reducido (slim hole) y con tubería flexible están en pleno desarrollo (CNH, 2011).

En el caso de yacimientos saturados, como la mayoría de los yacimientos del proyecto Cantarell, la columna de aceite se encuentra delimitada por un casquete de gas en la cima y por un acuífero asociado a la base. A la interface que divide el casquete de gas y la columna de aceite se le conoce como contacto gas-aceite (CGA). De forma análoga, el contacto agua-aceite (CAA), es la interface que divide la columna de aceite y el acuífero. De este modo, la altura de la columna de aceite es la distancia en metros verticales entre el CGA y el CAA (CNH, 2013).

La posición de los contactos es dinámica y varía de acuerdo a las condiciones de explotación, de modo que la profundidad del CGA se incrementa y la profundidad del CAA se reduce en la medida que transcurre el tiempo, lo cual establece el avance de los contactos, por lo que se recomienda el empleo de las siguientes tecnologías:

- Perforación no convencional (perforación direccional, perforación horizontal, perforación multilateral, perforación bajo balance y perforación con presión controlada “Managed Pressure Drilling”).
- Terminaciones inteligentes.

5.3.1 Perforación no convencional

Durante mucho tiempo los yacimientos se desarrollaron solo con pozos verticales y desviados, tecnología conocida generalmente como perforación convencional. A partir del 1980 la industria petrolera mundial empezó a perforar cada vez más pozos horizontales, posteriormente multilaterales y pozos de alcance extendido (CNH, 2011).

Conforme la industria requirió explotar el petróleo en zonas cuyos yacimientos representan mayor complejidad, se requirió que la tecnología de perforación desarrollara nuevas técnicas que redujeran, por una parte los tiempos y los costos de la perforación y por otra que se lograra extraer una mayor cantidad de hidrocarburos por pozo.

La mayoría de los yacimientos de aceite y gas se extienden de manera horizontal, por lo que la perforación del mismo nombre permite alcanzar un área mayor del yacimiento, a diferencia de la perforación vertical.

Otro tipo de perforación no convencional es la perforación bajo balance la cual tiene en cuenta en el yacimiento con el objeto de evitar daños a la formación o descontrolés. Existen otros tipos de perforación no convencional como son la perforación de alcance extendido, la perforación con tubería flexible, la perforación en aguas profundas y la perforación con tubería de revestimiento (CNH, 2011).

5.3.1.1 Perforación direccional

En parte, la capacidad para perforar pozos desviados surgió del desarrollo de la perforación giratoria y de las barrenas cónicas de rodillos. El diseño de estas barrenas provoca que se desplacen lateralmente, o avancen, en respuesta a diversos parámetros de la formación y de la perforación, tales como el echado y dureza de la formación, la velocidad de rotación, el peso sobre la barrena y el diseño del cono (Felczak, 2012).

Mediante el posicionamiento estratégico de los collares y estabilizadores de perforación en el BHA (conjunto de fondo rotativo “Bottom Hole Assembly”), los perforadores pueden aumentar o disminuir la flexión, o el arqueo, del BHA. Ellos utilizan esta flexibilidad para su provecho cuando buscan un ángulo de construcción, declinación o retención. Un conjunto de punto de apoyo de palanca o de fulcro usa un estabilizador de calibre completo cercano a la barrena y, a veces, un estabilizador de sarta. El arqueo de los collares de perforación encima del estabilizador cercano a la barrena inclina la barrena hacia arriba para construir ángulo. Un conjunto de péndulo tiene uno o más estabilizadores de sarta. El primer estabilizador de sarta actúa como un punto de pivote que permite que el BHA se flexione debajo de él, haciendo declinar el ángulo. Un conjunto empaquetado usa uno o dos estabilizadores cercanos a la barrena y estabilizadores de sarta para conferirle rigidez al BHA (Felczak, 2012). Mediante la reducción de la tendencia a arquearse, el conjunto empaquetado se usa para retener el ángulo (figura 5.3).

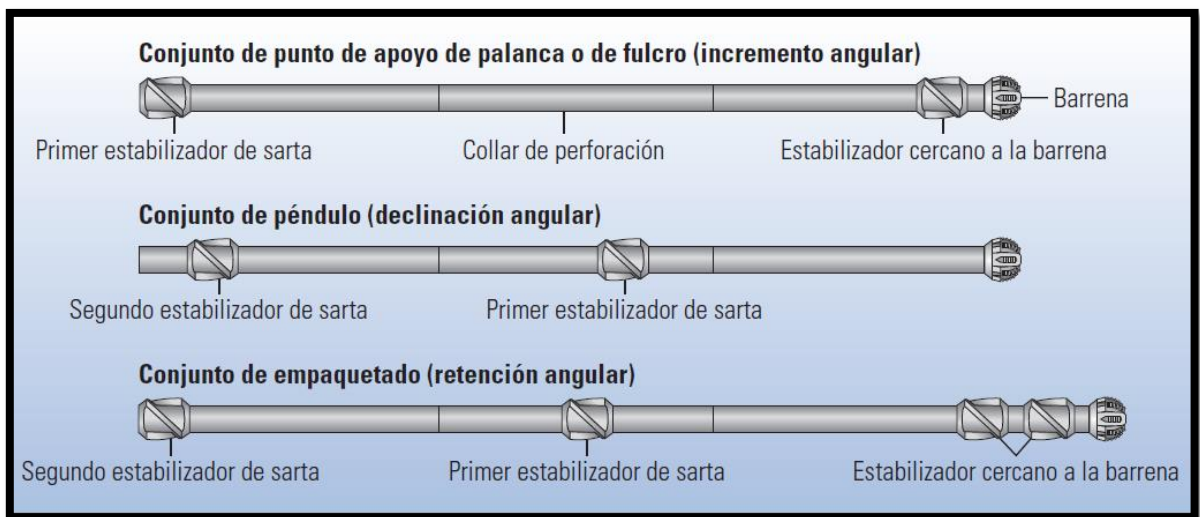


Figura 5.3. Arreglos del BHA para incremento, declinación y retención angular (tomada de Felczak, 2012).

En la perforación se emplean otros medios mecánicos para ayudar a desviar un pozo de su trayectoria vertical, entre los que se destaca la cuchara desviadora. Simple en su principio, esta rampa de acero larga es cóncava en un lado para mantener y guiar el conjunto de perforación. Se puede utilizar en pozos abiertos o entubados, la cuchara desviadora se posiciona en la profundidad deseada, orientada hacia el azimut buscado (Felczak, 2012). A continuación, se ancla en el lugar para proporcionar una guía para iniciar, o desviar, una nueva trayectoria de pozo (figura 5.4).

A principios de la década de 1960 se observó un cambio significativo en la perforación direccional cuando se acoplo un BHA con un codo fijo de aproximadamente 0.5° a un motor de fondo de pozo para accionar la barrena de perforación (McMillin, 1999). El lodo de perforación suministraba potencia hidráulica a un motor que hacía girar la barrena, estos motores direccionales operan según el principio del ángulo de inclinación (Felczak, 2012).

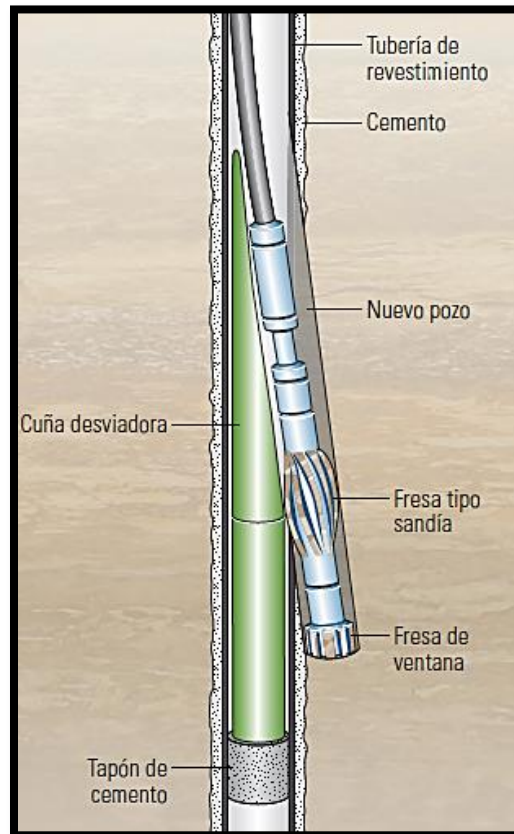


Figura 5.4. Cuchara desviadora de pozo entubado. Esta rampa de acero cilíndrica (verde) se introduce en el pozo a una profundidad de desvío predeterminada y orientada azimutalmente. Una fresa de ventana abre un orificio en el revestimiento, el cual es acabado por la fresa tipo sandía. Entonces, se extrae este conjunto y se sustituye por un BHA de perforación (tomada de Felczak, 2012).

Algunos motores utilizan una turbina de fondo de pozo, otros utilizan una combinación de rotor y estator helicoidales para formar un motor de desplazamiento positivo (PDM). Los conjuntos modernos de motores direccionales todavía utilizan los motores PDM, pero incluyen un dispositivo de ajuste angular que se puede ajustar en la superficie (figura 5.5). Un motor direccional típico tiene una sección generadora de potencia, a través de la cual se bombea el fluido de perforación para hacer girar el motor, el cual a su vez hace girar un eje de accionamiento y la barrena.

Los motores direccionales perforan en dos modos: modo de rotación y deslizante. En el modo de rotación, la mesa giratoria del equipo de perforación hace girar toda la sarta de perforación para transmitir potencia hacia la barrena. Durante el modo de deslizamiento, la sarta de perforación no gira; en cambio, el flujo de lodo se desvía hacia el motor de fondo de pozo para hacer girar la barrena.

Las mediciones de inclinación y azimut pueden obtenerse en tiempo real mediante herramientas de medición durante la perforación (MWD) para alertar al perforador de cualquier desviación del curso deseado (Allen, 1997).

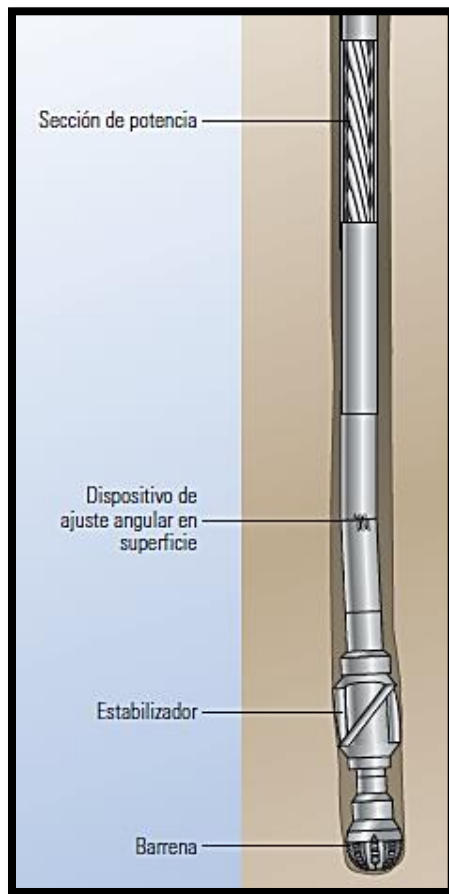


Figura 5.5. Motor de desplazamiento positivo. Los motores de fondo de pozo proporcionan mucho más control direccional que los BHA convencionales (tomada de Felczak, 2012).

A fines de la década de 1990 se desarrolló el sistema rotativo direccional (RSS), el aspecto más importante de éste es que permite la rotación continua de la sarta de perforación, con lo cual se elimina la necesidad de deslizamiento mientras se perfora direccionalmente.

Las herramientas RSS proporcionan una respuesta casi instantánea a los comandos provenientes de la superficie cuando el perforador necesita cambiar la trayectoria del

pozo. Actualmente, el sistema RSS se utiliza ampliamente por su desempeño en la perforación, limpieza del pozo y sus capacidades de geodireccionamiento precisas.

Las versiones más recientes de los sistemas rotativos incluyen diseños que se apoyan, una vez más, en un codo para producir cambios en el ángulo de orientación de la herramienta, lo cual reduce las influencias medioambientales del pozo sobre el desempeño de la herramienta (Schaaf, 2000); esto permitió que nacieran dos conceptos direccionales: *push-the-bit* y *point-the-bit*.

El sistema *push-the-bit* empuja contra la pared del pozo para llevar la sarta de perforación en la dirección deseada. Una versión de este dispositivo RSS utiliza una unidad de desviación con tres almohadillas de direccionamiento colocadas cerca de la barrena para aplicar una fuerza lateral contra la formación (figura 5.6). Los comandos del perforador enviados al fondo del pozo por la telemetría de pulsos del lodo dirigen la temporización y la magnitud de la actuación de la almohadilla.

Un sistema *point-the-bit* utiliza un codo interno para desplazar la alineación entre el eje de la herramienta y el eje del pozo produciendo una respuesta direccional (Bryan, 2009). Los sistemas *point-the-bit* cambian la trayectoria del pozo cambiando el ángulo de orientación de la herramienta; la trayectoria cambia en la dirección del codo. Esta orientación del codo está controlada por un servomotor que gira a la misma velocidad que la sarta de perforación, pero en sentido contrario. Esto permite que el ángulo de orientación de la herramienta permanezca geoestacionario, o sin rotar, mientras que el collar gira (Al-Yami, 2008).

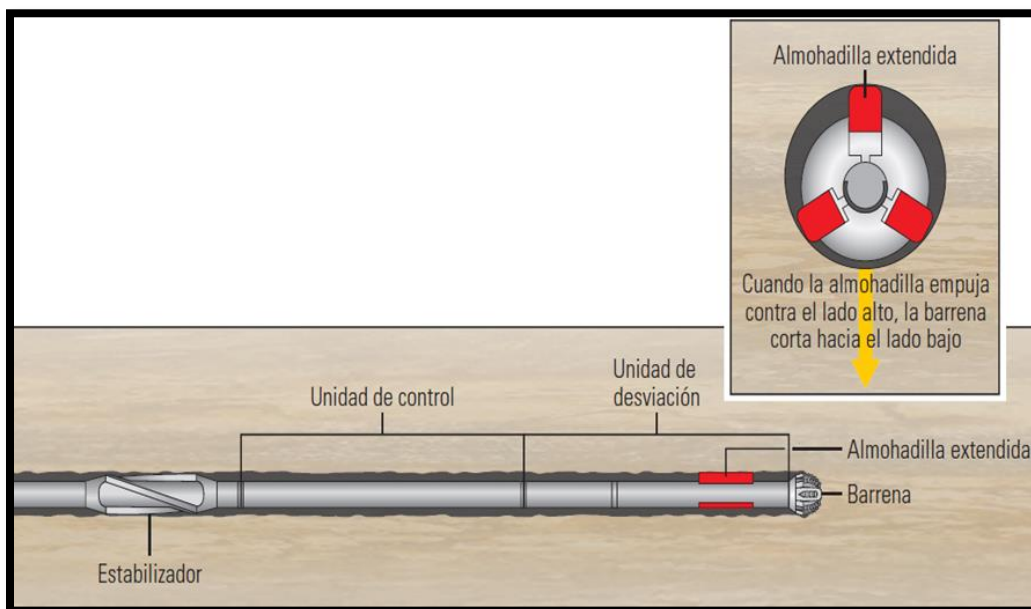


Figura 5.6. Sistema RSS. Las almohadillas se extienden para crear una fuerza lateral dirigida contra la formación, provocando un cambio en la dirección de la perforación (tomada de Felczak, 2012).

5.3.1.2 Perforación horizontal

Dependiendo de las características de los yacimientos y de su localización, se puede optar por el uso de la perforación horizontal. Esta tecnología consiste esencialmente en iniciar la perforación de un pozo vertical, para después desviarlo hasta aproximadamente 90° y avanzar de esta forma de manera horizontal (Eastman, 1990).

Este tipo de perforación permite tener acceso a grandes secciones del yacimiento, permitiendo una mayor área de drenaje y una mejor recuperación de hidrocarburos comparado con la perforación vertical (figura 5.7). La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo.

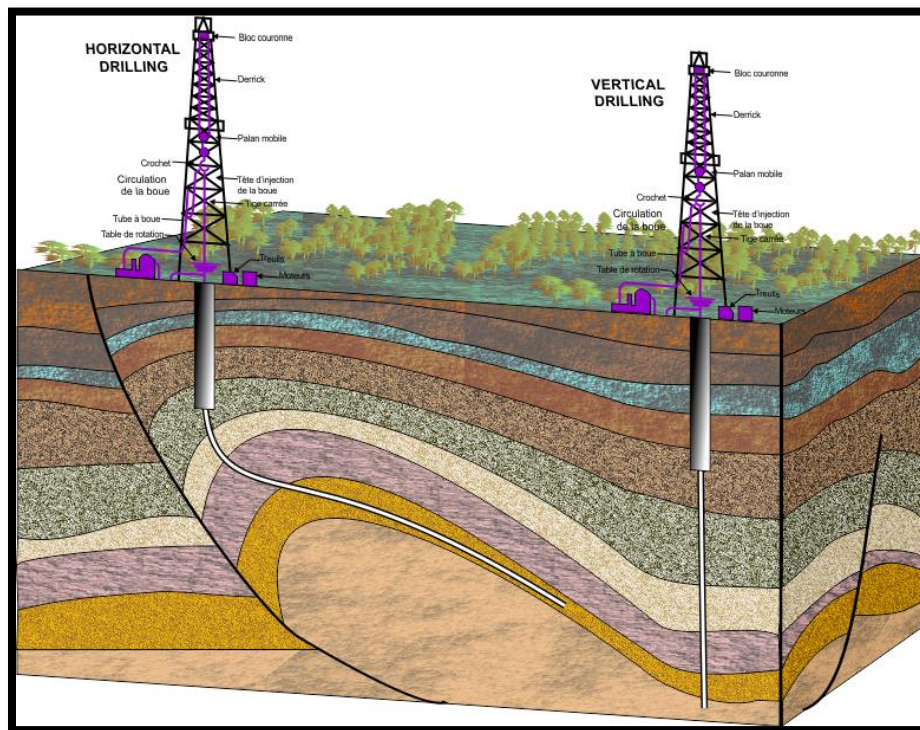


Figura 5.7. Comparativa entre el área de contacto en una formación entre la perforación horizontal y la vertical (tomada de Intragaz, 2009).

La perforación horizontal es adecuada para diversos tipos de formaciones como las naturalmente fracturadas, de baja permeabilidad, estratificadas y lenticulares.

La sección vertical se perfora de manera tradicional de la misma forma que los pozos verticales. Posteriormente la sección horizontal se realiza utilizando un motor de fondo o un motor de turbina montado directamente sobre la barrena. Esto es posible ya que los

elementos de la sarta de perforación se pueden flexionar sin representar el riesgo de una falla de la tubería (Helms, 2008).

Debido a la instrumentación de telemetría de fondo de la sarta de perforación, como las herramientas de dirección de la perforación (MWD) y registros durante la perforación (LWD), es posible conocer la posición de la barrena de perforación en todo momento, así como diversas propiedades de las rocas perforadas, de manera que es posible obtener gran cantidad de información y parámetros tanto operativos como de las formaciones atravesadas por la barrena.

Las tecnologías de perforación horizontal nos permiten la explotación en zonas productoras sumamente delgadas y la perforación por trayectorias complicadas (Aparicio, 2010).

Con las tecnologías modernas de perforación horizontal, actualmente se tiene que el máximo desplazamiento horizontal que se ha logrado va más allá de los 10,000 metros desde la boca del pozo (Redlinger, 2011).

Asimismo, en algunas ocasiones, es conveniente perforar pozos de alto ángulo u horizontales cuando la columna de aceite es reducida, como es el caso de los yacimientos del campo Akal, ya que estos pozos están orientados hacia los puntos más favorables del yacimiento y retardarían el efecto de conificación (CNH, 2013).

Otro elemento que requiere un uso extensivo de la perforación horizontal y direccional son las macroperas. Éste esquema de perforación concentra varios pozos en un solo terreno cuyas dimensiones son debidamente adecuadas, con la finalidad de reducir el impacto ambiental.

El primer pozo petrolero perforado de forma horizontal data de 1929 en Texas, EUA. En 1957, China perforó algunos pozos horizontales así como también la Unión Soviética. En México, la primera aplicación registrada de un pozo direccional data del año de 1960, llevada a cabo en Las Choapas, Veracruz (CNH, 2011).

La perforación horizontal se desarrolló de manera masiva en los EUA a principios de 1980, debido principalmente al desarrollo de los motores de fondo para la perforación y a la introducción de nuevos materiales, herramientas y de tecnologías, principalmente de los equipos de telemetría y de los sistemas de geonavegación, con lo cual, la hicieron comercialmente más viable.

En la actualidad, la perforación horizontal es común en los EUA y en diversas partes del mundo.

Clasificación de los pozos horizontales

Para propósitos prácticos de clasificación, los ingenieros petroleros han realizado una clasificación de los pozos horizontales de acuerdo al radio del arco descrito por la perforación conforme esta pasa de vertical a horizontal (Aparicio, 2010).

Para clasificar los pozos horizontales de acuerdo al radio de curvatura descrito por la trayectoria perforada conforme ésta pasa de vertical a horizontal, los pozos horizontales pueden ser de radio ultracorto, corto, medio o largo (Eastman, 1990). Los pozos de radio ultracorto se aplican principalmente para investigar y drenar zonas del pozo con poco alcance. Los de radio corto se utilizan en pozos relativamente someros o en aquellas zonas en las que se requiere una mayor precisión en la entrada de las zonas productoras. Los pozos de radio medio y de radio largo son los más ampliamente utilizados en los campos petroleros del mundo.

Los pozos con arcos de tres a 40 pies de radio son definidos como pozos horizontales de radio de curvatura corto, los radios menores se consideran pozos de radio de curvatura ultra cortos. Los pozos de radio de curvatura medio tienen arcos entre 200 y 1010 pies, mientras que los pozos de largo radio tienen arcos entre 1000 y 2500 pies (Aparicio, 2010). Una vez perforado el pozo existen diversos tipos de terminación que se pueden realizar de acuerdo a las características del yacimiento.

La terminación denominada de agujero descubierto es la más sencilla y consiste en dejar la zona productora sin ningún sistema o equipo instalado. Éste tipo de terminación es la más económica pero sólo es conveniente para formaciones estables, que no produzcan partículas que pudieran bloquear el flujo de los fluidos. Hay otros tipos de terminación como son la colocación de tubería ranurada, la tubería de revestimiento cementada disparada o el empaque de grava, entre otras; todas tienen la finalidad de permitir el flujo de los fluidos del yacimiento aprovechando sus características y capacidades (Aparicio, 2010).

La tabla 5.1 muestra la clasificación de los pozos horizontales considerando el radio de curvatura o método de perforación utilizado, así como las diferentes longitudes desarrolladas con dichos radios. Las longitudes desarrolladas dependen a su vez tanto del radio de curvatura, como del diámetro de agujero y/o tubería que se utiliza para construir el pozo. El tipo de terminación aplicable en cada caso, depende de dichos diámetros y está asociada a las herramientas a utilizar para su terminación.

Trayectoria	Radio de Curvatura m (pie)	Longitud Desarrollada m (pie)	Terminación
Radio Ultracorto	0.31 – 0.61 (1 – 2)	31 – 61 (100 – 200)	Tubería Disparada o Empaque de Grava
Radio Corto	6 – 12 (20 – 40)	15 – 213 (50 – 700)	Agujero Descubierta o Liner Ranurado
Radio Medio	61 – 52 (200 – 500)	152 – 610 (500 – 2,000)	Agujero Descubierta o Liner Ranurado
Radio Largo	185 – 610 (600 – 2,000)	305 - 914 (1,000 - 3,000)	Terminación Selectiva o Liner Ranurado

Tabla 5.1. Clasificación de pozos horizontales por el radio de curvatura (tomada de CNH, 2011).

La perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con un menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales. La perforación horizontal se puede aplicar a yacimientos naturalmente fracturados de baja permeabilidad y con alta viscosidad (como es el caso de los yacimientos de la Sonda de Campeche).

La productividad y el factor de recuperación pueden ser mayores con la utilización de pozos horizontales por varias razones como son (Cárdenas, 2008):

- Propicia una mayor área de drene con la formación productora.
- Puede atravesar perpendicularmente a sistemas de fracturas naturales.
- Reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas.
- Justifica comúnmente los costos de perforación con mayor gasto de producción y recuperación de la inversión en menor tiempo que en pozos verticales.
- Reduce las caídas de presión y propicia mayor eficiencia de drene de la formación productora, ya que se tiene un mejor control y manejo del yacimiento.
- Produce en zonas de poco espesor donde la perforación vertical no es económica.
- Inyección de fluidos como método de recuperación mejorada para yacimientos de aceite pesado.

5.3.1.3 Perforación multilateral

La tecnología de pozos multilaterales consiste principalmente en la perforación de uno o más pozos horizontales o desviados desde un solo conductor vertical.

Este tipo de tecnología permite, en ciertas circunstancias, el acceso simultáneo a reservas de diversos yacimientos cercanos, así como la reducción de costos de inversión.

Entre las ventajas de la perforación multilateral, podemos mencionar la reducción de costos al disminuirse el número de pozos requeridos para realizar un adecuado drenaje del yacimiento, por lo que se aprovecha de mejor manera la infraestructura existente. Por otra parte, la utilización de pozos multilaterales reduce la superficie de terreno que se afectará derivado de las operaciones de perforación y producción. También tiene la ventaja adicional de que permite el acceso a diversas capas del subsuelo que se encuentran a diferentes profundidades (CNH, 2011). Entre los arreglos de pozos multilaterales se encuentran: dual apilado, dual ala de gaviota, con espinas de pescado y dual tipo herradura (figura 5.8).

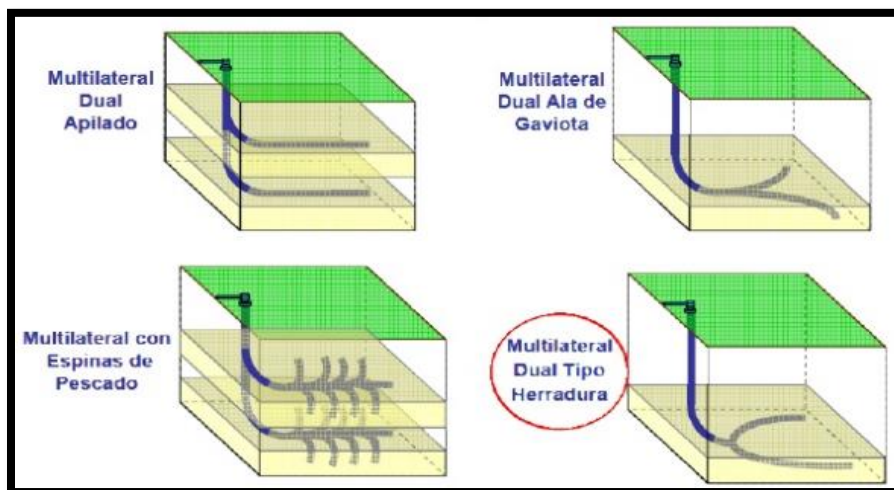


Figura 5.8. Arreglos para pozos multilaterales (tomada de Aparicio, 2010).

5.3.1.4 Perforación bajo balance (PBB)

La perforación bajo balance es un proceso en donde la presión del fluido de perforación es menor que la presión de la formación que está siendo perforada. Este tipo de perforación previene el daño a la formación, incrementa el ritmo de perforación y ayuda a evitar las pérdidas de lodo y atascamiento de tuberías. Dadas sus características, se recomienda este tipo de perforación para los campos del proyecto Cantarell (CNH, 2013).

La perforación bajo balance se inició durante los años setentas y a pesar de que representa un incremento en los costos de perforación, puede mejorar la productividad de los pozos hasta en un 800% (CNH, 2011).

Durante la perforación, se manifiestan diferentes presiones conforme se va avanzando, en ocasiones la presión del yacimiento puede ser menor a la presión hidrostática de los fluidos de perforación y esto puede causar daños en el yacimiento. Para evitar pérdidas parciales o totales de circulación originando atrapamiento de las sargas de perforación o descontrol, fue que se desarrolló la perforación bajo balance.

En esta técnica, generalmente la presión de poro de la formación es superior a la presión generada por la columna hidrostática del fluido de perforación (Weatherford, 1999), requiriendo para su operación un sistema adecuado de manejo de presión en superficie (figura 5.9) y en el fondo del pozo, lo que permite rotar y reciprocarse la sarga en condiciones seguras, para lo cual se emplea un tipo de herramienta conocida Preventor rotatorio (figura 5.10), (López, 2011).

Esta tecnología consiste principalmente en diseñar flujos de control con diferentes densidades menores a los de la presión del yacimiento pero que permitan controlar preferencialmente las presiones de las formaciones que se están perforando. Para esto los fluidos pueden contener gas, aire o nitrógeno en su fase líquida.

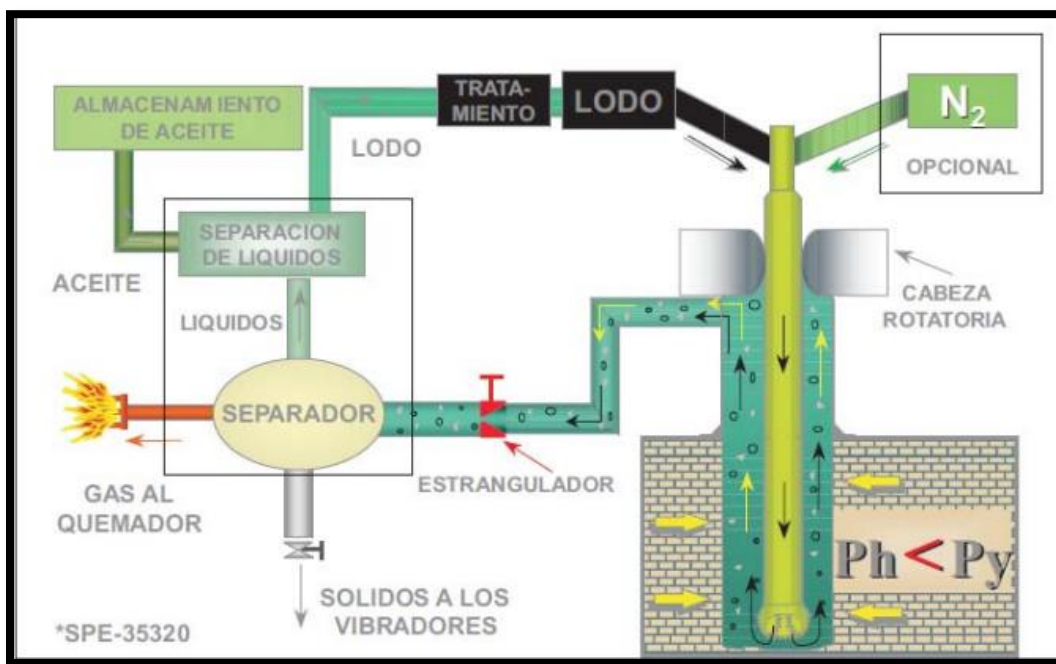


Figura 5.9. Esquema de un arreglo típico del equipo superficial para la perforación bajo balance (tomada de López, 2011).



Figura 5.10. Cabeza rotatoria para contener la presión del pozo durante una operación de PBB (Tomada de López, 2011).

Esto genera que la presión del yacimiento sea mayor a la de los fluidos y genera desde el principio flujo de hidrocarburos hacia el exterior del pozo permitiendo la entrada de los fluidos de la formación al pozo de manera controlada.

Este tipo de tecnología requiere de un elevado conocimiento de la físico-química de los fluidos de perforación. También se requiere de equipo especializado de separación de los fluidos en la superficie, así como dispositivos especiales para el manejo la presión, tales como estranguladores y equipos para su monitoreo.

Probablemente dentro de las mayores ventajas de esta técnica, hoy en día se encuentran incluidas las siguientes (Cárdenas, 2008):

- Incrementar el ritmo de penetración y la vida de la barrena.
- Reducir la posibilidad de pegaduras de la sarta en el agujero.
- Minimizar las pérdidas de circulación mientras se perfora.

- Mejorar la evaluación de las formaciones
- Incrementar la productividad del pozo.
- Reducir o eliminar el requerimiento de tratamientos de estimulación.
- En la actualidad se puede aplicar la técnica en aguas someras y pozos horizontales.

5.3.1.5 Perforación con presión controlada “Managed Pressure Drilling” (MPD)

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (International Association of Drilling Contractors, IADC) la define como un proceso de perforación adaptado que es utilizado para tener un control preciso del perfil de presión en el espacio anular del pozo. Sus objetivos son conocer los límites de la presión de fondo y manejar el perfil de presión en el espacio anular acorde a estos límites. La MPD tiene como objetivo evitar el flujo continuo de fluidos de la formación a la superficie (Gala, 2011).

La MPD corresponde con la perforación sobre balance, donde se mantiene una presión cercana a la presión de fondo, utilizando una combinación de densidad de lodo, densidad de circulación equivalente y contrapresión. Para lograr lo anterior, el balance de presión se mantiene en un sistema cerrado (CNH, 2013). La habilidad de controlar dinámicamente la presión en el anular facilita la perforación, ya que se controla con precisión las presiones de fondo.

Los sistemas abiertos de perforación representan los métodos convencionales de perforación, donde se controlan las presiones de fondo ajustando la densidad de circulación equivalente. En condiciones estáticas, se pierde la presión de fricción por circulación, y para prevenir el flujo de fluidos de la formación al pozo, la presión de poro debe ser controlada solamente por el peso del lodo. La única manera de evitar un brote es utilizar un lodo con mayor densidad.

En los sistemas cerrados, tal como la MPD o la PBB, se cierra el espacio anular usando un dispositivo de control rotatorio (estrangulador) de tal manera que el fluido de perforación que se encuentra en el espacio anular no sea expuesto a la atmósfera. Variado los estranguladores, la presión de fondo puede mantenerse mientras se está perforando. Así que en lugar de utilizar un lodo más denso, el estrangulador puede añadir contrapresión cuando se para la perforación. Esto significa que se tienen menores cambios en el lodo de perforación, permitiendo perforar por más tiempo. Por lo anterior, también se recomienda esta técnica en los pozos nuevos a perforar en los campos del proyecto Cantarell (CNH, 2013).

En la perforación convencional la presión de fondo (BHP) aumenta durante la circulación como resultado de la presión de fricción del espacio anular (AFP), la cual se suma a la

presión hidrostática del peso del lodo (HHmw). Así, la BHP supera el gradiente de presión de fractura y se producen pérdidas de fluido. Por otro lado, en la perforación MPD el peso del lodo disminuye y se aplica contrapresión (BP) en el espacio anular para compensar dicha reducción cuando el pozo se encuentra estático. Durante la circulación, se reduce la contrapresión anular para compensar la presión de flujo anular (AFP) y la BHP se mantiene constante (Weatherford, 2010).

En la figura 5.11 podemos observar que en la MPD no se llega a tocar la presión de fractura de la formación, mientras que con la perforación convencional si se toca esta presión, dañando a la formación.

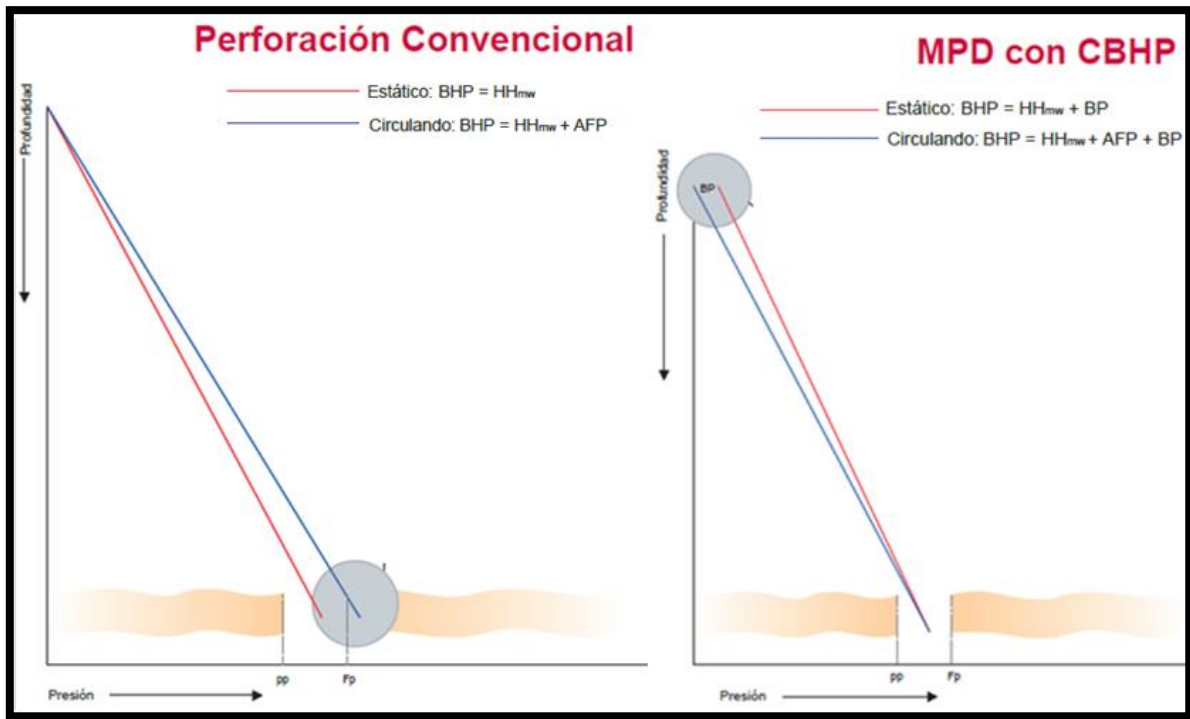


Figura 5.11. Gráficas de profundidad contra presión donde se muestra la comparación entre la MPD y la perforación convencional (Tomada de Weatherford, 2010).

La Figura 5.12 muestra que en la mayoría de las operaciones MPD, los pozos son perforados con presiones cercanas a la presión de formación.

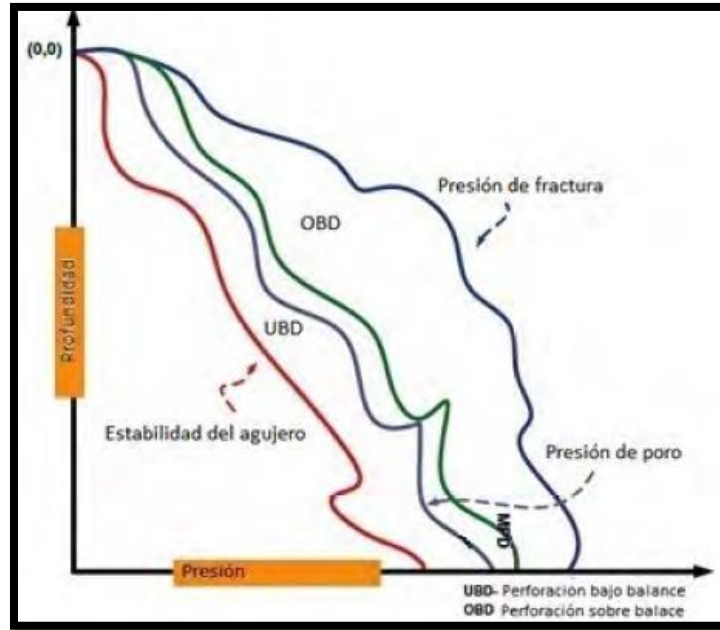


Figura 5.12. Gráfica de profundidad contra presión, mostrando diferentes técnicas de perforación (tomada de CNH, 2013).

5.4 Terminaciones inteligentes

El objetivo principal de los campos inteligentes es automatizar tantas tareas como sea posible para mejorar el valor actual neto de un activo, a través del incremento de la producción y la reducción de los costos. El campo inteligente por excelencia, es aquel en que la intervención física se elimina del proceso de producción en todas las actividades, salvo las tareas de mantenimiento esenciales o la ocurrencia de eventos inusuales e imprevistos (CNH, 2011).

El valor máximo de las terminaciones inteligentes radica en el mejor manejo de los yacimientos, que aplica procesos de transmisión de datos y control en tiempo real a herramientas tradicionales de ingeniería de yacimientos, tales como el análisis de las curvas de declinación, los cálculos de balances de materiales, las curvas de desempeño y la simulación de yacimientos. Por encima de todos estos, el valor de los pozos inteligentes reside en su capacidad para facilitar a los operadores el control activo de sus yacimientos con el fin de maximizar la recuperación y optimizar la producción.

Con la tecnología de campos inteligentes podría aumentar la cantidad promedio de la producción en un 10 % y la recuperación final de petróleo de un 8 al 10 % (Glandt, 2003).

En agosto de 1997 se instaló en la plataforma de piernas tensionadas (TLP) Saga Snorre, ubicada en el mar del Norte, un pozo que operaba con un sistema denominado SCRAM (Surface Controlled Reservoir Analisis and Management System) y con ello nació el primer pozo petrolero que contaba con una terminación inteligente capaz de controlar el flujo en el fondo del pozo mediante una válvula de control y un módulo de monitoreo de presión y temperatura en tiempo real. A la fecha se tiene un registro de más de 500 pozos inteligentes distribuidos en los diferentes campos petroleros del mundo (Erlandsen, 2000).

En México se cuenta con aplicaciones con terminaciones inteligentes, una en un pozo que pertenece al campo Lankahuasa y otra en el pozo Lobina. Así como la optimización de los aparejos de producción de los pozos con bombeo neumático en Cantarell. En todos estos casos se encuentra en recopilación de información para conocer los resultados y sus experiencias obtenidas (CNH, 2011).

Descripción de la Tecnología

Un pozo con terminación inteligente o simplemente “pozo inteligente” es un sistema que permite a su operador monitorear y controlar de forma remota el flujo de producción o inyección en el fondo sin necesidad de intervención física,

En las terminaciones de pozos inteligentes se cuenta con dispositivos para el control del flujo, en el fondo del pozo, denominadas válvulas de control de intervalo (ICV's por sus siglas en inglés) o en algunos casos también se les conoce como estranguladores de fondo, los cuales pueden ser controlados desde la superficie para abrir o cerrar una zona o intervalo en específico al actuarse de forma hidráulica o eléctrica. La válvula de control de intervalo más simple es la de tipo binario (on-off), que permite manipular la producción al abrirse o cerrarse completamente, sin embargo, también se encuentran disponibles en el mercado válvulas de control de intervalo ajustables, las cuales pueden ser controladas eléctrica e hidráulicamente, para obtener un porcentaje deseado de apertura o cierre; estas últimas ofrecen ventajas en el control y la confiabilidad del flujo para resolver un amplio rango de problemáticas en la terminación y producción.

Producción secuencial y/o simultánea

El uso de pozos con terminación inteligente permite la producción simultánea de hidrocarburos a través de una sola tubería de producción, a lo que se le denomina comúnmente “commingling” ya que en la apertura o cierre las válvulas de control de intervalo se pueden mezclar la producción de dos o más yacimientos (BC oil & Gas Commission, 2011), (Figura 5.13).

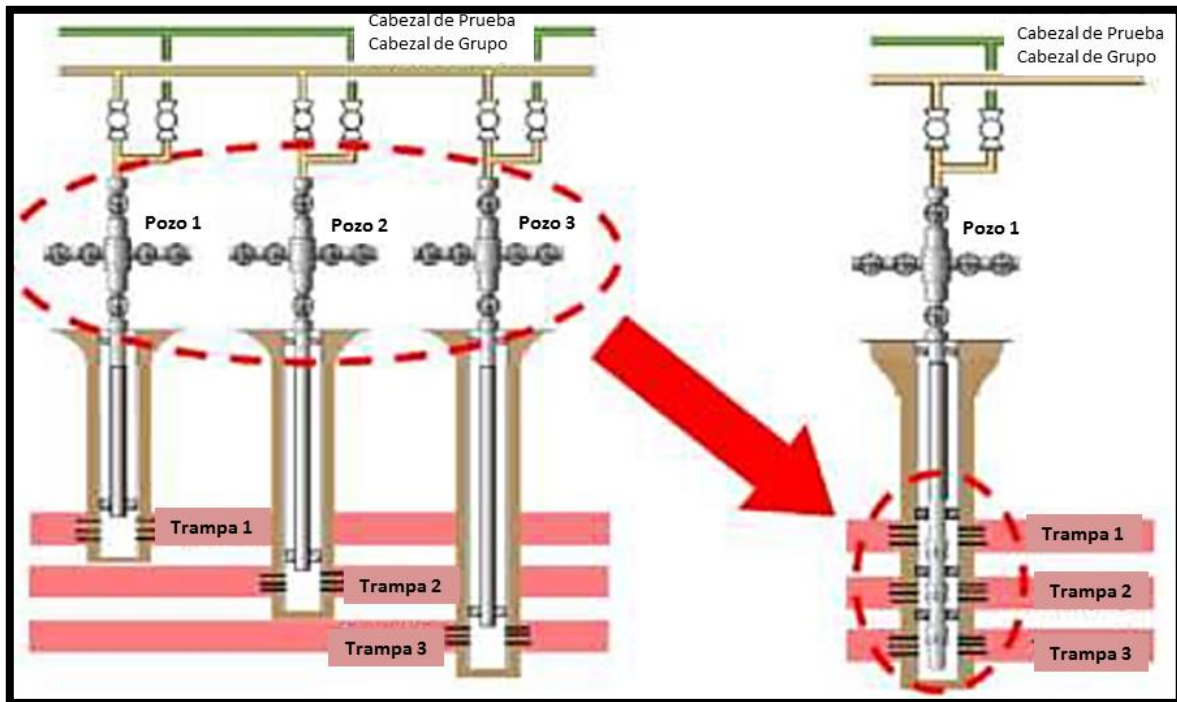


Figura 5.13. Producción simultánea o secuencial “Commingling” (Tomada de CNH, 2011).

Esta aplicación aporta los siguientes beneficios:

- Habilidad para producir hidrocarburos de yacimientos múltiples, los cuales no son viables económicamente de producir en forma individual.
- Disminución en el número de pozos e infraestructura requerida.
- Menos costos de operación e inversión y menor impacto ambiental.

Potencial Uso en PEMEX

Dentro de la estrategia de optimización de la explotación del complejo Cantarell, con el empleo de pozos horizontales en zonas del yacimiento con espesores reducidos y

longitudes de sección horizontal considerable (superiores a 300 metros), realizando terminaciones inteligentes con herramientas para control de flujo se espera lograr los beneficios siguientes:

- Establecer un perfil de flujo homogéneo a lo largo de la sección horizontal.
- Reducir las caídas de presión del yacimiento al pozo.
- Disminuir la presencia de flujo anular.
- Incrementar la producción de petróleo.
- Retardar la irrupción de agua o gas.
- Prolongar la vida útil del yacimiento, incrementado el factor de recuperación.
- Lograr que los gastos de infraestructura superficial sean bajos.
- Producir dos o más intervalos productores en un mismo pozo.
- Optimizar el manejo de agua y /o gas.
- Obtener mediciones reales de flujo de tres fases.
- Control de la inyección en dos o más zonas, cambiando la asignación de inyección mientras se cambian las condiciones del yacimiento
- Aumenta beneficios económicos y de producción con la instalación de un bombeo electro-sumergible inteligente (Kavle, 2006), (Konopczynski, 2007).

El uso de tecnología con terminaciones inteligentes (T.I.) requiere de una planeación para su desarrollo, donde se analiza toda la información disponible del yacimiento-pozo (caracterización, simulación, geología, propiedades de los fluidos, etc.) con el objetivo de prevenir algún conflicto en la instalación. También se examinan parámetros técnicos, condiciones de pozo (temperatura, presión, profundidad) y propiedades de los fluidos para crear la mejor estrategia de diseño.

CONCLUSIONES

- El petróleo pesado es aquél que presenta densidades API entre 10.0° y 22.3° y con viscosidades que van de los 20 a más de 1, 000,000 cP.
- Existen diferencias fundamentales entre el bitumen, aceite pesado, aceite medio y aceite ligero; destacando la variación de las fracciones de hidrocarburos que los forman: parafinas, naftenos y aromáticos. Cuando las fracciones ligeras se pierden mediante diferentes procesos, el aceite se vuelve pesado, con una alta proporción de moléculas asfálticas y con la sustitución en la red de carbono de heteroátomos tales como el nitrógeno, azufre y oxígeno.
- El desarrollo de campos de aceite pesado presenta un gran reto debido a las propiedades del mismo, entre las que destacan la baja densidad API y la alta viscosidad afectando la movilidad del aceite. Otros problemas son la presencia de altas presiones y temperaturas en los yacimientos, la presencia de sólidos abrasivos y gases corrosivos, la depositación de sólidos como asfáltenos y parafinas, y el bajo contenido de fracciones ligeras.
- Se estima que a nivel mundial existen más de 6 trillones de barriles de petróleo en yacimientos de aceite pesado (equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo).
- La mayor producción de aceite pesado en el mundo proviene de formaciones constituidas de areniscas con cuarzo, aunque el crudo pesado también existe en formaciones carbonatadas, como es el caso de México, donde poco más del 50% de sus reservas son de petróleo pesado.
- El área más importante en la producción de aceite pesado de México, se encuentra localizada en la Sonda de Campeche, que es una de las más importantes provincias petrolíferas marinas del mundo, ya que cerca del 70-80 % de la producción petrolera del país proviene de esta zona.
- El complejo Cantarell forma parte de esta provincia, así como el complejo Ku Maloob Zaap y el proyecto integral Ek-Balam; todos productores en gran medida de aceite pesado; otros centros de explotación se encuentran en la Provincia Tampico-Misantla, en Tabasco y en Veracruz.
- La roca generadora de mayor importancia en la Sonda de Campeche corresponde con las calizas arcillosas del Tithoniano, las rocas almacenadoras son las calizas dolomitizadas y dolomías del Kimeridgiano, las calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas de la base del Paleoceno.
- Ku Maloob Zaap se ha convertido en el principal campo petrolero productor de México desde la declinación de Cantarell; el que se caracteriza por un grupo de

yacimientos productores principalmente de crudos pesados con densidades que oscilan entre 13 y 22 °API.

- Los proyectos Ku-Maloob-Zaap y Cantarell aportarán en conjunto aproximadamente 47.6% de la producción nacional entre 2012 y 2016.
- Debido a las dificultades que presentan los aceites pesados para ser producidos, es necesaria la implementación de tecnologías y procesos para llevarlos a superficie. Para el caso de la Sonda de Campeche se ha probado con efectividad el uso de sistemas artificiales de producción como el Bombeo Neumático y el Bombeo Electrocentrífugo.
- Los aceites pesados tienen la característica de tener alta viscosidad y en muchos casos bajo contenido de gas en solución, por lo que en este tipo de yacimientos la recuperación primaria es muy baja, requiriendo procesos de recuperación mejorada; que pueden clasificarse en dos grandes grupos: térmicos y no-térmicos.
- Los métodos térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión in-situ) se han usado ampliamente para el desplazamiento de aceites pesados. Consisten esencialmente en inyectar energía y agua en el yacimiento, con el fin de reducir la viscosidad del aceite.
- Los métodos no térmicos (inyección de químicos e inyección de gases miscibles) consisten en inyectar químicos al yacimiento para que produzcan una reacción química en los hidrocarburos, cambiando sus propiedades físicas para facilitar su producción.
- Es indispensable para cada yacimiento elaborar un modelo de simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados para la evaluación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.
- Se debe seguir administrando la operación de los pozos mediante el estrangulamiento, cierre y reapertura de los mismos para aprovechar la energía propia del yacimiento.
- Se deben sustituir los pozos invadidos por gas o agua por nuevas reentradas o pozos nuevos y perforar pozos horizontales, principalmente en zonas con columnas de aceite reducidas, para acceder a mayores áreas de drene por pozo y disminuir los efectos locales de la conificación de gas o agua, distribuyendo las presiones de fondo de forma uniforme.
- Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con mojabilidad preferencial al aceite, se encuentran actualmente saturados, con casquetes de gas considerables y con zonas invadidas por el avance de los acuíferos asociados. Con el fin de extraer el aceite remanente en la matriz, se requieren técnicas de EOR-IOR no convencionales que ayuden a recolectar el aceite de todas las zonas con gran potencial de hidrocarburos.

- Debido a la aplicación de métodos de recuperación secundaria y de recuperación mejorada, es importante considerar el uso de tecnologías, tales como sísmica 4D y registros dieléctricos, que permitan determinar con precisión los volúmenes de aceite remanente en zonas no barridas o en las zonas invadidas por gas y/o agua.
- Considerando las propiedades petrofísicas de los yacimientos de la Sonda de Campeche, el empleo de la perforación no convencional (perforación horizontal y perforación bajo balance) y de terminaciones inteligentes son las mejores opciones para el desarrollo del área.

BIBLIOGRAFÍA

- 12th World Petroleum Congress, 1987.
- Alboudwarej, Hussein., Félix, Joao. y Taylor, Shawn. "Highlighting Heavy Oil" en Oilfield Review, Schlumberger, 2006.
- Allen, F. "Extended-Reach Drilling: Breaking the 10 km Barrier". Oilfield Review 9, no. 4, 1997.
- Al-Mjeni, Rifaat. "¿Llegó el momento para la tecnología EOR?" en Oilfield Review, Schlumberger, 2011, pp. 16-35.
- Al-Yami, H. "Powered Rotary Steerable Systems Offer a Step Change in Drilling Performance". SPE 115491, 2008.
- AMGP. Área Marina de Campeche, México. Boletín AMGP. V. 49, p.1005-114.
- Ángeles Aquino, F. Estratigrafía del Jurásico Superior del subsuelo en la Sonda de Campeche (Golfo de México). IPN, ESIA, tesis de maestría, México, D.F., 93 p., 1996.
- Ángeles Aquino, F. y Cantú Chapa, A. Subsurface Upper Jurassic Stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico. AAPG, 2001.
- Ángeles Aquino, F. Monografía Petrolera de la Zona Marina, Ed. Por la AMGP. 2006.
- Aparicio Morales, J. "Estimulaciones ácidas de yacimientos carbonatados en pozos horizontales". UNAM, FI, tesis de licenciatura, México, D.F., 2010.
- Barker, Colin. Organic Chemistry in petroleum exploration". American Association of Petroleum Geologists Education Course Note Series # 10, 1979.
- Bartolini, C., R.T. Buffler and J.F. Blickwede. The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics. American Association of Petroleum Geologists. 2003.
- BC oil & Gas Commission. "Commingled Production". 2011.
- Belani, A. "It's Time for an Industry Initiative on Heavy Oil" en Journal of Petroleum Technology 58, no. 6, (junio, 2006), pp. 40,42.
- Biello, David. "The False Promise of Biofuels". Scientific American, (Agosto, 2011).
- Bird, D., and K. Burke. "Pangea breakup: Mexico, Gulf of Mexico, and Central Atlantic Ocean." 2006.
- BP. "BP Statistical Review of World Energy". Londres, 2013.
- Bryan, S. "High Dogleg Rotary Steerable System: A step change in drilling process". SPE 124498, 2009.

- Cámara de Recursos de Alberta. "Oil Sands Technology Roadmap: Unlocking the Potential". 2006. Disponible en: http://www.acr-alberta.com/Projects/Oil_Sands_Technology_Roadmap/OSTR_report.pdf
- Campbell, Colin. y Laherrere Jean. "The End of Cheap Oil". Scientific American, (Marzo, 1998).
- Canadian Centre for Energy Information. "What are gas hydrates?" 2013. Disponible en: <http://www.centreforenergy.com/AboutEnergy/ONG/GasHydrates/Overview.asp?page=1>
- Cantú Chapa, A. Las amonitas del Jurásico Superior del pozo Chac 1, Norte de Campeche (Golfo de México). Revista del IMP, pp. 8-39, 1977.
- Cantú Chapa, A. Mexico as the western margin of Pangea based on biogeographic evidence from the Permian to the Lower Jurassic. AAPG, 2001.
- Cárdenas Vences, G. "Evaluación Petrolera y Métodos de explotación en el complejo Ku-Maloob-Zaap". UNAM, FI, tesis de licenciatura, México, D.F., 2008.
- Chen, Zhangxin. "Heavy Oils, Part I". SIAM News, Volume 39, Number 3, April 2006.
- Chierici, Gian Luigi. "Principles of Petroleum Reservoir Engineering". 1994.
- Chilingar, G. "Geology and Chemistry of Oil and Gas". Elsevier B.V., Netherlands, 2005, 391 p.
- CIPM. "control de movilidad del gas en el casquete en pozos del Campo Akal perteneciente al Complejo Cantarell", en Ingeniería Petrolera, CIPM, v. LII, no. 1, enero 2012.
- Clark, Brian. "Heavy Oil". Topic Paper # 22, NPC Global Oil & Gas Study, 2007.
- CNH. "Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2012". CNH 2012, 140 p.
- CNH. "Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (Modificación Sustantiva). Julio 2013.
- CNH. "Documento Técnico 1 - Factores de Recuperación de aceite y gas en México". México, 2010, 116 p.
- CNH. "Documento Técnico 2: La tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo, Situación actual y retos". Diciembre 2011.
- CNH. "El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR". 2012.
- Conaway, C. "The Petroleum Industry: A Nontechnical Guide". Tulsa, Oklahoma, Pennwell Publishing Co., 1999.
- Creek, Jefferson. "Laboratorio de fluidos de fondo de pozo" en Oilfield Review, Schlumberger, 2009.

- Curtis, Carl., Kopper, Robert., Decoster, Eric. "Heavy-Oil Reservoirs" en Oilfield Review, Schlumberger, 2002, pp. 30-51.
- Díaz Zertuche, H. Apuntes del curso "Producción por Bombeo Mecánico y BEC, FI, UNAM, 1997.
- Donaldson, E. "Enhanced Oil Recovery II, processes and operations". 1989.
- Eastman, C. "Horizontal Drilling". Diamond Christensen, 1990.
- Erlandsen, S. Production Experience From Smart Wells in the Oseberg Field, SPE 62953. 2000.
- Farouq, S. "Practical Heavy Oil Recovery". 1997.
- Felczak, Edwin. "Lo mejor de ambos mundos: un sistema rotativo direccional híbrido" en Oilfield Review, Schlumberger, 2012.
- Franco Hernández, O. "Análisis y evaluación de sistemas artificiales de producción, caso de un campo petrolero". UNAM, FI, tesis de licenciatura, México, D.F., agosto 2007.
- Gala, Deepak. "Managed Pressure Drilling 101". The way ahead, no. 1, vol. 7, 2011.
- García Avendaño, A. "Estudio de núcleos de roca del activo integral Cantarell de la Sonda de Campeche". UNAM, FI, tesis de licenciatura, México, D.F., 2010.
- Génesis de los Hidrocarburos (clase 8). UNAM, 2013.
- Glandt, C. Reservoir Aspects of Smart Wells. Shell International E&P. SPE 81107. 2003.
- Grajales-Nishimura, J. "Chicxulub Impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern Mexico fields". Geology, v. 28, pp. 307-310, 2000.
- Grenn, Don. "Enhanced Oil Recovery". SPE Textbook Series, vol. 6, 1998.
- Guzmán Vega, M. "La Geoquímica orgánica y el ciclo de vida de un activo petrolero". AI, México, 2010.
- Guzmán Vega, M., y Mello, M. R., Origin of oil in the Sureste Basin, México: AAPG Bulletin, v. 83, p. 1068-1095. 1999.
- Halliburton. "Where is Heavy Oil Found?" 2013. Disponible en: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/heavy-oil/about-heavy-oil/where-is-heavy-oil-found.page?node-id=hhiyctlk>
- Head, I., Jones, D., y Larter, S. "Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil". Nature, v. 426, no. 20, pp. 344-352, 2003.
- Helms, Lynn. Horizontal Drilling, DMR Newsletter, Vol. 35, No. 1, 2003.
- Hernández Juárez, A. "Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera del Campo Cantarell, en la Sonda de Campeche". UNAM, FI, tesis de licenciatura, México, D.F., 2008.

- Hunt, J. "Petroleum, Geochemistry and Geology". Freeman, San Francisco, 1979, 675 p.
- Hyden, H. "Uranium and other metals in crude oils, Part B". U.S. Geological Survey Bulletin 1100, 1961.
- IIE. "Los crudos mexicanos, sus características". Boletín IIE, mayo-junio 1998. Disponible en: <http://www.iie.org.mx/publica/bolmj98/secmj98.htm>
- IMP. "Tipos de Petróleo". 2011. Disponible en: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>
- Intragaz. "The Drilling Process". 2009. Disponible en: http://www.intragaz.com/en/geophysics_drilling.html
- Kallio, R. "Role of microorganisms in formation of heavy crude oils". ". The Second UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, 1984.
- Kavle V., Elmsallati S., Mackay E. y Davies D. Impact of Intelligent Wells on Oilfield Scale Management, SPE 100112. 2006.
- Klemme, H. "Petroleum basins: classifications and characteristics". Journal of Petroleum Geology, v. 3, no. 2, 1980.
- Konopczynski M. y Ajayi, A. Intelligent Well Technology – Fundamentals and Practical Application. Curso de WellDynamics. SPEATCE, Anaheim, California. 10-11 de noviembre de 2007.
- La Jornada. "Pemex: Ku-Maloob-Zaap mantuvo su producción en 850 mil barriles diarios". La Jornada, martes 14 de febrero de 2012, disponible en: <http://www.jornada.unam.mx/2012/02/14/economia/023n2eco>
- Lacerda, Eduarda. "Microbial EOR: A quantitative prediction of Recovery Factor". SPE 153866, Tulsa, Oklahoma, USA, 2012.
- Lake, Larry. "A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s". 1992.
- Lake, Larry. "Enhanced Oil Recovery". Prentice-Hall, 1989.
- Larter, S. "The controls in the composition of biodegraded oils in the deep subsurface". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 90, no. 6, 2006.
- Layrisse, I., PDVSA-Faja, "Heavy oil production in Venezuela: Historical recap and scenarios for next century". SPE 53464, 1999.
- López, E. "Desarrollo de un simulador numérico para la perforación bajo balance". UNAM, FI, tesis de licenciatura, México, D.F., 2011.
- Madrid, Marcelo. "Origen de los Hidrocarburos". 2011. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/08/origen-de-los-hidrocarburos.html>
- Magoon, L. y Dow. "The Petroleum system – from source to trap". AAPPG Memoir 60, 1994.

- McKain, David L., y Bernard L. Allen. "Where It All Began: The Story of the People and Places Where the Oil Industry Began—West Virginia and South-eastern Ohio". Parkersburg, 1994.
- McMillin, K. "Rotary Steerable Systems Creating Niche in Extended Reach Drilling", Offshore 59, no. 2, 1999.
- Mexico Oil & Gas Review 2012.
- Mexico Oil & Gas Review 2013.
- Meyer, R. "Natural Bitumen and Extra-Heavy Oil", World Energy Council Survey of Energy Resources, 2006. Disponible en: <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/zbitumen/bitumen.asp>
- Meyer, R. y Attanasi, E. "Heavy Oil and Natural Bitumen Strategic Petroleum Resources". U.S. Geological Survey, 2003.
- Meyer, R., Attanasi, E., y Freeman, Philip. "Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World". U.S. Geological Survey, Virginia, 2007.
- Nehring, R., Hess, R., y Kamionski M. "The Heavy Oil Resources of the United States". U.S. Department of Energy, 1983.
- Offshore Technology. "Cantarell Oilfield, Gulf of Mexico", Mexico, 2013. Disponible en: <http://www.offshore-technology.com/projects/cantarell/>
- Oil & Gas Journal. Worldwide Production 2005. Disponible en: <http://www.ogi.com/downloadables/survey-downloads/worldwide-production/2005/worldwide-production.login-redirect.401.downloadpdf.html>
- Oilfield Glossary Schlumberger. "SARA analysis", 2013. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=SARA>
- Ortiz Pacheco, Carlos. "Secuencias Estratigráficas en la Sonda de Campeche". UNAM, FI, tesis de licenciatura, 2010.
- Padilla y Sánchez, R. "Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México". Boletín de la SGM, tomo LIX, pp. 19-42, 2007.
- Paris de Ferrer, Magdalena. "Inyección de agua ya gas en yacimientos petrolíferos". 2001.
- PEMEX. "Anuario Estadístico". 2013.
- PEMEX. "Indicadores petroleros Enero 2008". 2008.
- PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2001.
- PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2002.
- PEMEX. "Las reservas de hidrocarburos de México". 2003.

- PEMEX. “Las reservas de hidrocarburos de México”. 2004.
- PEMEX. “Las reservas de hidrocarburos de México”. 2005.
- PEMEX. “Las reservas de hidrocarburos de México”. 2006.
- PEMEX. “Las reservas de hidrocarburos de México”. 2007.
- PEMEX. “Las reservas de hidrocarburos de México”. 2008.
- PEMEX. “Las reservas de hidrocarburos de México”. 2009.
- PEMEX. “Las reservas de hidrocarburos de México”. 2010.
- PEMEX. “Las reservas de hidrocarburos de México”. Pemex Exploración y Producción, 2011, 122 p.
- PEMEX. “Tabla de crudos base”. PEP, 2011.
- PEMEX. Incorporación de reservas de gas y aceite e incremento de producción. PEP, 2012.
- Pindell, J. “Early Paleogene Isolation of the Gulf of Mexico from the World’s Oceans? Implications for Hydrocarbon Exploration and Eutasy”. En *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics*. AAPG, 2003.
- Piston Well Services Inc. “IRP 3.2.1 Well Design”. Canada, 2012. Disponible en: <http://www.pistonwell.com/>
- Redlinger, Thomas M. and McCormick John; Longer, deviated wells push drill pipe limits, *Innovating While Drilling*, Drilling Contractor, 2011.
- Rodríguez de la Garza, Fernando. “Explotación del Complejo Cantarell: historia, estado actual y perspectivas”. Junio de 2009.
- Romero I. M. A, Medrano M. L. y Maldonado V. R. Subsistemas generadores del área marina de Campeche, México, *Boletín AMGP*, V. 49, 2001.
- Russell, Loris. “*Heritage of Light: Lamps and Lighting in the Early Canadian Home*”. University of Toronto Press, 2003.
- Santamaría-Orozco, D. Estimaciones de volúmenes de hidrocarburos en la Sonda de Campeche usando un enfoque integral, Primer congreso y exposición internacional del petróleo en México, Cancún, Quintana Roo, 30 agosto – 2 septiembre. 2006.
- Santiago Acevedo, J., Carrillo-Bravo, J., y Martell-Andrade, B. Geología Petrolera de México. En *Evaluación de Formaciones de Formaciones en México*. Schlumberger, México, 1984.
- Satter, Abdus y Thakur, Ganesh. “Integrated Petroleum Reservoir Management – A team approach”. 1994.
- Schaaf, S. “Application of a Point the Bit Rotary Steerable System in Directional Drilling Prototype Wellbore Profiles”. SPE 62519, 2000.

- Schlumberger, Worldwide Heavy Oil Production Map, Oil and Gas Journal, 2006.
- SENER. "Prospectiva de Petróleo Crudo 2012 – 2026". México, 2012, 173 p.
- SENER. "Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010 – 2025". México, 2011, 175 p.
- Sharpton, V. "A model of the Chicxulub impact basin based on evaluation of geophysical data, well logs, and drill core samples". GSA Special Paper, 1996.
- Sheu, E. "Petroleomics and Structure-Function Relation of Crude Oils and Asphaltenes" Mullins CO, 2006.
- Shrivastava, V. "Numerical Simulation of Foam Flooding for Sweep Improvement". SPE 99-13-24, JCPT, Canada, 1999.
- Smith, Brackin. "Ekofisk 4D Seismic – Influence on Flow Simulation and Compaction Modeling". SPE 14149, Offshore Technology Conference, USA, 2002.
- Spildo, Kristine. "Low salinity waterflood at reduced capillarity". SPE 154236, Oklahoma, USA, 2012.
- Stosur, George. "EOR: Past, Present and What the next 25 years may bring". SPE 84864, Malasya, 2003.
- Thomas, S. "Enhanced Oil Recovery – An overview, Oil & Gas Science and Technology". 2008.
- Tecnica Petroleum Services. "Enhanced Oil Recovery". Canadá, 2001.
- Tissot, B. y Welte, D. "Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration". Berlin, 1978.
- Tissot, B. y Welte, D. "Petroleum Formation and Occurrence". Second Revised and Enlarged Edition, Berlin, 1984.
- Trejo-Vázquez. "Presentación de los campos de la Región Marina". 2006.
- Ulloa, Oscar. "Tecnologías aplicadas en México para estimular yacimientos de aceite pesado". Weatherford, México, 2011.
- Vassiliou, M. S. "Historical Dictionary of the Petroleum Industry". Scarecrow Press Inc., USA, 2009. Disponible en: <http://books.google.com.mx/books?id=vArc08DO9ykc&printsec=frontcover&hl=es#v=onepage&q&f=false>
- Vassoyevich, N. "Sedimentary Basins and Their Oil and Gas Content". Moscow University Publishing, 1975, 176 p.
- Weatherford. "Manual de Introducción a la Perforación Bajo Balance", publicado por Weatherford, San Antonio, Texas, 1999.
- Weatherford. "Perforación con presión controlada (MPD)". 2010.
- Winker, C. y Buffler, R. "Paleogeographic Evolution of Early Deep-Water Gulf of Mexico and Margins". SEPM, Tulsa, v. 42, 1988, pp. 39-45.

- World Heavy Oil Congress. "About Heavy Oil". 2012. Disponible en: <http://worldheavyoilcongress.com/2012/faq/about-heavy-oil/>
- World Energy Outlook. IEA. Francia, 2011, 659 p.
- Yen, T. "Characterization of Heavy Oil". The Second UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, 1984.
- Zavala Olmedo, Arturo E. "Métodos y tecnologías para la explotación de aceite pesado". UNAM, FI, tesis de licenciatura, México, D.F., 2013.