



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PANORAMA DE LA EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS NO
CONVENCIONALES Y ENERGÍAS NO
CONVENCIONALES A NIVEL MUNDIAL**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A :

BARRIOS BERNAL EDSON OMAR



DIRECTOR DE TESIS:

**DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE
SÁNCHEZ**

Ciudad Universitaria, D.F., Noviembre de 2015

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por la valiosa formación que me ha dado y los momentos que he vivido en ella.

A mis padres por apoyarme siempre y en cada una de las decisiones que he tomado.

A mis hermanos por esos momentos que hemos vivido, la vida no sería la misma sin ustedes.

A cada uno de mis familiares que me han inculcado algo, especialmente a mi abuela y a mi tía Rocío.

A mis amigos que me han acompañado desde la infancia y a los que se han incorporado durante cada una de las etapas de mi vida.

A mis amigos que conocí durante la carrera, quienes estuvieron en buenos y en malos momentos, especialmente a Anell por el apoyo fiel que me brindaste.

A todos mis maestros y en especial a mis sinodales quienes me brindaron su asesoría y sus acertados comentarios para la realización de este trabajo.

RESUMEN

La demanda de energía en el mundo crece día con día debido al desarrollo de cada una de las naciones, los hidrocarburos son la principal fuente de energía actualmente que existe en el planeta, y se cree que para el año 2030 representarán el 83% de las fuentes de energía. Sin embargo, la producción de hidrocarburos ha llegado a una etapa de declinación debido principalmente a que el petróleo de fácil extracción ha disminuido sustancialmente. Debido a ello surge la necesidad de evaluar opciones diferentes a la recuperación de hidrocarburos no convencionales.

Los hidrocarburos no convencionales son una excelente alternativa para compensar la disminución actual y futura de la producción; que significa la declinación de varios de los principales campos petroleros del mundo. Los hidrocarburos no convencionales son aquellos que solo pueden ser recuperados con índices de productividad comerciales, mediante el cambio de la permeabilidad de la roca o de la viscosidad del fluido. El potencial de este tipo de hidrocarburos es muy llamativo ya que cuentan con gran cantidad de recursos prospectivos distribuidos en todo el mundo, desafortunadamente, por su dificultad de recuperación su producción resulta ser muy cara o en ocasiones no factible. Actualmente existen técnicas para la exploración y explotación de los hidrocarburos no convencionales; todas ellas varían de acuerdo a las condiciones dadas por el yacimiento o por el tipo de fluido.

Las energías no convencionales son una fuente de energía limpia que representa otra opción para la demanda de energía; este tipo de recursos son muy diversos ya que provienen de la naturaleza, esto otorga la ventaja de que pueden ser aprovechados en diferentes tipos de regiones. Además son apoyadas por los gobiernos mundiales con el fin de mejorar el medio ambiente y tener un desarrollo sustentable.

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1: VISCOSIDAD Y DENSIDAD API TÍPICA DE ALGUNOS ACEITES PESADOS. FUENTE: BRIGGS ET AL., 1987.	33
TABLA 2.2: COMPARATIVA DE LA COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL ACEITE EXTRAPESADO Y EL ACEITE CONVENCIONAL. FUENTE: KAZEEM ET AL., 2010.	34
TABLA 2.3: PROPIEDADES GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICOS DE LOS YACIMIENTOS DE ARENAS. FUENTE: CAINENG ET AL., 2013B.	48
TABLA 3.1: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD VÍA GEOTERMIA DE ALGUNOS PAÍSES. FUENTE: SENER, 2013.	80
TABLA 3.2: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD VÍA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE ALGUNOS PAÍSES. FUENTE: SENER, 2013....	80
TABLA 3.3: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD VÍA ENERGÍA EÓLICA DE ALGUNOS PAÍSES. FUENTE: SENER, 2013.	82
TABLA 3.4: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD VÍA ENERGÍA HIDRÁULICA DE ALGUNOS PAÍSES. FUENTE: SENER, 2013.	84
TABLA 3.5: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD VÍA BIOENERGÍA DE ALGUNOS PAÍSES. FUENTE: SENER, 2013.	89
TABLA 4.1: CONTAMINANTES GENERADOS POR LAS FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. FUENTE: MERINO, 2012.	95
TABLA 4.2: GASES CONSIDERADOS PARA EL EFECTO INVERNADERO. FUENTE: SNV, 2009.	96
TABLA 4.3: PAÍSES QUE PERTENECEN AL ANEXO I DE LA UNFCCC. FUENTE: UN, 2015.	97
TABLA 4.4: PAÍSES QUE PERTENECEN AL NO ANEXO I DE LA UNFCCC. FUENTE: UN, 2015.	97
TABLA 4.5: EJEMPLOS DE PROYECTOS QUE PUEDEN DAR LUGAR A UN MDL FUENTE: SNV, 2009.	101
TABLA 5.1: REPORTE DE VOLUMEN ORIGINAL, PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS AL 1° DE ENERO DE 2014. FUENTE: CNH, 2015.	110
TABLA 5.2: DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN POR TIPO DE FLUIDO. FUENTE: SENER, 2015.	112
TABLA 5.3: RESERVAS DE ACEITE 1P, 2P Y 3P DE MÉXICO POR TIPO DE FLUIDO (MILLONES DE BARRILES). FUENTE: SENER, 2014.	113
TABLA 5.4: RECURSOS PROSPECTIVOS DE ACEITE Y GAS DE LUTITAS. FUENTE: CNH, 2015.	115
TABLA 5.5: RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS EN CAPAS DE CARBÓN EN MÉXICO (TPC). FUENTE: SENER, 2012.	116
TABLA 5.6: COSTO DE PRODUCCIÓN POR UNIDAD DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONES. FUENTE: IEA, 2010.	119
TABLA 5.7: PRECIOS DE VENTA DEL BARRIL Y DE MMBTU UTILIZADOS PARA ESTE ANÁLISIS. FUENTE: WEB, SECRETARÍA DE ECONOMÍA.	119
TABLA 5.8: FLUJOS DE EFECTIVO OBTENIDOS MEDIANTE LA METODOLOGÍA DESCRITA.	120
TABLA 5.9: METAS DE MÉXICO DE ACUERDO AL “SE4ALL”. FUENTE: SENER 2013.	122
TABLA 5.10: LOCALIDADES CON POTENCIAL GEOTÉRMICO DE MÉXICO. FUENTE: HIRIART, 2011.	124
TABLA 5.11: PARQUES EÓLICOS Y SU GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO. FUENTE: WEB, EOMM, 2015.	126
TABLA 5.12: PROYECTOS GENERADORES DE BONOS DE CARBONO DE LA PLATAFORMA MEXICO2. FUENTE: WEB, MEXICO2, 2015.	128
TABLA 5.13: COSTO/BENEFICIO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA ALTERNAS Y DE LAS CONVENCIONALES. FUENTE: US DOE, 2014 Y SENER 2009.	129

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1: DEMANDA DE MUNDIAL DE PETRÓLEO POR REGIONES, 2013 (MILES DE BARRILES DIARIOS). FUENTE: SENER (ANNUAL STATISTICAL BULLETIN, OPEC, 2014).....	11
FIGURA 1.2: PRINCIPALES CONSUMIDORES DE PETRÓLEO, 2013 (MILES DE BARRILES DIARIOS). FUENTE: SENER (ANNUAL STATISTICAL BULLETIN, OPEC, 2014).....	11
FIGURA 1.3: PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO POR REGIÓN, 2013 (MILES DE BARRILES DIARIOS). FUENTE: SENER (ANNUAL STATISTICAL BULLETIN, OPEC, 2014).....	13
FIGURA 1.4: PRINCIPALES PAÍSES PRODUCTORES DE PETRÓLEO, 2013 (MILES DE BARRILES DIARIOS). FUENTE: SENER (ANNUAL STATISTICAL BULLETIN, OPEC, 2014).....	14
FIGURA 1.5: RESERVAS DE PETRÓLEO POR REGIÓN, 2013 (MILLONES DE BARRILES). FUENTE: SENER (ANNUAL STATISTICAL BULLETIN, OPEC, 2014).....	15
FIGURA 1.6: RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO POR PAÍS, 2013 (MILLONES DE BARRILES). FUENTE: SENER (ANNUAL STATISTICAL BULLETIN, OPEC, 2014).....	16
FIGURA 1.7: DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DEL ACEITE CONVENCIONAL (MILES DE MILLONES DE BARRILES). FUENTE: BENTLEY, 2002.	17
FIGURA 1.8: DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DEL GAS CONVENCIONAL (BILLONES DE PIES CÚBICOS), FUENTE: BENTLEY, 2002.	18
FIGURA 1.9: DESCUBRIMIENTOS ACUMULADOS Y POR AÑO DE CAMPOS PETROLEROS HASTA 2010. FUENTE: MILLER Y SORRELL, 2013.	19
FIGURA 1.10: POSIBLE PRODUCCIÓN FUTURA DE LOS TIPOS DE HIDROCARBUROS HASTA 2050. FUENTE: BENTLEY, 2002.....	20
FIGURA 1.11: COMPARACIÓN DE RECURSOS APORTADORES DE ACEITE Y GAS SEGÚN EL TIPO, (MMMBPCE). FUENTE: BENTLEY, 2002.	21
FIGURA 1.12: RECURSOS PROSPECTIVOS DE ACEITE NO CONVENCIONAL (MILES DE MILLONES DE BARRILES). FUENTE: IEA, 2010.	22
FIGURA 1.13: RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS NO CONVENCIONAL (BILLONES DE METROS CÚBICOS). FUENTE: IEA, 2010.	22
FIGURA 1.14: DEMANDA DE ENERGÍA MUNDIAL HASTA EL AÑO 2035 (MILLONES DE TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO). FUENTE: WEO, 2011.	24
FIGURA 2.1: VISCOSIDAD CONTRA PRODUCTIVIDAD NATURAL DE LOS HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES. FUENTE: CAINENG ET AL., 2013A.	27
FIGURA 2.2: ESTRUCTURA Y GARGANTA DE PORO DE LOS HIDROCARBUROS. FUENTE: CAINENG ET AL., 2013A.	29
FIGURA 2.3: CURVA TIPO DE PRODUCCIÓN DEL ACEITE Y GAS NO CONVENCIONAL. FUENTE: CAINENG, ET AL., 2013A.	31
FIGURA 2.4: DENSIDAD DE ALGUNOS FLUIDOS COTIDIANOS Y DE LOS TIPOS DE HIDROCARBUROS EN.....	32
FIGURA 2.5: RELACIÓN DE LA VISCOSIDAD Y LA TEMPERATURA DE UN ACEITE PESADO. FUENTE: SHAWN ET AL., 2006.	34
FIGURA 2.6: TIPOS DE TRAMPA DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE PESADO FUENTE: CAINENG ET AL., 2013B.	35
FIGURA 2.7: PRODUCCIÓN A MINA ABIERTA E IN SITU. FUENTE: WEB, TOTAL, 2015.	38
FIGURA 2.8: COMPONENTES DE LA PRODUCCIÓN CON ARENA. FUENTE: M. DUSSEALT, 2002.....	41
FIGURA 2.9: ETAPAS DE LA TECNOLOGÍA STEAM HUFF-AND-PUFF. FUENTE: WEB, TOTAL, 2015.	43
FIGURA 2.10: DRENE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR "SAGD". FUENTE: SHAWN ET AL., 2006.....	45
FIGURA 2.11: DIFERENTES ZONAS CREADAS PARA EL DESARROLLO DE LA COMBUSTIÓN IN SITU. FUENTE: SHAWN ET AL., 2006. .	47
FIGURA 2.12: PASOS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL. FUENTE: CSUR, 2012.....	50
FIGURA 2.13: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ARENAS COMPACTAS. FUENTE: CSUR, 2012.	52
FIGURA 2.14: POZOS DESARROLLADOS EN UN YACIMIENTO EN ARENAS COMPACTAS. FUENTE: CSUR, 2012.	53
FIGURA 2.15: ROCAS CARACTERÍSTICAS DE UN YACIMIENTO CONVENCIONAL Y DE LUTITA. FUENTE: MENDOZA, 2014.	54
FIGURA 2.16: VENTANA DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS. FUENTE: MCCARTHY ET AL., 2011.....	55
FIGURA 2.17: LUTITA BITUMINOSA Y ACEITE EN LUTITA. FUENTE: COGA, 2013	58
FIGURA 2.18: CAPACIDAD DE ADSORCIÓN Y ABSORCIÓN DE LAS CAPAS DE CARBÓN SEGÚN SU RANGO. FUENTE: ANDERSON ET AL., 2004.	60
FIGURA 2.19: GENERACIÓN DE GAS EN FUNCIÓN DEL RANGO DEL CARBÓN. FUENTE: ANDERSON ET AL., 2004.....	61

PANORAMA DE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES Y ENERGÍAS NO CONVENCIONALES
A NIVEL MUNDIAL

FIGURA 2.20: DIAGRAMA DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DEL METANO EN CAPAS DE CARBÓN. FUENTE: JOHNSTON ET AL., 2009.	63
FIGURA 2.21: ETAPAS DE LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE METANO EN CAPAS DE CARBÓN. FUENTE: MATHEWS Y KUMAR, 2010).	64
FIGURA 2.22: POZO DE PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS GRISÚ. FUENTE: JOHNSTON ET AL., 2009).	68
FIGURA 2.23: HIDRATO DE GAS EN LLAMAS. FUENTE: CGG, 2015.	69
FIGURA 2.24: DIAGRAMA DE FASE DE LA ESTABILIDAD DEL HIDRATO DE METANO. FUENTE: BIRCHWOOD, ET AL., 2010.	70
FIGURA 2.25: TIPOS DE YACIMIENTOS EN LOS QUE SE FORMAN LOS HIDRATOS DE GAS. FUENTE: BOSWELL Y COLLETT, 2006.	72
FIGURA 2.26: MOLÉCULA DE HIDRATO DE GAS. FUENTE: CAINENG ET AL., 2013.	73
FIGURA 2.27: RESPUESTA DE REGISTROS A LA FORMACIÓN DE HIDRATOS. FUENTE: CAINENG ET AL., 2013b.	74
FIGURA 2.28: MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS. FUENTE: BOSWELL Y COLLETT, 2000.	77
FIGURA 3.1: YACIMIENTO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA. FUENTE: WEB, UNAM, 2015.	79
FIGURA 3.2: USO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. FUENTE: WEB, SUNEDISON, 2015.	81
FIGURA 3.3: SISTEMA DE ENERGÍA EÓLICA. FUENTE: WEB, UNESA, 2015.	83
FIGURA 3.4: PLANTA DE ENERGÍA HIDRÁULICA. FUENTE: WEB, ES, 2015.	84
FIGURA 3.5: PLANTA DE ENERGÍA NUCLEAR LAGUNA VERDE, MÉXICO. FUENTE: WEB, UNAM, 2011.	87
FIGURA 4.1: POZO PRODUCTOR DE GAS EN CAPAS DE CARBÓN. FUENTE: HALLIBURTON C., 2008.	92
FIGURA 4.2: RIESGOS AMBIENTALES POR EL DESARROLLO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. FUENTE: CAMPERO, 2014.	93
FIGURA 4.3: PROCEDIMIENTO DE VALIDACIÓN DE CER PARA UN MDL. FUENTE: SNV, 2009.	102
FIGURA 4.4: PRECIOS DE LOS BONOS DE CARBONO DE 2008 A 2011. FUENTE: BASCON, 2012.	106
FIGURA 5.1: PROVINCIAS PETROLERAS PRODUCTORAS Y/O CON RESERVAS Y DE POTENCIAL MEDIO-BAJO. FUENTE: PEMEX, 2013.	109
FIGURA 5.2: PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL ACEITE DE MÉXICO (MBD). FUENTE: CNH, 2015.	111
FIGURA 5.3: PRODUCCIÓN TOTAL Y POR TIPO DE GAS DE MÉXICO (MMPCD). FUENTE: CNH, 2015.	111
FIGURA 5.4: PROVINCIAS PROSPECTIVAS DE ACEITE Y GAS DE LUTITAS FUENTE: CNH, 2015.	114
FIGURA 5.5: RESULTADO DE LOS POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS EN LAS PROVINCIAS DE ACEITE Y GAS DE LUTITAS. FUENTE: CNH, 2015.	114
FIGURA 5.6: ÁREAS CON POTENCIAL DE GAS EN CAPAS DE CARBÓN DE MÉXICO SEGÚN EL ESTUDIO DE LA SEMARNAT. FUENTE: SENER, 2012.	117
FIGURA 5.7: ÁREAS CON POTENCIAL DE GAS EN CAPAS DE CARBÓN DE MÉXICO DE ACUERDO AL ESTUDIO DEL SGM. FUENTE: SENER, 2012.	117
FIGURA 5.8: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO. FUENTE: SENER 2009.	122
FIGURA 5.9: CAMPOS GEOTÉRMICOS DE MÉXICO. FUENTE: HIRIART, 2011.	123

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	9
1 PERSPECTIVA MUNDIAL DEL PETRÓLEO	10
1.1 Demanda de hidrocarburos en el mundo.	10
1.2 Producción de hidrocarburos en el mundo.....	12
1.3 Reservas probadas en el mundo.	14
1.4 Declinación global de los hidrocarburos.	16
1.5 Importancia de los hidrocarburos no convencionales.	19
1.6 Importancia de otro tipo de energías.	23
2 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	26
2.1 Definición de los hidrocarburos no convencionales.	26
2.2 Características generales.....	27
2.3 Aceite pesado y bitumen.....	31
2.4 Aceite y gas en arenas compactas.....	47
2.5 Aceite y gas de lutitas.....	53
2.6 Metano en capas de carbón.....	59
2.7 Hidratos de Gas.....	68
3 ENERGÍAS NO CONVENCIONALES O ALTERNAS	78
3.1 Energía geotérmica.	78
3.2 Energía solar fotovoltaica.....	80
3.3 Energía solar térmica.....	81
3.4 Energía eólica.	82
3.5 Energía hidráulica.....	83
3.6 Energía del hidrógeno.	85
3.7 Energía nuclear.....	86
3.8 Bioenergía.	87
4 IMPACTO AMBIENTAL	90
4.1 Impacto ambiental por la explotación de hidrocarburos no convencionales.....	90
4.2 Impacto ambiental por la explotación de energías no convencionales.....	94
4.3 Protocolo de Kioto.....	95
4.4 Mecanismos de desarrollo limpio.	98
4.5 Proyectos de Implementación Conjunta.....	103

PANORAMA DE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES Y ENERGÍAS NO CONVENCIONALES
A NIVEL MUNDIAL

4.6	Bonos de Carbono.....	104
5	FACTIBILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA EN MÉXICO	108
5.1	Perspectiva de los hidrocarburos en México.	108
5.2	Oportunidades de desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en México.	112
5.3	Factibilidad técnica económica de los hidrocarburos no convencionales.....	118
5.4	Energías no convencionales en México.	121
5.5	Costos de explotación de las energías no convencionales.	129
	CONCLUSIONES	130
	GLOSARIO	133
	BIBLIOGRAFÍA.....	139
	REFERENCIAS DE INTERNET.....	144

Capítulo I

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo hoy en día, es uno de los sectores con mayor impacto en el planeta; la inevitable declinación de la producción de hidrocarburos que sufren varias naciones del mundo, entre ellas México, es uno de los más grandes retos a los que se enfrenta esta industria. Si bien, se ha implementado la recuperación secundaria y mejorada en campos maduros como una opción a la declinación de la recuperación de hidrocarburos, ésta no es suficiente y por ello surge la importancia de determinar el potencial y proyección de los hidrocarburos no convencionales.

Al considerar que la demanda de energía crece con el paso del tiempo es necesario contar con alternativas sustentables y diferentes a las tradicionales, las cuales sean capaces de satisfacer esta demanda. Las energías no convencionales son una opción a los hidrocarburos al tener el potencial de proveer la energía necesaria para el desarrollo de la sociedad. El enorme aporte energético que ofrece este tipo de fuentes de energía, así como el mínimo impacto ambiental que estas generan, las convierten en una industria con grandes oportunidades a nivel mundial. La implementación de fuentes de energía “limpia” se ven favorecidas por instrumentos como el mercado de carbono o los mecanismos de desarrollo limpio, creados por las Naciones Unidas mediante el Protocolo de Kioto con el fin de incentivar su desarrollo con beneficios mayores a los energéticos y ambientales. (WEB, UN, 2015).

El objetivo de esta tesis de licenciatura es presentar una descripción sobre los hidrocarburos no convencionales y energías no convencionales que son explotadas actualmente en el mundo, como una respuesta a las necesidades energéticas y a la declinación de la producción de los hidrocarburos. Además, se presenta el panorama y las oportunidades en México

1 PERSPECTIVA MUNDIAL DEL PETRÓLEO

1.1 Demanda de hidrocarburos en el mundo.

Hoy en día la sociedad depende de los hidrocarburos para su desarrollo, desde la tarea más cotidiana hasta la más complicada implica en algún momento el uso de este recurso. Los hidrocarburos se han convertido en la fuente más importante de energía en el mundo y su consumo se ha incrementado año con año, y se espera que este continúe intensificándose con el paso del tiempo.

La World Energy Outlook (WEO) afirma que para el año 2030 los combustibles fósiles se mantendrán como la principal fuente de energía con cerca del 83% de la demanda de energía. (*Shahriar y Erkan, 2008*).

Cada año la demanda mundial de energéticos crece como consecuencia del aumento de la población y de sus necesidades, la demanda mundial de hidrocarburos en el año 2013 fue de 90,006 mbd (miles de barriles diarios), 1.2% mayor respecto a lo registrado en 2012, el país con mayor demanda de petróleo fue los Estados Unidos con una demanda de 18,899.9mbd. (*SENER, 2014*).

La región con mayor demanda de hidrocarburos en 2013 fue Asia Pacifico con el 32.5% del consumo total de petróleo, siendo China, Japón e India los principales demandantes de este recurso del área. El segundo lugar lo ocupa Norteamérica con el 23.5% del consumo mundial de petróleo; los Estados Unidos representan más del 60% de la demanda de esta área. Europa Occidental ocupa el tercer lugar con el 14.4% teniendo a Rusia y Alemania como principales contribuidores a este conteo, (ver figura 1.1). (*SENER, 2014*).

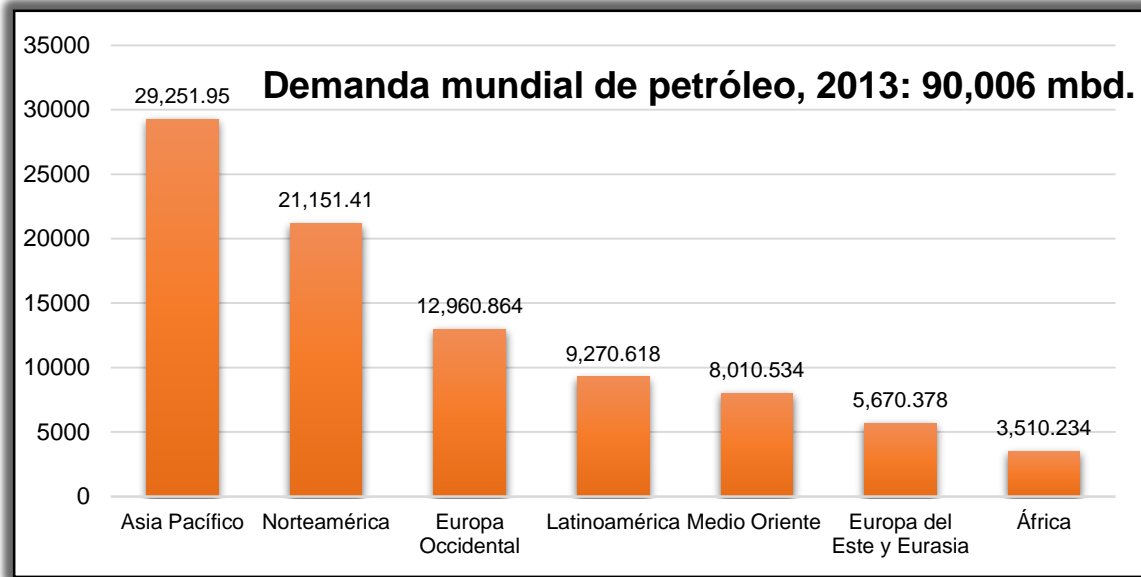


Figura 1.1: Demanda de mundial de petróleo por regiones, 2013 (miles de barriles diarios).

Fuente: SENER (Annual Statistical Bulletin, OPEC, 2014).

Por nación, Estados Unidos es quien presenta la mayor demanda de petróleo seguido de China y Japón. En la figura 1.2 se indican las 10 naciones con mayor demanda de petróleo.

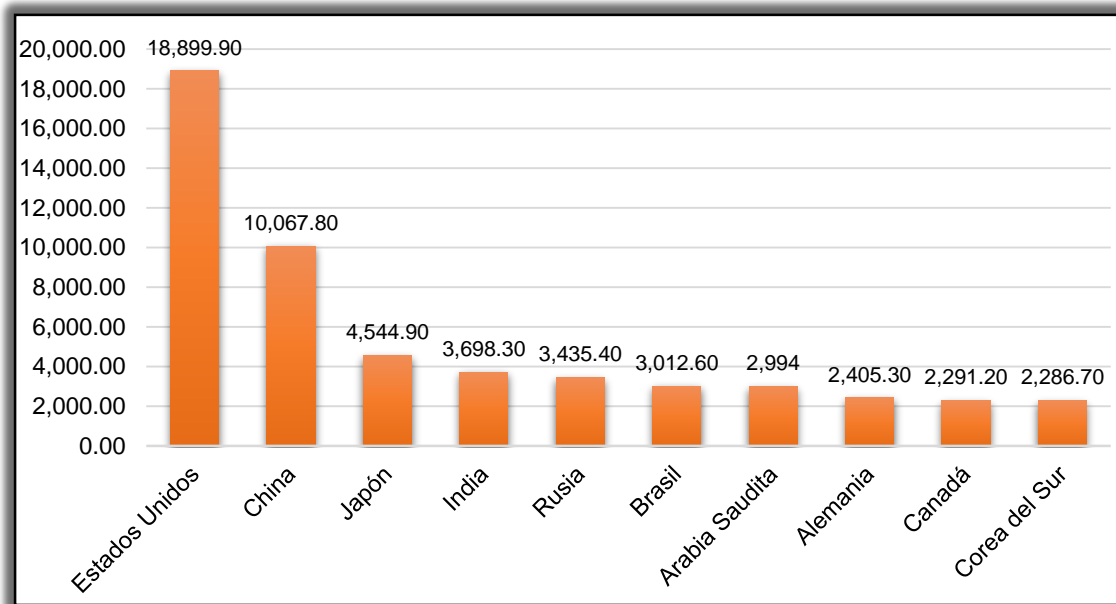


Figura 1.2: Principales consumidores de petróleo, 2013 (miles de barriles diarios). Fuente:

SENER (Annual Statistical Bulletin, OPEC, 2014).

1.2 Producción de hidrocarburos en el mundo

El consumo de hidrocarburos con respecto al tiempo es función de distintas variables socioeconómicas mundiales; como por ejemplo: crisis económicas, accidentes, planes económicos, desarrollo social y política; lo cuales pueden obligar a una nación a tener un incremento o disminución en la demanda energética. En el caso del petróleo, la demanda debe ser cubierta mediante la producción de reservas o la importación del mismo, lo que lleva a la preocupación por un mantenimiento o aumento de la explotación de este recurso. La producción de hidrocarburos al cierre de 2013 fue de 72,842 mbd, teniendo un incremento de 2.3% con respecto a 2012. (SENER, 2014).

La región con mayor producción fue Medio Oriente con el 32.7% de la recuperación total de petróleo, siendo Arabia Saudita el mayor contribuidor a la recuperación de esta zona. Europa del Este y Eurasia, además de Latinoamérica, cierran los primeros tres lugares de este conteo con 17.5% y 13.3% de la explotación total de petróleo respectivamente. Si bien Venezuela es el principal contribuidor de Latinoamérica, su producción ha caído persistentemente durante la última década, México es el segundo país productor de hidrocarburos de esta zona. Norteamérica ocupó la cuarta posición con 12.1%, sin embargo los únicos representantes de esta región son Canadá y los Estados Unidos. Cabe resaltar que aunque Asia Pacífico es la región más demandante de petróleo, ésta se encuentra hasta la penúltima posición con el 10.1% de la producción mundial de hidrocarburo, (ver figura 1.3). (SENER, 2014).

La producción mundial de petróleo no siguió el ritmo de la demanda de hidrocarburos ya que el aumento del consumo fue de 1.2% en comparación al año 2012 y el rendimiento de la recuperación creció únicamente 0.1% respecto al año anterior a este conteo. (SENER, 2014).

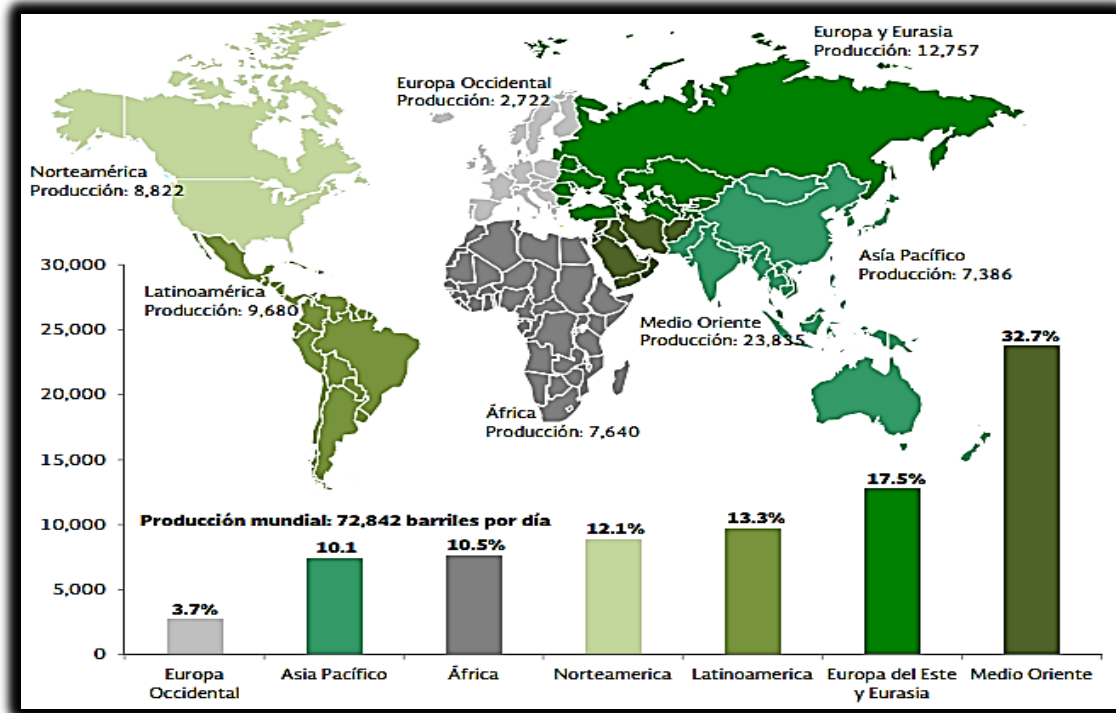


Figura 1.3: Producción mundial de petróleo por región, 2013 (miles de barriles diarios).

Fuente: SENER (Annual Statistical Bulletin, OPEC, 2014).

En la figura 1.4 se indican con su recuperación de petróleo los 10 países con mayor producción de petróleo a nivel mundial; Estados Unidos tuvo el mayor crecimiento de todos los países en relación a 2012 con 14.8%; es decir, un aumento de 956 mbd., este desarrollo tiene como precedente la intensificación de la inversión en la perforación de yacimientos de aceite y gas de lutitas. Este crecimiento, el cual fue el segundo más grande en la historia de los Estados Unidos, lo ubicó en el tercer puesto, sólo superado por Rusia quien fue el mayor productor de hidrocarburos en el mundo en 2013 y Arabia Saudita quien tuvo un retroceso en la producción respecto a 2012. Muy por detrás de estos tres países se encuentra China, Irán e Irak; México ocupó la décima posición como productor de petróleo. (SENER, 2014).

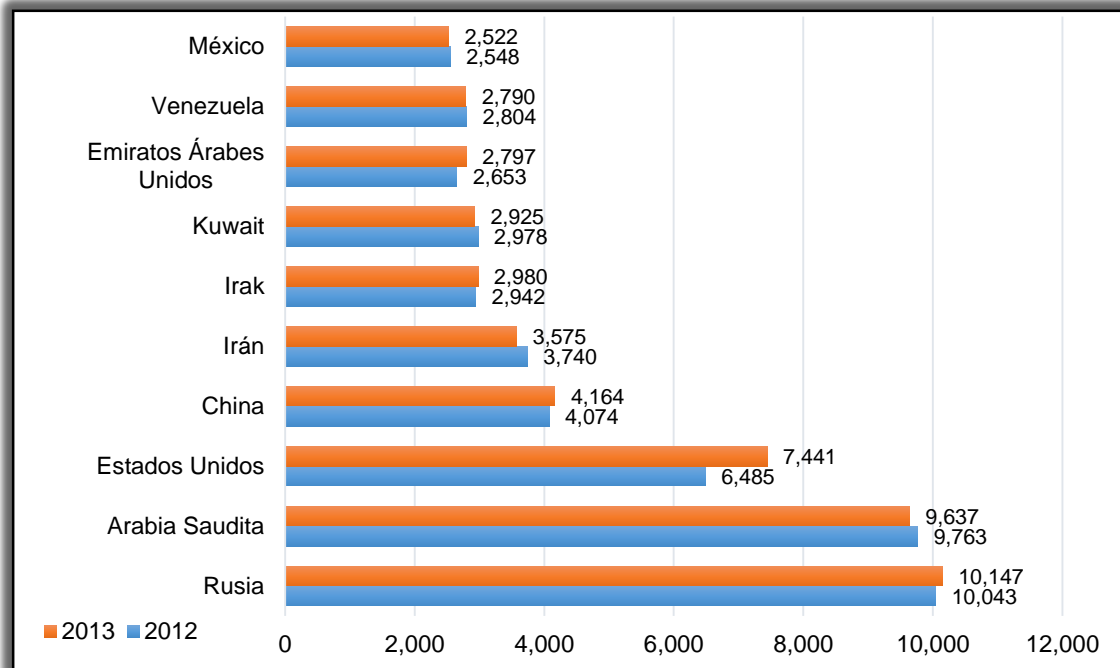


Figura 1.4: Principales países productores de petróleo, 2013 (miles de barriles diarios).

Fuente: SENER (Annual Statistical Bulletin, OPEC, 2014).

1.3 Reservas probadas en el mundo.

Hasta ahora, se ha tratado cuánto se consume y se produce de hidrocarburos a nivel mundial así como cuáles países son los referentes en estas ramas; sin embargo, también es muy importante saber cuál es la situación global en cuanto a disponibilidad de reservas probadas. En el año 2013 las reservas probadas de petróleo a nivel mundial llegaron a 1,489,865 millones de barriles, volumen suficiente para cubrir la producción mundial durante los próximos 56 años. Si bien de los años 2011 a 2013 se ha registrado un aumento mundial de las reservas probadas, estos crecimientos son de mucho menor tamaño al que se tuvo en 2010. (SENER, 2014).

En la figura 1.5 se presenta el aumento a las reservas probadas por año y el volumen actual de cada una de las regiones del planeta. La región con mayor cantidad de reservas probadas es el Medio Oriente con el 53.9%, es decir 803,037 millones de barriles del total mundial; esta región está encabezada por Arabia. El

segundo puesto lo ocupó Latinoamérica con el 22.7%. Las demás regiones se encuentran con menos del 10%, siendo Europa Occidental la que cuenta con menores reservas probadas de todo el mundo. (SENER, 2014).

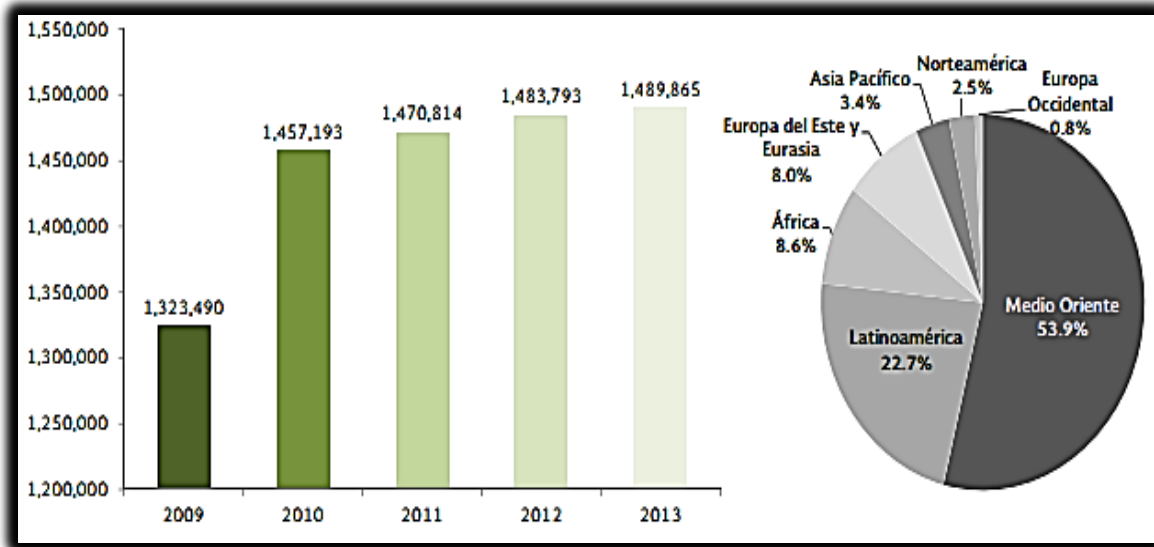


Figura 1.5: Reservas de petróleo por región, 2013 (millones de barriles). Fuente: SENER (Annual Statistical Bulletin, OPEC, 2014).

En la figura 1.6 se indican las naciones con mayores reservas probadas de crudo en 2013; el país con mayor cantidad de este recurso fue Venezuela con 298,350 millones de barriles de petróleo. Sin embargo, debido a la baja inversión y problemas sociopolíticos, la recuperación de hidrocarburos en Venezuela ha disminuido en los últimos años principalmente por la incapacidad para explotar las enormes reservas probadas con las que cuenta. La mayoría de los países de este conteo pertenecen al Medio Oriente, entre ellos se encuentran Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, etc. (SENER, 2014).

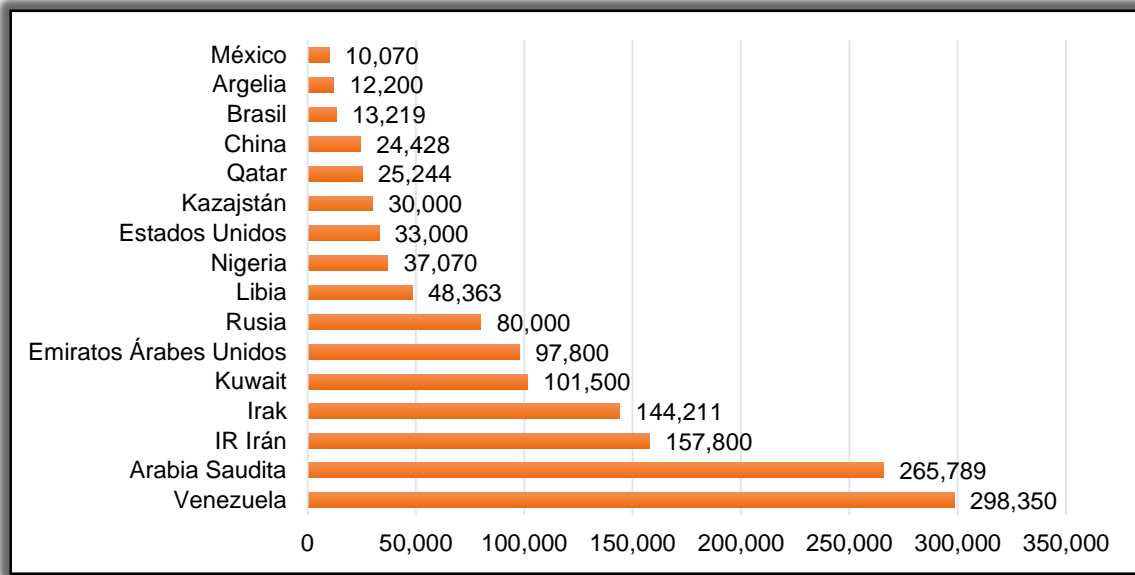


Figura 1.6: Reservas probadas de petróleo por país, 2013 (millones de barriles). Fuente: SENER (Annual Statistical Bulletin, OPEC, 2014).

1.4 Declinación global de los hidrocarburos.

La declinación de la producción de hidrocarburos líquidos es un hecho a nivel mundial, debido a que la suma de la producción de aceite de todas las naciones en el mundo, excepto por los 5 principales contribuidores del Medio Oriente, están cerca del máximo establecido por los límites de los recursos físicos. La declinación normalmente comienza cuando más de la mitad de las reservas recuperables han sido producidas. (Bentley, 2002).

Aunque desde hace unos años la producción del gas convencional ha sido mucho mayor que la del aceite, se pronostica que aún quedan alrededor de 10 años para alcanzar el pico de producción de este recurso. Es por eso que mientras el aceite convencional ya se encuentra en declinación de su producción, la producción de gas continúa aumentando y acercándose al inicio de su declinación. (Bentley, 2002). Actualmente la producción de hidrocarburos convencionales líquidos (aceite crudo, condensado y líquidos de gas natural) representa el 97% del total mundial y se espera que sea cerca del 90% para el año 2030. (Sorrel et al., 2013).

Mediante la figura 1.7 se sabe que una región se encuentra en la declinación de producción de aceite convencional, cuando más de la mitad de las reservas recuperables han sido consumidas, (la región negra es mayor a la blanca). Por ello se considera que las regiones de Norte América, Sudamérica, Europa y Asia Pacífico han pasado ya el pico de producción, mientras que África, Medio Oriente y Eurasia aún se encuentra por debajo de la mitad de las reservas. (Bentley, 2002).

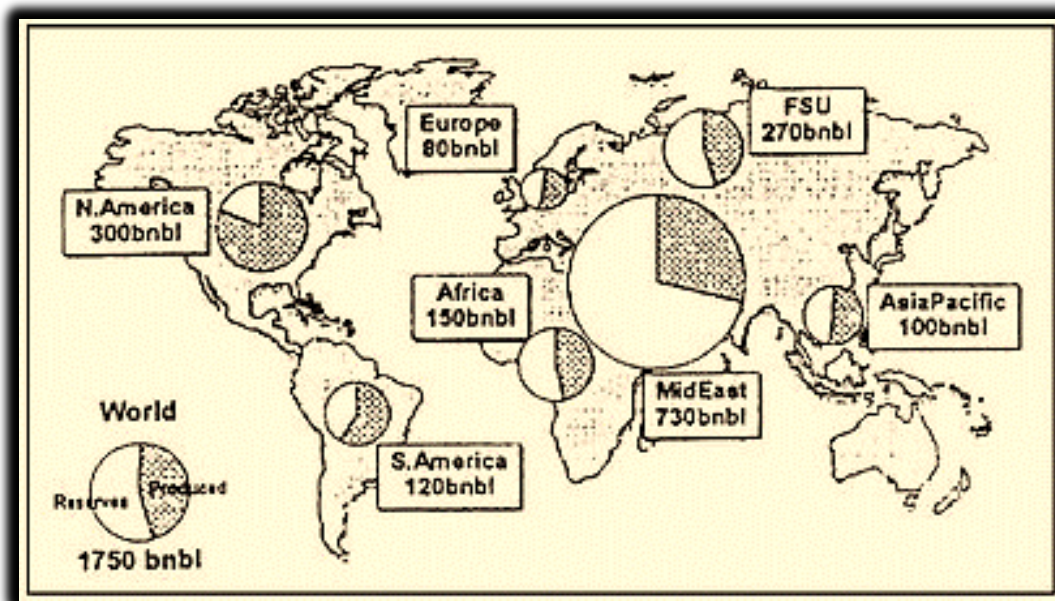


Figura 1.7: Distribución mundial del aceite convencional (miles de millones de barriles).

Fuente: Bentley, 2002.

A diferencia de la Figura 1.7, en la Figura 1.8 se muestran las regiones que están en una zona de declinación de producción de gas convencional cuando la región oscura ocupa el 75% del área total; dicho lo anterior se puede notar que la única región que ha entrado en esta fase es Norteamérica, y que las restantes siete zonas se encuentran lejos de entrar a esta etapa. (Bentley, 2002).

Para realizar los conteos anteriores se utilizó el análisis llevado a cabo por Campbell y Laherrère en 1995, quienes generaron sus estimaciones con base en los históricos de “Petroconsultants” pero ajustándolos con extensos conocimientos geológicos y

modelando por región, es decir si ésta ya había pasado el pico de producción o si aún no lo había hecho. (Bentley, 2002).

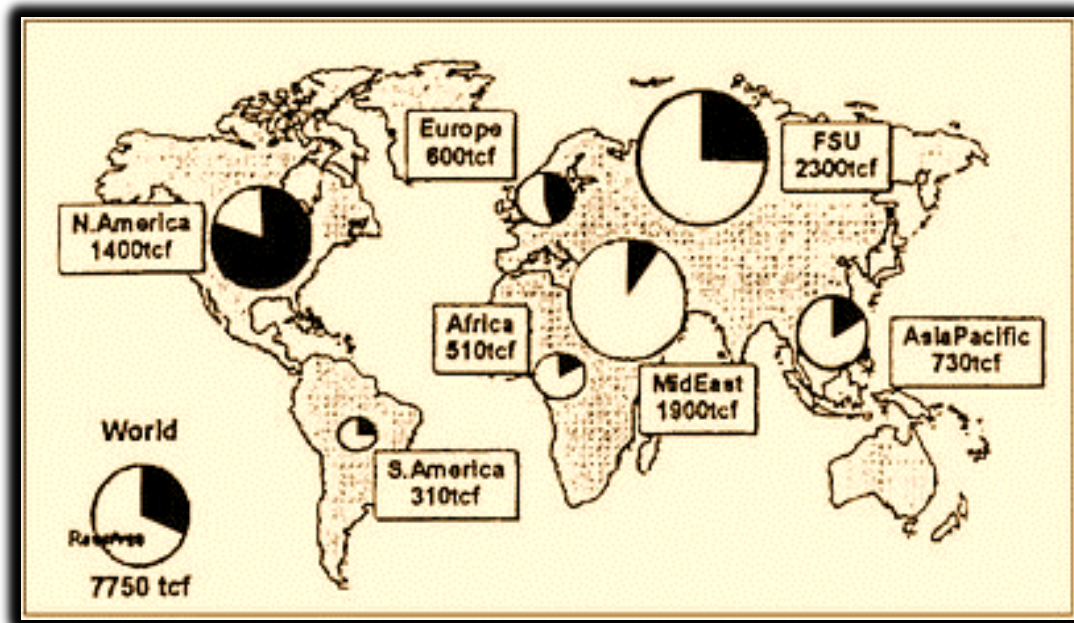


Figura 1.8: Distribución mundial del gas convencional (billones de pies cúbicos), Fuente: Bentley, 2002.

De acuerdo a lo anterior se puede considerar que la industria petrolera a nivel mundial se encuentra ya en una etapa de declinación, y que si bien el Medio Oriente aún cuenta con un alto nivel de hidrocarburos por explotar, estos no son suficientes para sustituir las pérdidas de producción que tienen las demás regiones. (Bentley, 2002).

Para reducir el impacto de la declinación de la producción de hidrocarburos, en los últimos años se ha incrementado la exploración, teniendo como resultado el descubrimiento de nuevos campos petroleros; los cuales, en la mayoría de los casos han resultado ser de mucho menor tamaño a los campos ya existentes, por lo que su producción no es suficiente para satisfacer la declinación que están teniendo los campos ya descubiertos. (Sorrel et al., 2013).

Como se puede observar en la Figura 1.9 los descubrimientos de campos petroleros han venido a la baja desde que en 1970 se alcanzó el número máximo de estos, si bien ha habido algunos repuntes estos no han sido de la misma intensidad que los que se tenían anteriormente a 1970. (Sorrel et al., 2013).

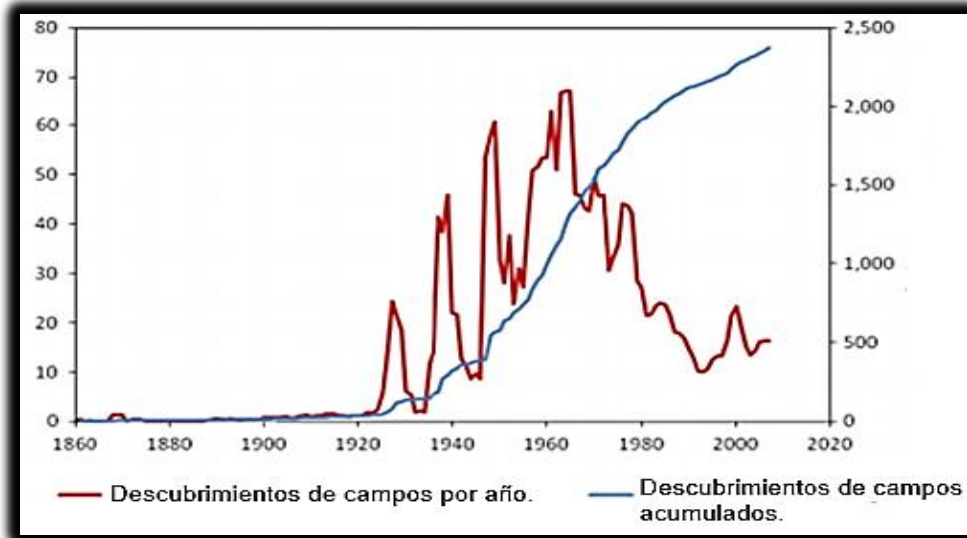


Figura 1.9: Descubrimientos acumulados y por año de campos petroleros hasta 2010.

Fuente: Miller y Sorrell, 2013.

Debido al bajo número de nuevos descubrimientos de campos petroleros, y que además estos nuevos campos cuentan con un volumen de mucho menor tamaño a los ya existentes, sumado a la etapa de declinación por la que pasa la producción de hidrocarburos convencionales, es importante evaluar otro tipo de soluciones con el fin de satisfacer la demanda energética. Por ello, es indispensable que los hidrocarburos no convencionales jueguen un papel mucho más importante.

1.5 Importancia de los hidrocarburos no convencionales.

Actualmente los hidrocarburos no convencionales son ya una porción de la producción mundial, aceite y gas de lutitas, petróleo pesado, gas en arenas compactas, metano en capas de carbón y las arenas bituminosas contribuyen con el 10% de la recuperación de hidrocarburos total del planeta. Si los tratamos según

el tipo de fluido, el aceite no convencional colabora con el 3% de la recuperación mundial de este fluido, mientras que el gas no convencional aporta más del 13% del total de gas producido en el mundo. (Caineng et al., 2013a).

En la Figura 1.10 se muestra una posible producción de los hidrocarburos convencionales y no convencionales hasta el año 2050. Se puede observar el aporte que ya tienen y que tendrán los hidrocarburos no convencionales con el paso de los años.

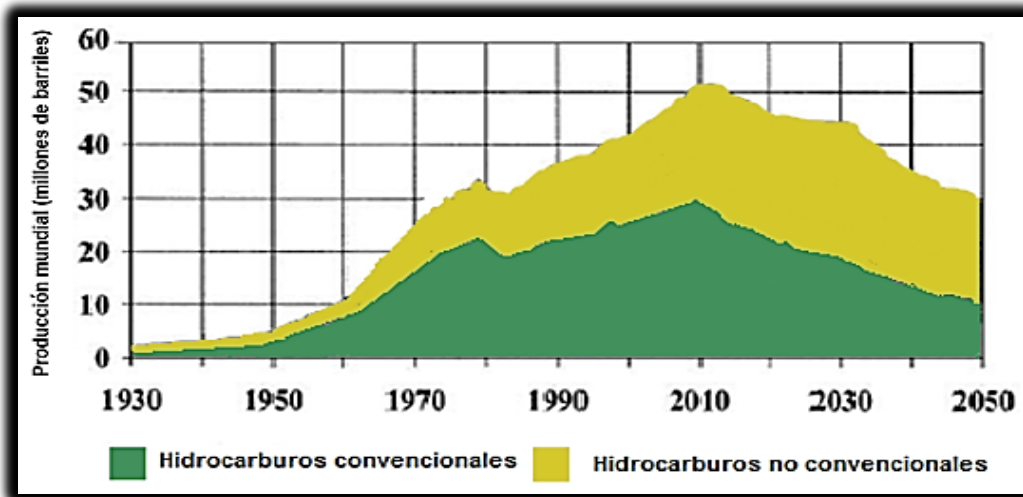


Figura 1.10: Posible producción futura de los tipos de hidrocarburos hasta 2050. Fuente: Bentley, 2002.

La figura 1.11 analiza las reservas probadas y probables mundiales de petróleo por el tipo de fluido, es decir por aceite y gas; de esta manera se puede considerar que el potencial de los hidrocarburos no convencionales es grande para ambos fluidos. Para su mejor comparación ambos fluidos están medidos en barriles de petróleo crudo equivalente.

Para el aceite se observa que el convencional cuenta con 3500 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbbpce), esto mediante la explotación de las reservas restantes y la implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada, además se pueden adicionar entre 300 y 400 mmbbpce

de recursos prospectivos. Por su parte el aceite no convencional, el cual comprende aceite de lutitas, pesado, arenas bituminosas y líquidos provenientes de gas natural tiene como potencial 4250 mmmbpce explotables. Sin embargo, existen otros 4000 mmmbpce provenientes de arenas bituminosas y aceite pesado que por el momento no son recuperables, pero con los avances tecnológicos y científicos adecuados estos recursos podrían irse incorporando poco a poco. (Bentley, 2002).

El gas convencional cuenta con reservas de 950 mmmbpce. Sin tomar en cuenta aún la recuperación secundaria o mejorada que se pueda llevar a cabo para este recurso y con 600 mmmbpce de recursos prospectivos, el gas no convencional tiene como potencial 680 mmmbpce, cifra aportada únicamente por el gas en arenas compactas ya que los hidratos de gas, gas de lutitas y metano en capas de carbón no son contabilizados para esta cifra, si estos contribuyeran a las reservas de gas no convencional esta cantidad aumentaría considerablemente. (Bentley, 2002).

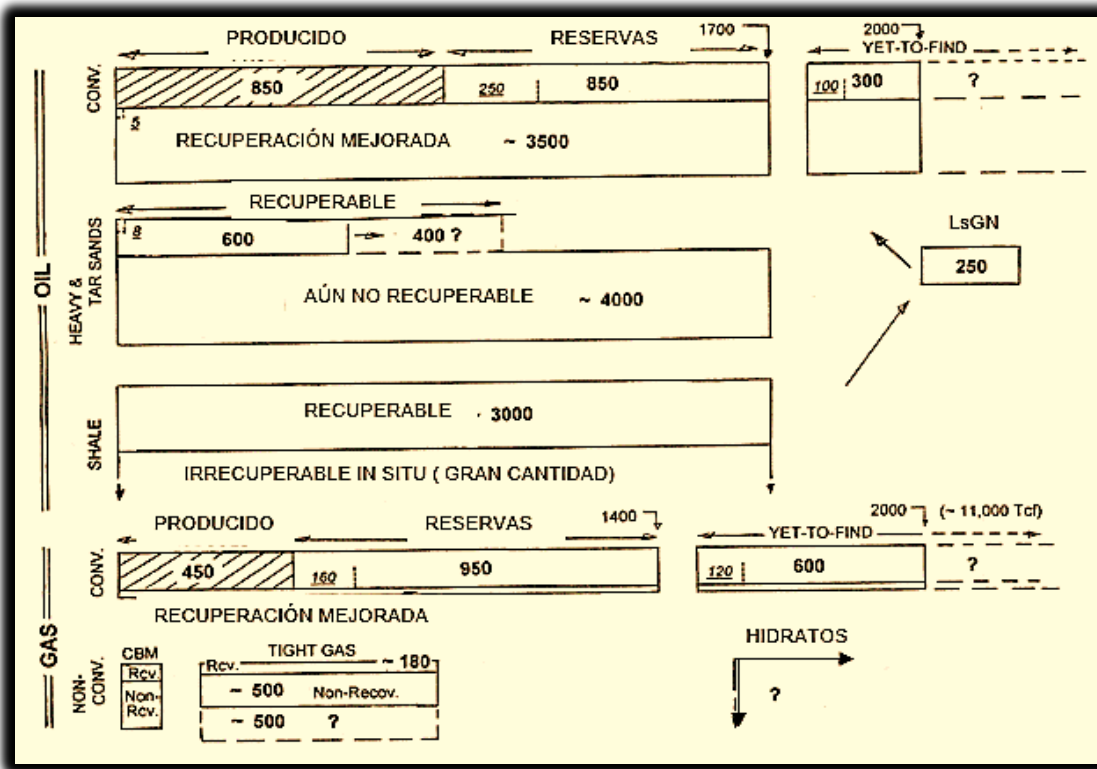


Figura 1.11: Comparación de recursos aportadores de aceite y gas según el tipo, (mmmbpce). Fuente: Bentley, 2002.

En las figuras 1.12 y 1.13 se muestran los recursos prospectivos mundiales de aceite y gas no convencional respectivamente; las de aceite ascienden a 8582 millones de barriles y las de gas a 922 billones de metros cúbicos.

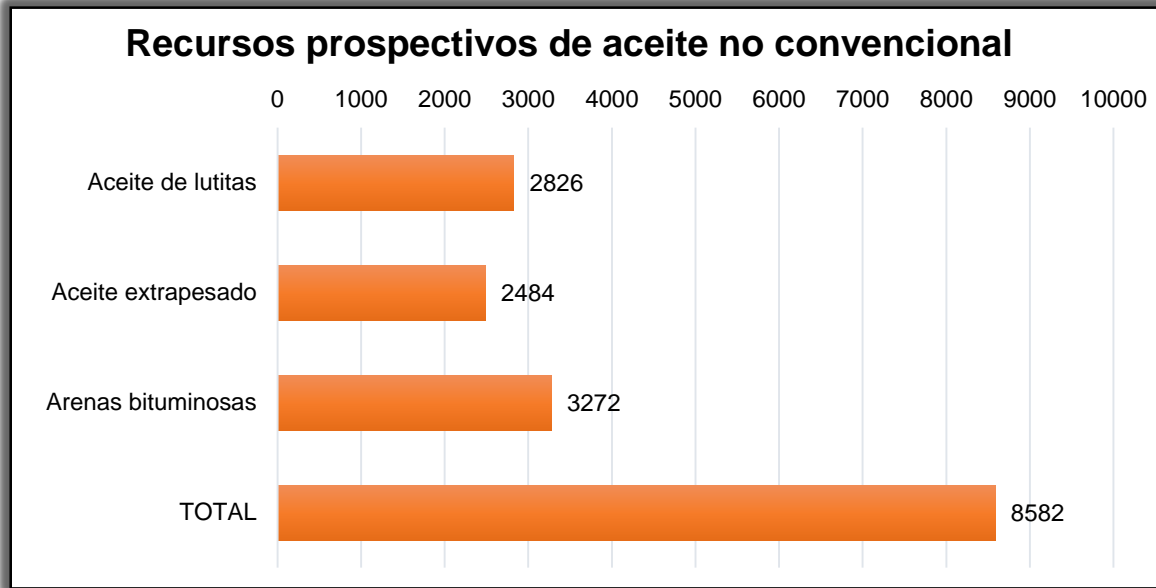


Figura 1.12: Recursos prospectivos de aceite no convencional (miles de millones de barriles). Fuente: IEA, 2010.

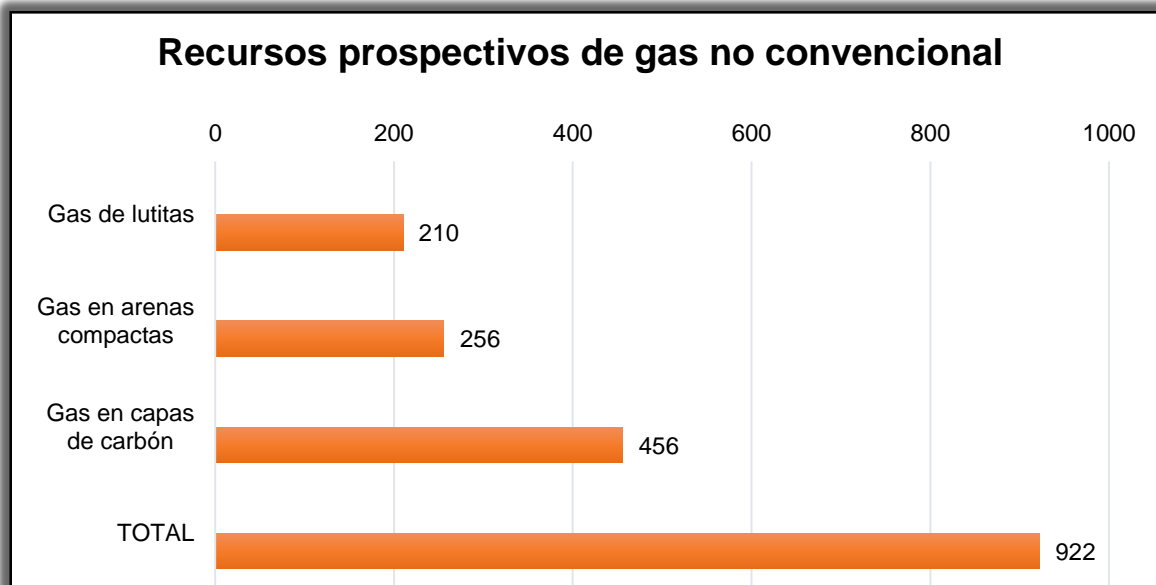


Figura 1.13: Recursos prospectivos de gas no convencional (billones de metros cúbicos). Fuente: IEA, 2010.

Como se ha visto, aún existe una gran cantidad de hidrocarburos convencionales en el mundo, sin embargo el crecimiento de la demanda y el decremento en la producción hacen más prominente la intensificación de la recuperación de hidrocarburos no convencionales; naciones como Estados Unidos y China quienes han invertido ya desde hace algunos años en estos recursos, se cree aportarán el 20% de la producción mundial para 2030 debido a sus avances y desarrollo en petróleo no convencional. (*Caineng et al., 2013a*).

Las reservas mundiales de petróleo no convencional pueden llegar a sobrepasar las del convencional si se incorporaran recursos que por ahora son considerados prospectivos o contingentes, es por eso y para satisfacer la demanda futura de hidrocarburos, que la investigación y explotación de los hidrocarburos no convencionales se ha vuelto una necesidad a nivel mundial. El desarrollar la tecnología y herramientas necesarias para la explotación de los hidrocarburos no convencionales se ha convertido en objeto de estudio en gran cantidad de naciones, ya que si bien este es un valioso recurso, su complejidad de recuperación casi siempre es muy alta. Actividades distintas a la exploración se han incrementado para impulsar la recuperación de hidrocarburos diferentes a los convencionales y tratar de suavizar la reducción de la producción, algunas opciones diferentes están relacionadas con investigación y producción en aguas profundas, petróleo pesado, hidratos y líquidos provenientes de gas natural.

Es debido a ello, que en el siguiente capítulo se presenta una descripción de los hidrocarburos no convencionales que actualmente son recuperados o investigados en el mundo.

1.6 Importancia de otro tipo de energías.

Aunque el destino de los hidrocarburos producidos no es sólo el sector energético, éstos aportan más del 70% de la energía del planeta; sin embargo, la declinación de los mismos y el daño ocasionado al medio ambiente generan el planteamiento

de fuentes de energía distintas a las convencionales. Las energías alternas o no convencionales, no han tenido la misma difusión que tienen los hidrocarburos, pero se espera que aumente con el paso de los años. Se ha considerado que el uso de las energías distintas a las tradicionales se incrementará en los próximos años, la figura 1.14 muestra una proyección realizada hasta el año 2035 en la cual se observa la importancia y aportación futura de las fuentes de energía no convencionales. Esta aportación podría incrementarse aún más debido a las necesidades ecológicas por las que pasa el planeta, al aumento de la demanda energética y a la declinación de los hidrocarburos. Las energías no convencionales o alternas más comunes en el mundo son:

- *Energía geotérmica.
- *Energía solar fotovoltaica.
- *Energía solar térmica.
- *Energía eólica.
- *Energía hidráulica.
- *Energía del hidrógeno.
- *Energía nuclear.
- *Bioenergía. (SENER, 2013).

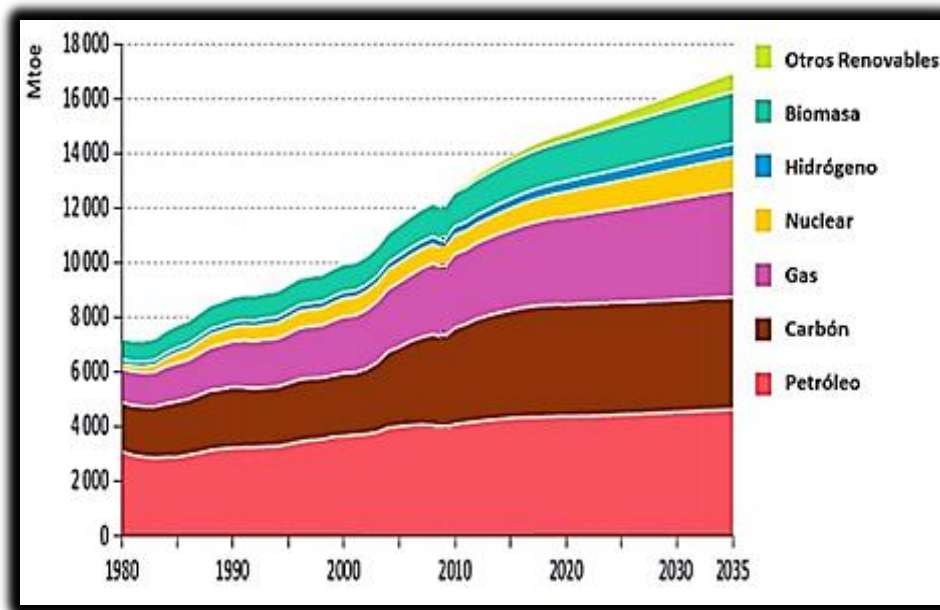


Figura 1.14: Demanda de energía mundial hasta el año 2035 (millones de toneladas equivalentes de petróleo). Fuente: WEO, 2011.

Es por ello que el uso o explotación de las energías alternas o no convencionales que existen alrededor del planeta es un tema a tratar durante el desarrollo de esta tesis.

Capítulo II

2 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

2.1 Definición de los hidrocarburos no convencionales.

En 2007, en conjunto la Society of Petroleum Engineers (SPE), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), la American Association of Petroleum Geologist (AAPG) y la World Petroleum Congress (WPC), definieron a los hidrocarburos no convencionales como aquellas acumulaciones de petróleo que no son significativamente afectadas por los efectos hidrodinámicos y que están contenidas en una extensa área. Cander en 2012 propuso una definición de aceite y gas no convencional en base a la permeabilidad y la viscosidad, el expuso que los hidrocarburos no convencionales se refieren a los que únicamente pueden ser recuperados con índices de productividad comerciados, a través del cambio de la permeabilidad de la roca o de la viscosidad del fluido. Los hidrocarburos no convencionales se componen principalmente de aceite y gas de lutitas, aceite y gas en arenas compactas, aceite pesado, arenas bituminosas o bitumen, hidratos de gas y metano en capas de carbón. (*Caineng et al., 2013a*).

Geológicamente, los yacimientos no convencionales cuentan con la convivencia de la roca generadora y rocas del yacimiento en el centro o en las fronteras del mismo, además, los yacimientos que contienen hidrocarburos no convencionales tienen dos características clave que los hacen distintos de cualquier convencional, distribución continua y extensa de aceite o gas sin una trampa como frontera clara, y carecen de un flujo natural comercial. Los dos parámetros clave son porosidad menor al 10%, además de una garganta de poro menor a $1 \mu\text{m}$ o una permeabilidad por debajo de $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. (*Caineng et al., 2013a*).

La figura 2.1 es una gráfica donde se colocan los hidrocarburos no convencionales y convencionales de acuerdo a su viscosidad y su productividad natural. La productividad natural, hace referencia al tiempo que tarda en recorrer el fluido una distancia entre dos fracturas, esta propiedad es la principal diferencia entre los dos

tipos de hidrocarburos. Se observa en la misma figura, que los yacimientos convencionales tienen una productividad natural mayor que los no convencionales, mientras que la viscosidad no es un parámetro tan decisivo a la hora de definir si un hidrocarburo es convencional o no. Las siglas MCC representan al metano en capas de carbón.

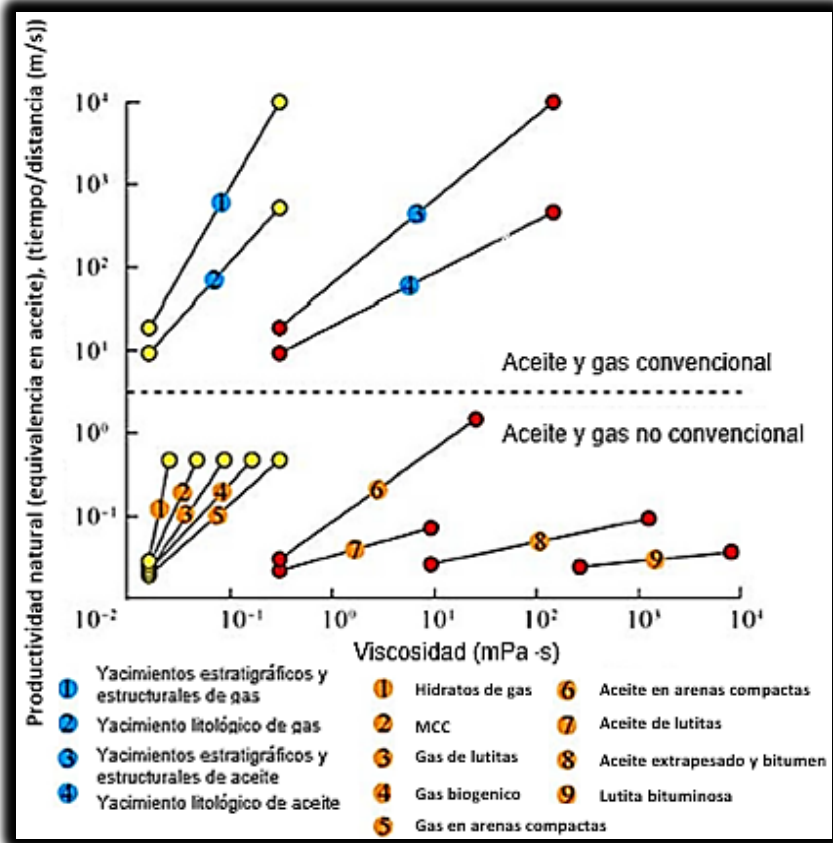


Figura 2.1: Viscosidad contra productividad natural de los hidrocarburos convencionales y no convencionales. Fuente: Caineng et al., 2013a.

2.2 Características generales.

2.2.1 Geología

En los yacimientos no convencionales, la roca generadora se encuentra en coexistencia con la roca del yacimiento, incluyendo dos tipos, la roca generadora

pura y la roca generadora que está en contacto con los hidrocarburos. La primera se refiere al petróleo o gas que no fue expulsado de la roca madre y en su lugar se adentró más (*in situ*) por ejemplo, gas de lutitas, aceite de lutitas, metano en capas de carbón etc.; y la segunda, donde los hidrocarburos acumulados en distintas rocas del yacimiento están siendo comprimidos junto a la roca generadora, por ejemplo aceite y gas en arenas compactas. (*Caineng et al., 2013a*).

La migración y acumulación de hidrocarburos no convencionales no se ven afectadas significativamente por las fuerzas hidrodinámicas del yacimiento, además, la presión hidrostática y la fuerza de flotación tienen un papel limitado durante tales procedimientos; el flujo no darciano, la difusión y la sobrepresión son los principales mecanismos que dominan la migración en este tipo de yacimientos; por ello, se hace difícil la diferenciación de aceite, gas y agua. El grado de acumulación de los hidrocarburos está controlado por la presión de expulsión de la roca y contenido por las fuerzas capilares. (*Caineng et al., 2013a*).

La figura 2.2 expone el mecanismo de movimiento, tamaño de garganta de poro y fluidos según el tipo de yacimiento; se observa que el mayor tamaño de garganta de poro la tienen los carbonatos y la menor las lutitas. Los conductos o gargantas de poro sólo contribuyen al flujo de los hidrocarburos convencionales, en cambio para los no convencionales estos son despreciables. En el caso de los hidratos de gas el tamaño de la garganta de poro es nulo, este obstáculo ha contribuido a que este recurso aún no sea explotado comercialmente y se encuentre únicamente en etapa de investigación.

El máximo tamaño de garganta de poro para los hidrocarburos no convencionales es de 1000 nm; si el yacimiento tiene una garganta de poro mayor a esta cantidad generalmente son tomados en cuenta como yacimientos convencionales, en los cuales el flujo de fluidos es principalmente darciano. (*Caineng et al., 2013a*).

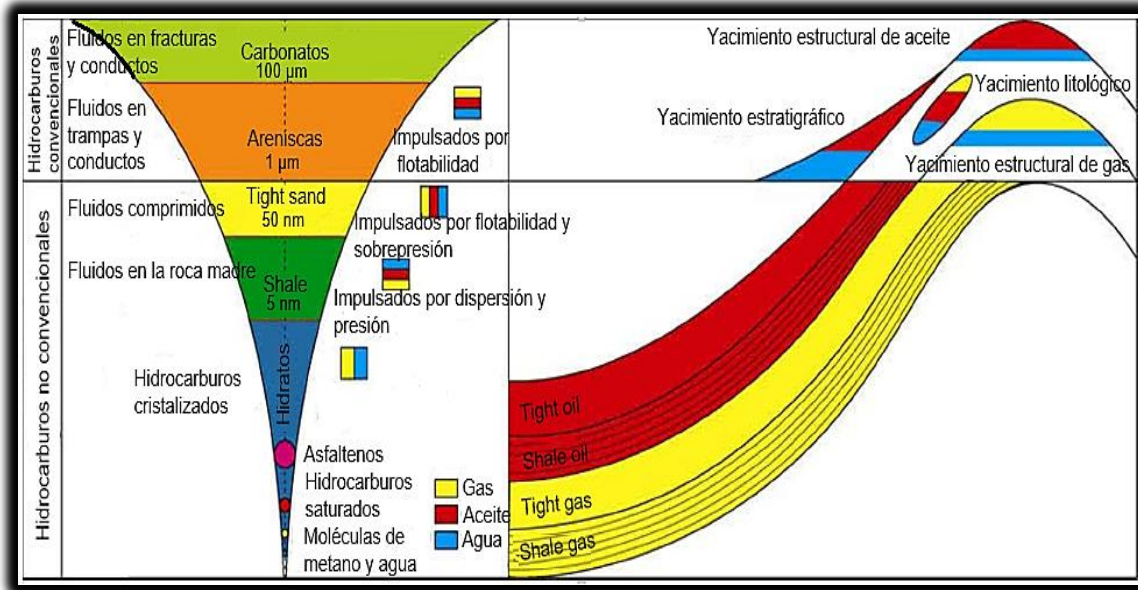


Figura 2.2: Estructura y garganta de poro de los hidrocarburos. Fuente: Caineng et al., 2013a.

2.2.2 Características de flujo

Por lo general, los hidrocarburos no convencionales cuentan con flujos naturales sin rendimiento comercial y el flujo no darciano es típico de estos yacimientos. Por ejemplo, el aceite y gas en arenas compactas, es común encontrarlos con flujo darciano y no darciano, esto claro, si las condiciones de porosidad, permeabilidad y saturación de agua lo permiten. (Caineng et al., 2013a).

2.2.3 Principio de recuperación

Debido a la dificultad que presentan estos recursos para ser explotados, deben ser recuperados mediante tecnologías más sofisticadas para mejorar la productividad, tales como: estimulaciones, fracturamiento hidráulico, perforación horizontal y multilateral. (Caineng et al., 2013a).

Para que la recuperación de hidrocarburos no convencionales sea exitosa técnica y comercialmente se deben tomar en cuenta siete particularidades que se tienen durante la producción de un yacimiento no convencional:

- 1.- La distribución del aceite y del gas es continua.
- 2.- No hay contacto gas-aceite-agua claro.
- 3.- Las curvas típicas de producción tienen una forma de “L” (figura 2.3), con disminución de la tasa de más del 50% en el primer año, y un rendimiento estable durante un periodo prolongado.
- 4.- La necesidad de la perforación de cientos de pozos e incluso miles, teniendo en su mayoría pozos secos.
- 5.- Bajo factor de recuperación, principalmente en la recuperación primaria.
- 6.- Los pozos horizontales y el fracturamiento son el modo de producción más importante.
- 7.- No existen riesgos geológicos, sin embargo los beneficios económicos varían. (*Caineng et al., 2013a*).

La figura 2.3 muestra mediante una gráfica el ciclo de vida de los yacimientos no convencionales, la cual después de haberle implementado técnicas de fracturamiento, se puede extender por 4 períodos visibles:

- 1.- Periodo de alta producción, parte A de la figura 2.3. Los fluidos se producen principalmente mediante las fracturas “artificiales” creadas por la tecnología, y con flujo darciano.
- 2.- Periodo de declinación de la producción, parte B de la figura 2.3, los fluidos se producen principalmente por puntos aislados con flujo darciano y no darciano.
- 3.- Periodo de producción baja económicamente útil, parte C de la figura 2.3, los fluidos provienen en su mayoría de los poros en escala nano.
- 4.- Periodo de producción baja económicamente inútil, parte D de la figura 2.3, los fluidos provienen en su mayoría de los poros en escala nano además de la desorción y difusión de flujo. (*Caineng et al., 2013a*).

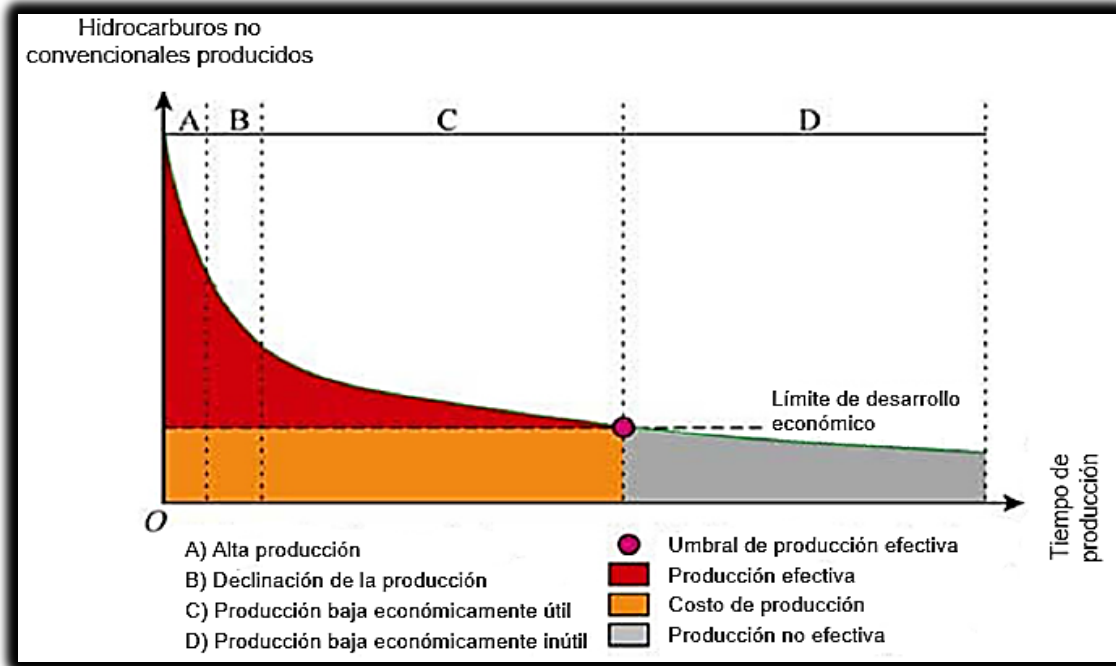


Figura 2.3: Curva tipo de producción del aceite y gas no convencional. Fuente: Caineng, et al., 2013a.

Si bien las características generales mencionadas hasta el momento en este trabajo están presentes en la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, cada uno de los mismos cuenta con ciertas particularidades que los hacen diferentes.

2.3 Aceite pesado y bitumen.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquel que presenta densidades API de entre 10° y 23.3° y al extrapesado por debajo de los 10° . Sin embargo, la naturaleza no reconoce tales límites. En algunos yacimientos, el petróleo con una densidad tan baja como 7 u 8° API se considera más pesado que extrapesado, porque debido a sus propiedades puede ser producido mediante métodos de aceite pesado. (Curtis et al., 2003).

El aceite pesado es considerado una enorme fuente alternativa de energía debido a que es una de las más grandes reservas de combustibles fósiles aún no explotadas en la Tierra. Sin embargo, debido a la declinación actual de la producción de los petróleos ligeros y medianos es imperativo aumentar la recuperación del aceite pesado para suplir los hidrocarburos necesarios. (Layrisse, 1999).

El petróleo pesado generalmente se deja de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Pero existen más de 6 trillones de barriles de petróleo pesado, equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo. (Curtis et al., 2003).

El petróleo pesado, extrapesado y Bitumen se encuentran como los hidrocarburos más densos de todos los tipos. La figura 2.4 presenta cada uno de los tipos de fluidos hidrocarburos y su respectiva gravedad API, así como la aparición de algunos otros fluidos cotidianos para su comparación. En la misma tabla se aprecian al condensado como el más ligero y al bitumen como el más denso de la lista.

El aceite pesado está dividido en dos grupos: aceite pesado ($10 < \text{°API} < 20$) y el aceite extrapesado ($\text{°API} \leq 10$). Los aceites extrapesados son más densos que el agua y contienen fracciones altas de componentes pesados como asfaltenos o parafinas. Los bitúmenes son aceites con una gravedad API menor a 10 y su viscosidad excede los 10,000 cp a temperatura de yacimiento y presión de yacimiento. (De Ghetto et al., 1994).

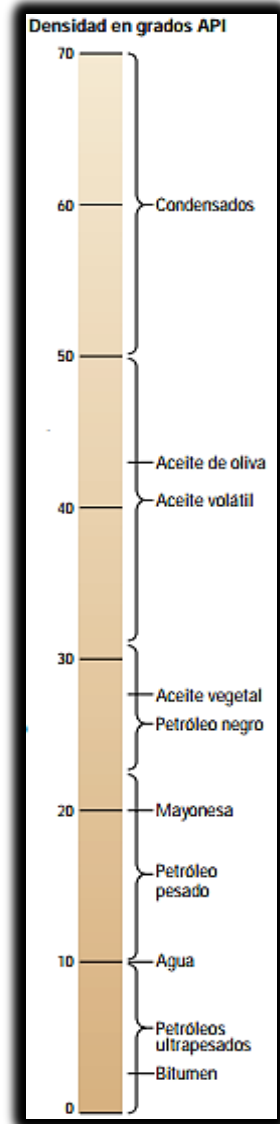


Figura 2.4:
Densidad de algunos fluidos cotidianos y de los tipos de hidrocarburos en ° API. Fuente: Curtis et al., 2003.

La principal diferencia entre el aceite extrapesado y el bitumen es la viscosidad; la viscosidad del bitumen está por arriba de la del petróleo extrapesado a condiciones de yacimiento y a condiciones estándar, debido a ello es que el bitumen llega en ocasiones a ser prácticamente inmóvil. (Kazeem y Adenuga, 2010).

2.3.1 Propiedades fisicoquímicas del aceite pesado y bitumen.

El petróleo pesado es aquel con una densidad API menor a 20 ° o mayor a 0.93g/cm³; sin embargo, la gravedad API no describe las propiedades de flujo completamente, esto se representa mejor mediante la viscosidad. Por ejemplo, algunos crudos pesados pueden tener una viscosidad relativamente baja a la temperatura de yacimiento en comparación con crudos más ligeros. (Briggs et al., 1987).

Los petróleos crudos exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos.

En la tabla 2.1 se muestra cómo campos de menor densidad API en este caso, el Emlichheim de Alemania, tienen una mayor viscosidad que campos con mayor gravedad API como el campo Bachaquero de Venezuela. (Briggs et al., 1987).

Tabla 2.1: Viscosidad y densidad API típica de algunos aceites pesados. Fuente: Briggs et al., 1987.

Viscosidad y densidad API típica de algunos aceites pesados			
Campo	País	°API	Viscosidad (cp)
Bachaquero	Venezuela	13	150
Emlichheim	Alemania	24.5	175
Lost Hills	California	14	400
Cold Lake	Canadá	10	10,000-100,000

Si bien la densidad no es un factor clave para la viscosidad del aceite pesado, la temperatura sí es primordial para una mejor movilidad del hidrocarburo. Cada

petróleo pesado, extrapesado o bitumen tiene su propia relación de viscosidad-temperatura. A menor temperatura se tiene una mayor viscosidad, por el contrario a altas temperaturas la viscosidad del petróleo disminuye. La figura 2.5 es la tendencia de viscosidad-temperatura de un yacimiento de petróleo pesado. (Shawn et al., 2006).

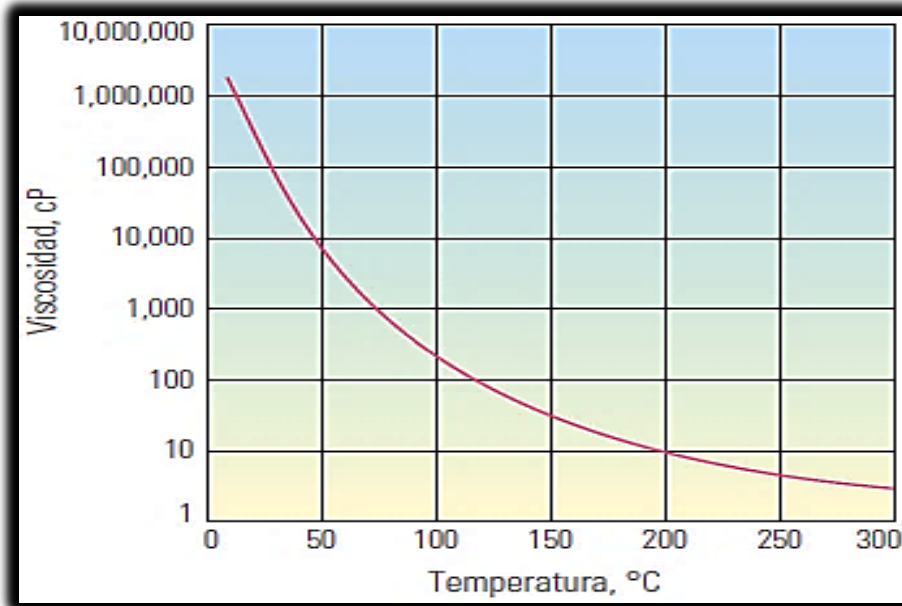


Figura 2.5: Relación de la viscosidad y la temperatura de un aceite pesado. Fuente: Shawn et al., 2006.

El aceite extrapesado cuenta con un menor contenido de hidrógeno, carbono y oxígeno a comparación del aceite convencional, pero en cambio cuenta con niveles mucho más altos de azufre y nitrógeno como se observa en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Comparativa de la composición química del aceite extrapesado y el aceite convencional. Fuente: Kazeem et al., 2010.

Aceite Extrapesado	Aceite Convencional
C: 82-86%	C: 83-87%
H: 7.5-13%	H: 11-14%
O: 0.2-1.7%	O: 0.4-2%
N: 0.3-15%	N: 0.01-1.3%
S: 1.3-4.8%	S: 0.01-0.8%

Al igual que el petróleo convencional, el aceite pesado está compuesto principalmente de compuestos de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre. Además, también contiene cantidades proporcionalmente grandes de metales tales como níquel, vanadio, fierro y cobre. (Caineng et al., 2013b).

2.3.2 Tipos de yacimientos del aceite pesado y bitumen.

De acuerdo al tipo de trampa, los yacimientos de aceite pesado se pueden clasificar en cinco categorías:

- 1.- Anticlinal.
- 2.- Bloque de falla.
- 3.- Estratigráfica.
- 4.- Litológica con buzamiento hacia arriba.
- 5.- Yacimientos auto sellados.

En la figura 2.6 se encuentran los diagramas de estas cinco categorías de trampa para los yacimientos de aceite pesado. (Caineng et al., 2013b).









	Categoría	Diagrama Patrón
Yacimientos de aceite pesado anticlinal.	Yacimientos de aceite pesado en un pliegue anticlinal.	
	Yacimientos de aceite pesado en una falla de un anticlinal.	
	Yacimientos de aceite pesado en un bloque falla.	
Yacimientos de aceite pesado estratigráficos.	Yacimientos de aceite pesado en una disconformidad.	
	Yacimientos de aceite pesado en superposición estratigráfica.	
	Yacimientos de aceite pesado sepultados en la colina.	
	Yacimientos de aceite pesado litológico con buzamiento hacia arriba.	
	Yacimientos de aceite pesado auto sellados	

Figura 2.6: Tipos de trampa de los yacimientos de aceite pesado Fuente: Caineng et al., 2013b.

Yacimientos anticlinales: Los yacimientos de aceite pesado en un pliegue anticlinal proporcionan buenas condiciones de sello. También frecuentemente existen capas de gas en este tipo de yacimientos. *(Caineng et al., 2013b)*.

Las trampas anticlinales pueden llegar a ser cortadas por más de una falla, las fracturas entrelazadas y discordancias provocadas por las fallas pueden formar un buen sistema interconectado ya que permite una buena migración del aceite, causando así que el petróleo tenga una mayor saturación de la roca. El aceite que está a poca profundidad tiene propiedades más pobres que el que está sepultado a una mayor profundidad, esto debido a que a menudo el petróleo pesado con alta viscosidad y densidad se queda en la parte superior de la formación y el que se encuentra en la parte inferior en ocasiones está compuesto de petróleo convencional. Si el desarrollo, corte y posición de la falla en combinación con la discordancia lo permiten se pueden tener mejores acumulaciones de aceite; en cambio si las condiciones son desfavorables sólo pequeñas cantidades de aceite pesado estarán dispersas a lo largo de la falla. *(Caineng et al., 2013b)*.

Yacimientos con bloque falla: En los yacimientos que se localizan en una trampa desarrollada por un bloque falla, ésta actúa como un excelente sello. La saturación de la roca por el aceite ya sea por la migración o acumulación depende del grado de apertura de las fallas. *(Caineng et al., 2013b)*.

Yacimientos estratigráficos: Este tipo de yacimientos de petróleo pesado incluyen discordancias, superposición estratigráfica y yacimientos sepultados en la colina.

En los yacimientos estratigráficos con trampas con discordancia, el aceite frecuentemente queda atrapado debido a su alta viscosidad; incluso cuando migra cierta distancia dentro de la discordancia, puede volverse más viscoso debido a los efectos de espesamiento lo cual hace que éste se acumule en una sola zona y actúe como un sello para el aceite subsiguiente. *(Caineng et al., 2013b)*.

La superposición estratigráfica como trampa se basa principalmente en la conexión entre la discordancia basal y la superficie, lo cual mejora la conectividad del yacimiento. El sello propiciado por la viscosidad del aceite pesado continua siendo un factor que origina presión adicional en este tipo de yacimiento. (*Caineng et al., 2013b*).

Los yacimientos que son sepultados en la colina tienen buenas condiciones de sello y los poros, cavidades y fracturas son desarrolladas dentro de las colinas sepultadas. Estos yacimientos están conectados a la superficie a través de la discordancia basal, los poros y las fracturas de la matriz. Por lo tanto la actividad del agua dentro del yacimiento es alta. (*Caineng et al., 2013b*).

Yacimientos litológicos con buzamiento hacia arriba: Estos yacimientos se componen de areniscas o carbonatos. Tienen buenas condiciones de sello y frecuentemente tienen capas de gas. En los lados o en las partes inferiores del yacimiento existen fallas que actúan como canales de conexión. Entre menos profundos sean estos yacimientos mejor será su relación con las fallas y también favorecerá la actividad del agua. (*Caineng et al., 2013b*).

Yacimientos auto sellados: Son fáciles de formar cuando las acumulaciones de petróleo son grandes y tienen un espesor adecuado. Dado que el aceite está en un ambiente con alto nivel de espesor de roca ocupado por el fluido, el aceite se acumula en la parte inferior del yacimiento. Las partes superiores y laterales del yacimiento están en contacto con agua de formación. (*Caineng et al., 2013b*).

2.3.3 Técnicas para la producción de aceite pesado y bitumen.

Dependiendo de la profundidad de los yacimientos principalmente dos tecnologías están involucradas en la producción de petróleo pesado y bitumen:

- 1.- Producción a mina abierta.
- 2.- Producción *in situ*.

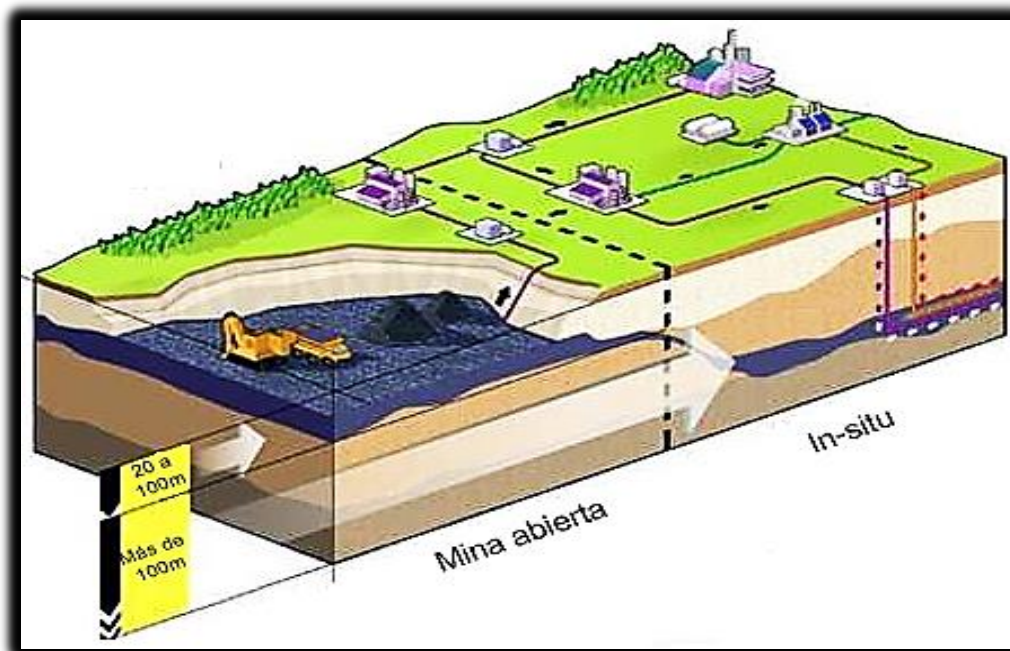


Figura 2.7: Producción a mina abierta e in situ. Fuente: WEB, Total, 2015.

La figura 2.7 es una representación de los dos tipos de producción de petróleo pesado, mina abierta e *in situ*, se utiliza con rango de profundidad de 20 a 100m y más de 100m respectivamente. (WEB, Total, 2015).

Cuando el bitumen se encuentra sepultado a una profundidad de entre 20 y 100m la producción a mina abierta es comúnmente usada como método de producción. (Shawn et al., 2006).

Este tipo de producción ha evolucionado desde el uso de excavadoras con ruedas y cintas transportadoras hasta la actualidad con el manejo de montacargas gigantes y camiones de transporte. La recuperación de recursos por esta tecnología es muy alta, con un promedio cercano al 75%. (Guangtao et al., 2007).

Este método inicia con la remoción de la capa superior así como la construcción de diques para contener cuerpos de agua o formaciones poco consolidadas de arena; después se recupera las arenas petrolíferas mediante montacargas y se transportan a las plantas de procesamiento. En las plantas de procesamiento las arenas

petrolíferas son trituradas y mezcladas con agua caliente para de esta manera separar el bitumen de la arena, el bitumen es diluido con los hidrocarburos más livianos y se trata para crear crudo sintético. Después de la aplicación de esta tecnología se realiza un proceso de saneamiento y rellenado de la zona trabajada. (*Guangtao et al., 2007*).

La mezcla del bitumen, arena y agua crea una emulsión difícil de separar, donde los procesos de separación del aceite y arena inician durante su transporte en tubería, este proceso continúa en las instalaciones de separación primaria conocidas como Primary Separation Vessel (PSV). La espuma obtenida (60% bitumen, 30% agua y 10% sólidos) es removida de la PSV tratada con solventes nafticos o parafínicos para remover el agua y los sólidos. Los solventes parafínicos entregan un bitumen con un contenido de 0.1% de agua y finos remanentes; la arena limpia procedente del PSV es removida y acumulada, la mezcla de bitumen, agua y arcillas, es llevada a un contenedor donde reposan por un largo periodo de tiempo. (*National Petroleum Council, 2007*).

En 2007 el costo por barril producido por la operación de minería abierta de arenas de Canadá se estimaba entre 16 y 18 usd; al sumar los costos de transporte y tratamiento se calculaba su valor entre 32 y 36 usd. (*National Petroleum Council, 2007*).

Si bien la producción a mina abierta tiene ya un largo recorrido, aún tiene como principales retos la reducción del impacto ambiental que origina en los terrenos donde se le aplica y el saneamiento de las áreas que sufren un daño inevitable. (*Caineng et al., 2013b*).

La producción *in situ* es usada principalmente para yacimientos de aceite pesado con una profundidad mayor a los 100m. Este tipo de recuperación tiene como tecnologías a la producción con arena, la inyección de vapor, la combustión *in situ*, el tratamiento microbiano y la catálisis *in situ*. Los métodos Steam Assisted Gravity

Drainage (SAGD), Steam huff-and-puff y la producción fría son los más utilizados para la recuperación de arenas petrolíferas. (*Caineng et al., 2013b*).

1.- Producción con arena: esta tecnología recupera aceite junto con arena mediante el uso de una bomba de tornillo sin inyección de calor o control de sólidos. Su procedimiento consiste en la producción de arena para formar canales conocidos como “agujeros de gusano”, de esta manera la porosidad y permeabilidad del yacimiento aumentan drásticamente así como la movilidad del aceite contenido en las arenas petrolíferas. El aceite que ha podido salir de las arenas disminuye significativamente la densidad del petróleo aún contenido en las arenas, permitiendo que el fluido más viscoso fluya de las arenas petrolíferas. También la producción de las arenas reduce la fuerza del yacimiento por lo que es comprimido en cierta medida por las formaciones suprayacentes y esto a su vez incrementa la presión de poro. En cuanto los cuerpos de agua, los distantes y en el fondo de la formación pueden proporcionar una energía motriz extra. Una vez que los fluidos están en superficie se separa la arena y el aceite por medio de efectos gravitatorios. (*Zheng et al., 2008*).

Este método generalmente se aplica en yacimientos que aún no han sido producidos o en capas nuevas de campos maduros. Esta tecnología es aplicable al petróleo pesado con cierto grado de movilidad, que está sepultado a una profundidad mayor a los 300m en un espesor productivo neto mayor que 3 m y con una presión inicial de yacimiento mayor a 720psi. Además la saturación de agua debe ser preferiblemente menor que 40% y los acuíferos deben estar lejos del yacimiento. (*Caineng et al., 2013b*).

Las principales ventajas de esta tecnología son el incremento de los canales de flujo del yacimiento y los costos de producción reducidos. Sus desventajas son un factor de recuperación bajo y la migración de la arena. (*Caineng et al., 2013b*).

La figura 2.8 muestra los componentes de la producción de hidrocarburos pesados con arena; se resalta la aparición de los “agujeros de gusano” y una bomba PCP, la cual es capaz de desplazar un alto contenido de arena. (M. Dusseault, 2002)

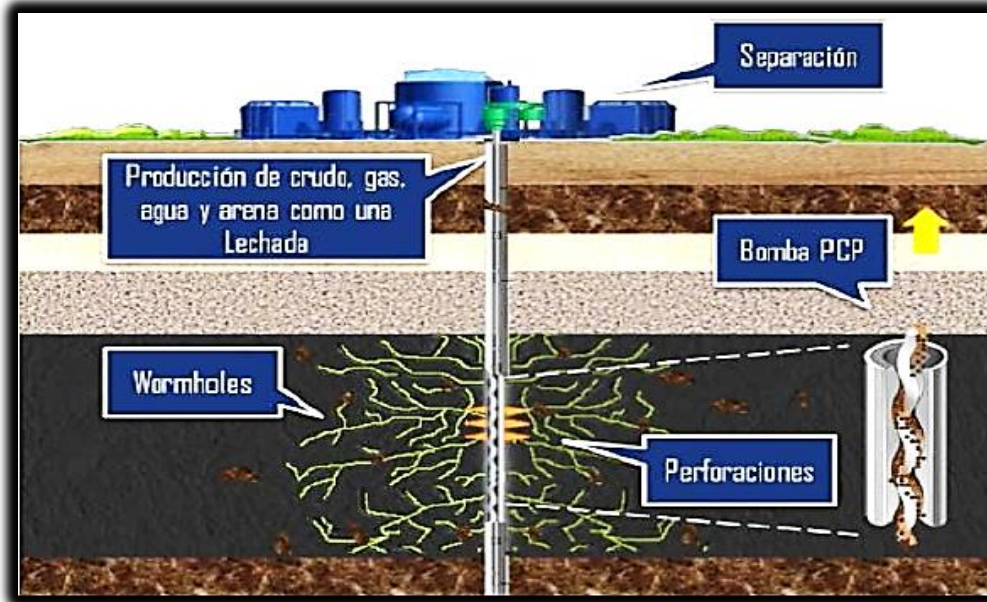


Figura 2.8: Componentes de la producción con arena. Fuente: M. Dusseault, 2002.

2.- Inyección de vapor: Generalmente, se inyecta vapor en forma continua en uno o varios pozos, y el aceite se produce continuamente mediante pozos vecinos. En este tipo de inyección, vapor muy seco es inyectado en el yacimiento para suministrarle energía, para calentar el aceite y por lo tanto reducir su viscosidad. La ventaja de esta tecnología es que aumenta el factor de recuperación. (Caineng et al., 2013b).

3.- Inyección cíclica de vapor: También conocida por su nombre en inglés “Steam Huff-and-Puff”, se basa en el suministro de energía de calor para aumentar la movilidad de los hidrocarburos del yacimiento mediante la inyección de vapor saturado a alta presión o temperatura por uno o más pozos. (Caineng et al., 2013b).

El proceso de implementación consiste básicamente en tres pasos; primero se realiza la inyección del vapor al yacimiento durante un tiempo variable que depende de las características del yacimiento; después de que suficiente vapor ha sido inyectado se suele dejar al pozo cerrado por algunos días con el fin de que el vapor se condense y caliente el aceite y la roca de la formación; este paso disminuye en gran medida la viscosidad de los fluidos debido al aumento de la temperatura; ésta es la etapa más crítica ya que cada uno de los parámetros utilizados debe ser estimado con la mayor precisión. (*Caineng et al., 2013b*). En la última fase se vuelve abrir el pozo para reiniciar la recuperación del petróleo, el periodo de producción es determinado por el gasto obtenido y las tasas de producción deseadas, ya que después de cierto periodo de tiempo el efecto del vapor se ha ido y con ello los efectos positivos que se tenían en el yacimiento debido a la inyección. (*Abreu et al., 1985*).

Los factores de recuperación obtenidos por este método llegan a ser hasta del 30% aproximadamente, y tiene como ventaja su alta efectividad en yacimientos con estructuras apiladas o estratificadas. Como inconvenientes tiene la formación de emulsiones, producción de arena, hidratación de arcillas de la formación, además de los problemas ocasionados por una mala distribución del vapor en el yacimiento. (*Curtis et al., 2003*).

La inyección de vapor cíclica puede ser aplicada exitosamente en yacimientos que cuenten con las siguientes características: una roca sello lo suficientemente resistente como para tolerar la alta presión de inyección de vapor, movilidad adecuada de los fluidos a producir, una alta porosidad y permeabilidad, no debe tener agua en el fondo ni capa de gas, una energía apta para empujar el aceite a los pozos y un espesor neto ser de más de 15 metros. Además la formación debe tener cabida para una inyección de gas de 200 metros cúbicos por día. (*Caineng et al., 2013b*).

En la figura 2.9 se representan las tres etapas de la inyección cíclica de vapor; las flechas en la etapa de inyección y producción indican el movimiento de los fluidos y la zona sombreada en rojo en la segunda etapa indica el remojo de la formación.

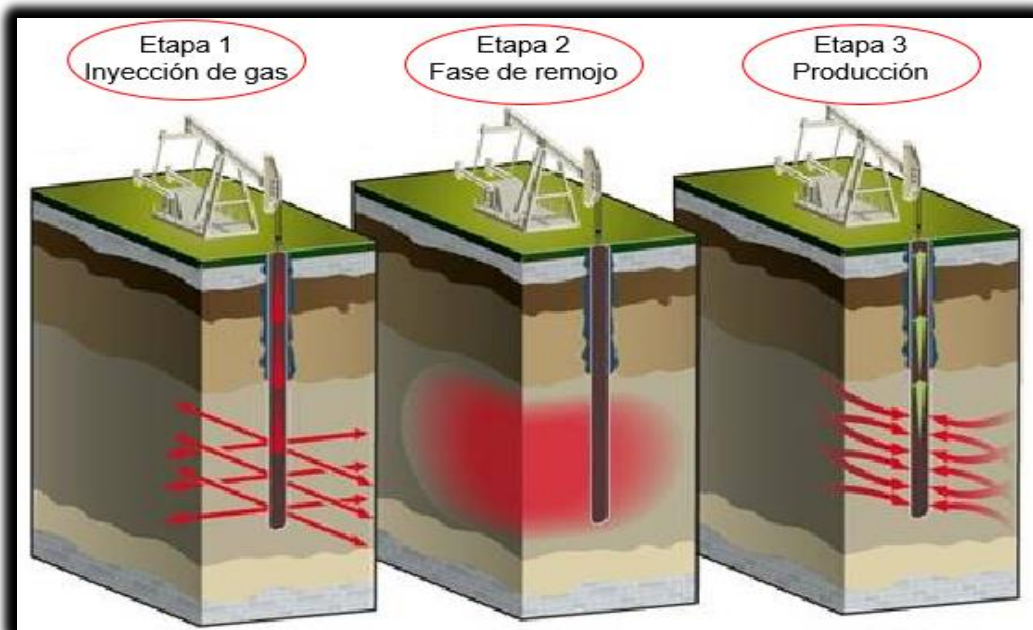


Figura 2.9: Etapas de la tecnología Steam Huff-and-Puff. Fuente: WEB, Total, 2015.

4.- Inyección de agua caliente: Es un método de recuperación térmica en el cual se inyecta agua caliente a través de pozos de inyección distribuidos espacialmente. La también llamada inundación con agua caliente reduce la viscosidad del petróleo crudo, permitiéndole moverse con mayor facilidad hacia los pozos productores. (WEB, Schlumberger, 2015).

Tiene menor efectividad que un proceso de inyección de vapor debido a que el agua tiene un contenido calórico más bajo que el vapor. Sin embargo, es preferible en ciertas condiciones, tal como la sensibilidad de la formación al agua dulce. (WEB, Schlumberger, 2015).

5.- Drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD): El “SAGD” conocido así por su nombre en inglés Steam Assisted Gravity Drainage, es una tecnología avanzada

utilizada para producir aceite pesado y arenas petrolíferas. En este método el vapor es usado como medio para conducir calor a través de la convección y conducción térmica, mientras que el hidrocarburo es producido a través de un drenaje por gravedad. Se puede utilizar de distintas maneras, la primera es a través de pozos horizontales paralelos entre sí, los cuales son perforados en la parte inferior del yacimiento uno sobre el otro. El pozo superior se utiliza para inyectar el vapor y el pozo inferior se utiliza para recuperar el aceite. La segunda manera es a través de la perforación de un pozo horizontal y varios verticales, el pozo horizontal se perfora en la parte inferior de la formación y los pozos verticales están perforados sobre el pozo horizontal. Los pozos verticales son utilizados para inyectar vapor y el horizontal se encarga de la producción del aceite. El tercer método consiste en utilizar solo un pozo horizontal, en este pozo se corre una línea horizontal por la cual es inyectado vapor en la parte superior del pozo y formar una cámara de vapor. La cámara de vapor se expande a lo largo del pozo horizontal en dirección opuesta a por donde fue inyectado el fluido. (*Caineng et al., 2013b*).

Si se divide por etapas la primera consistiría en la inyección del vapor para calentar el aceite y con ello reducir la viscosidad del aceite cercano al pozo, y la segunda fase se da con la recuperación de aceite debido a efectos gravitatorios en los pozos que se han destinado para esta actividad. (*Shawn et al., 2006*).

Las ventajas del "SAGD" son: disminución de la relación gas aceite (RGA), la tasa de recuperación de aceite y los factores de recuperación son de 40 a 60%, además de que este método no es afectado por la heterogeneidad del yacimiento. Las desventajas de dicha tecnología son las bajas tasas de producción iniciales y que no es aplicable a yacimientos con baja temperatura y presión o con acuíferos en el fondo del yacimiento. (*Zuojing, 2007*).

Para que este método se desarrolle exitosamente, el espesor neto del intervalo debe ser de al menos 10 metros y contar con una buena permeabilidad vertical y horizontal. (*Shawn et al., 2006*).

El empleo de esta técnica implica cierto impacto ambiental, debido a la remoción de la flora local para una posterior excavación e instalación del equipo, sin embargo la restitución del suelo y reforestación del área es más fácil que otros métodos como la recuperación a mina abierta. (Shawn *et al.*, 2006).

Las investigaciones principales de esta tecnología se dan en el estudio de modelos físicos de la transmisión de calor por conducción, en las características de la convección de dos fases y en el desarrollo de micro modelos 2D. Se cree que la convección trifásica se convertirá en un foco de estudio en el futuro, y las investigaciones antes mencionadas serán profundizadas. Así también serán desarrollados modelos matemáticos más eficientes. (Caineng *et al.*, 2013b).

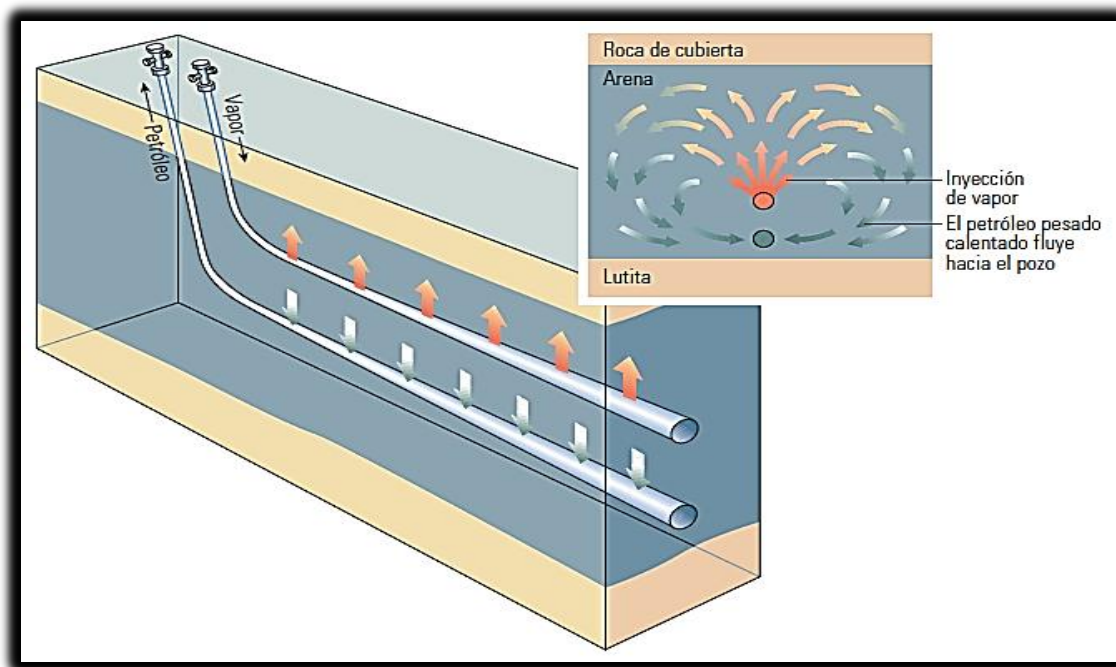


Figura 2.10: Drene gravitacional asistido por vapor “SAGD”. Fuente: Shawn *et al.*, 2006.

En la figura 2.10 se representa el movimiento del vapor y del petróleo pesado hacia los pozos productores, el pozo inyector se coloca arriba del pozo productor de aceite para hacer uso de los efectos gravitacionales como la primera forma mencionada en este trabajo.

6.- Combustión *in situ*: Es también llamada “fireflooding”, y fue el primer método térmico en ser utilizado para la producción de petróleo. Para este procedimiento se utiliza la inyección de aire o gas con oxígeno en el yacimiento, el cual reacciona con los combustibles orgánicos. La eficiencia de desplazamiento de aceite por esta tecnología es muy alta; las pruebas de campo indican que su factor de recuperación va del 50 al 80%. (Caineng et al., 2013b).

Este método puede ser utilizado en conjunto con inyección de vapor, generalmente, cuando la pérdida de calor de la inyección es enorme, la combustión *in situ* puede ser una buena alternativa. Puede ser utilizada a grandes profundidades ya que la inyección de aire a alta presión favorece la combustión. (Caineng et al., 2013b).

Para el desarrollo de la combustión *in situ* se desarrollan pozos múltiples en el que un frente de combustión iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción. Este frente como se puede observar en la figura 2.11 se puede dividir en cinco zonas, zona de combustión, zona de craqueo, zona de condensación, zona de aceite móvil y zona de aceite frío. La zona de coke es la zona donde el aceite es descompuesto mediante craqueo para que las fracciones más pesadas se depositen y ayuden a mantener la combustión. La zona de aceite móvil es el petróleo que ha sido oxidado debido a la combustión, esta área provoca otro frente de calor que favorece el incremento de la producción de aceite. (Shawn et al., 2006).

Entre las ventajas de la combustión *in situ* se encuentran el buen potencial de producción subterránea, la reducción de las emisiones de dióxido de carbono, y tiene un bajo costo. Su desventaja es que es difícil implementar esta tecnología. La combustión no es controlada fácilmente, y si es necesaria la inyección de una gran cantidad de aire a alta presión se encarece su costo. (Caineng et al., 2013b).

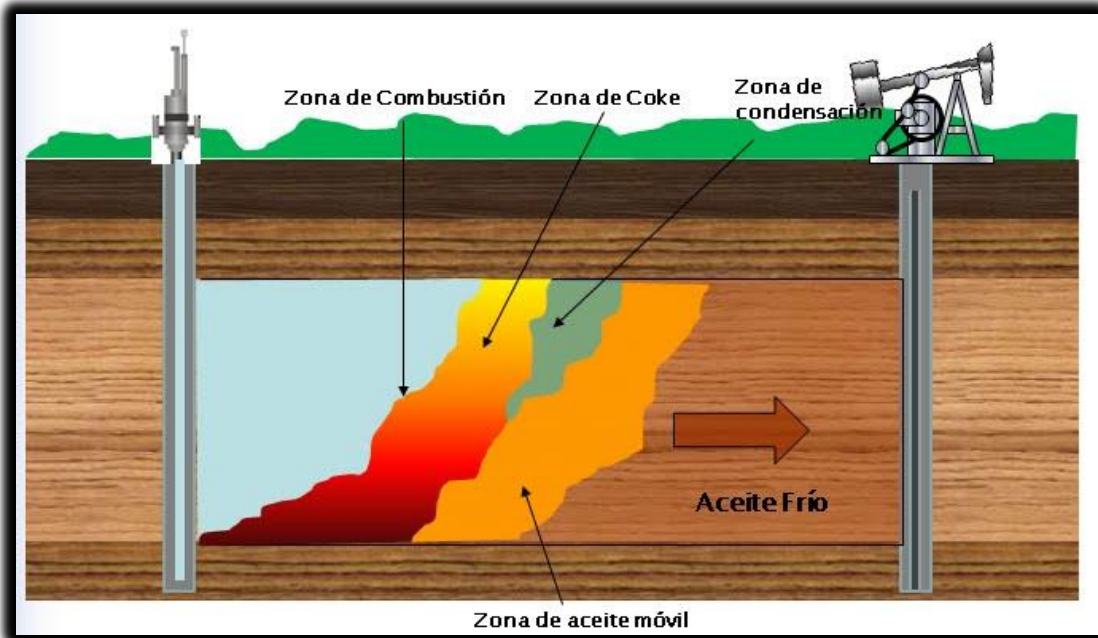


Figura 2.11: Diferentes zonas creadas para el desarrollo de la combustión *in situ*. Fuente: *Shawn et al., 2006*.

2.4 Aceite y gas en arenas compactas.

El término aceite y gas en arenas compactas o “tight gas and oil” por su nombre en inglés, hace referencia a los yacimientos de areniscas con muy baja permeabilidad (entre 0.1 y 0.001 md), por lo general no tienen productividad natural y solo pueden alcanzar valor comercial después de un fracturamiento a gran escala o mediante técnicas especiales de producción. (*Caineng et al., 2013b*).

2.4.1 Características de los yacimientos de aceite y gas en arenas compactas.

Los yacimientos de arenas pueden ser divididos en dos tipos: convencionales y de arenas compactas; cada uno difiere dramáticamente en términos de ambiente de depósito, evolución diagenética, tipo y tamaño de poro y garganta, y comportamiento del yacimiento.

En La tabla 2.3 se indican ciertas propiedades petrofísicas así como geológicas de los yacimientos convencionales de arenas y arenas compactas. Las propiedades de los convencionales son mucho más adecuadas para la explotación de los hidrocarburos, mientras que las arenas compactas presentan propiedades difíciles para la recuperación de fluidos, principalmente la permeabilidad. (Caineng et al., 2013b).

Tabla 2.3: Propiedades geológicas y petrofísicos de los yacimientos de arenas. Fuente: Caineng et al., 2013b.

Propiedad:	Yacimiento de Arenas Convencional	Yacimiento de Arenas Compactas.
Composición de la Roca del Yacimiento	Alto contenido en granos de cuarzo y bajo en feldespatos.	Bastante alto contenido de feldespatos.
Evolución diagenética	Mayormente antes de la etapa B de la mitad de la fase diagenética.	Fase diagenética media a tardía.
Tipo de porosidad	Mezcla de primaria y secundaria.	Principalmente secundaria.
Garganta de poro	Pequeñas con gran conectividad.	Laminares con pobre conectividad.
Porosidad (%)	12 a 30	3 a 12
Permeabilidad de la matriz (md)	>0.1	<0.1
Saturación del agua (%)	25 a 50	45 a 70
Presión capilar	Baja.	Bastante alta.
Presión del yacimiento	Generalmente normal a ligeramente menos de lo normal.	Mayormente anormal, alta presión de formación.
Densidad de la roca (g^r/cm^3)	<2.65	2.65 a 2.74

La calidad del yacimiento es controlada por múltiples factores temporales y espaciales, con la cuenca sedimentaria y el ambiente sedimentario como los aspectos que controlan la composición de los sedimentos, textura de la roca y

porosidad primaria. La formación del yacimiento es un proceso geoquímico muy complicado controlado por muchos factores, tales como la evolución tectónica, sedimentación, mineralización, flujo de calor de la cuenca, migración de los fluidos, y condiciones fisicoquímicas en el ambiente diagenético. (*Caineng et al., 2013b*).

Los yacimientos de aceite y gas de arenas compactas se caracterizan por una porosidad y permeabilidad de baja a muy baja, una heterogeneidad vertical marcada y una pobre continuidad lateral, además la fracturación del yacimiento se suma a la complejidad de la formación. Asimismo los yacimientos de arenas compactas no cuentan con un sello, límites de la trampa o las fronteras del yacimiento fáciles de distinguir. Debido a todas estas complicaciones en este tipo de yacimientos la migración de fluidos es principalmente vía flujo no darciano. Además la complejidad de los yacimientos en arenas compactas deriva en complicadas relaciones agua-aceite-gas, una diferenciación pobre de fluidos, no hay contactos uniformes de agua gas y aceite, y ningún sistema de presión uniforme, esto hace difícil la existencia de flujos de fluidos comerciales. (*Caineng et al., 2013b*).

2.4.2 Explotación del aceite y gas de los yacimientos en arenas compactas

Para el cálculo de reservas en arenas compactas normalmente los métodos volumétricos no funcionan porque el área de drene adecuada es rara vez conocida. También, el balance de materia ocasionalmente funciona en arenas compactas porque es casi imposible cerrar pozos el tiempo suficiente para determinar la presión promedio actual del yacimiento. Como tal, el mejor método para determinar las reservas en este tipo de formaciones es el análisis de los datos de producción mediante el uso de las curvas de declinación o por simulación de yacimientos. (*Holditch, 2006*).

Los hidrocarburos que se producen de yacimientos de arenas compactas son el mismo tipo de hidrocarburos que se pueden recuperar a partir de yacimientos convencionales. Es la aplicación de tecnologías avanzadas las que hacen estos

desarrollos sean no convencionales. Diferentes tecnologías son utilizadas para la recuperación de fluidos de estos yacimientos, pero para los hidrocarburos en arenas compactas, de lutitas y el metano en capas de carbón los métodos más comúnmente utilizados son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico en varias etapas. La producción económica de aceite y gas de yacimientos en arenas compactas se ha hecho comercialmente viable gracias al uso de estas técnicas. (CSUR, 2012).

El propósito de la perforación de un pozo horizontal es aumentar el contacto entre el yacimiento y el pozo. Los pozos son perforados verticalmente a una profundidad determinada (típicamente entre 1000 a 3000m debajo de la superficie dependiendo de la ubicación) por encima del yacimiento en arenas compactas, una vez llegada a la profundidad adecuada, el pozo comienza a obtener un ángulo cada vez mayor hasta que corre paralelamente a la formación productora. Cuando el pozo ya es horizontal, este se extiende hasta una longitud que va de los 3 a los 4 kilómetros; en la figura 2.12 se observa la secuencia de la perforación horizontal. (CSUR, 2012).

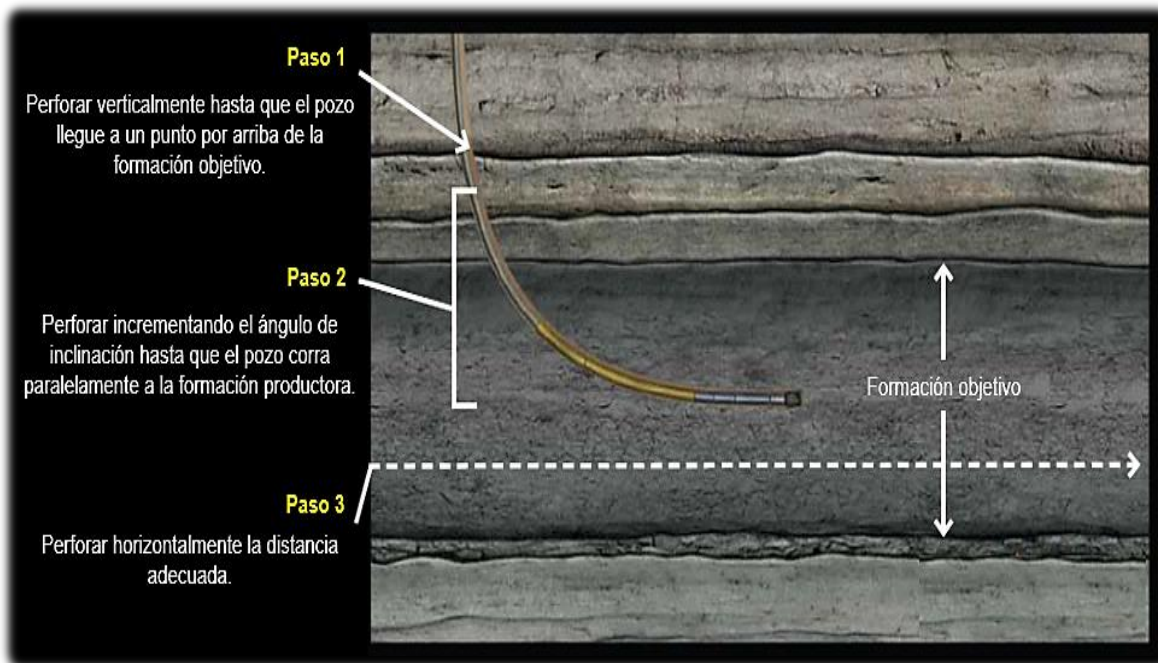


Figura 2.12: Pasos de la perforación horizontal. Fuente: CSUR, 2012.

Los yacimientos en arenas compactas requieren de alguna forma de estimulación una vez que se ha perforado el pozo. La estimulación más utilizada para este tipo de yacimientos se conoce como fracturamiento hidráulico o “fracking”. Este proceso aplica presión mediante el bombeo de fluidos al yacimiento, lo cual desarrolla o crea nuevas fracturas por las cuales los hidrocarburos pueden fluir al pozo. El tipo de fluidos utilizado varía dependiendo de las características del yacimiento, comúnmente, se utiliza agua como base del fluido. Además se añaden de tres a doce aditivos al agua basados en las particularidades de la fuente del agua y de la formación a ser fracturada. Estos aditivos representan del 0.5 al 2% del volumen total del fluido de fracturación. Su propósito es reducir la fricción, prevenir el crecimiento de microorganismos y evitar la corrosión. Como parte del proceso de estimulación una vez que las fracturas han sido desarrolladas, arena o partículas de cerámica llamadas apuntalantes se bombean a las aberturas para mantenerlas abiertas. El volumen de fluido y apuntalante utilizados para cada fractura hidráulica cambia dependiendo de las tasas de producción previstas después del tratamiento. En los pozos hechos en arenas compactas, el proceso de fracturamiento hidráulico implica normalmente múltiples etapas a lo largo de la longitud del pozo. Cada etapa se aísla mediante el uso de empacadores para contener los fluidos de fracturamiento y asegurar que la fractura crece en la dirección y la distancia prevista. (CSUR, 2012).

En la figura 2.13 se muestran dos estimulaciones realizadas en un yacimiento en arenas compactas mediante fracturamiento hidráulico, las fracturas color negro se completaron en una etapa y son aisladas temporalmente, mientras las de tono amarillo se realizan en la fase siguiente. El número de fracturas requeridas en un pozo dependerá de la formación objetivo. Una vez que las cavidades se han creado dentro del yacimiento en arenas compactas y ha permitido que los hidrocarburos lleguen al pozo, los métodos convencionales son utilizados para producir el pozo. (CSUR, 2012).

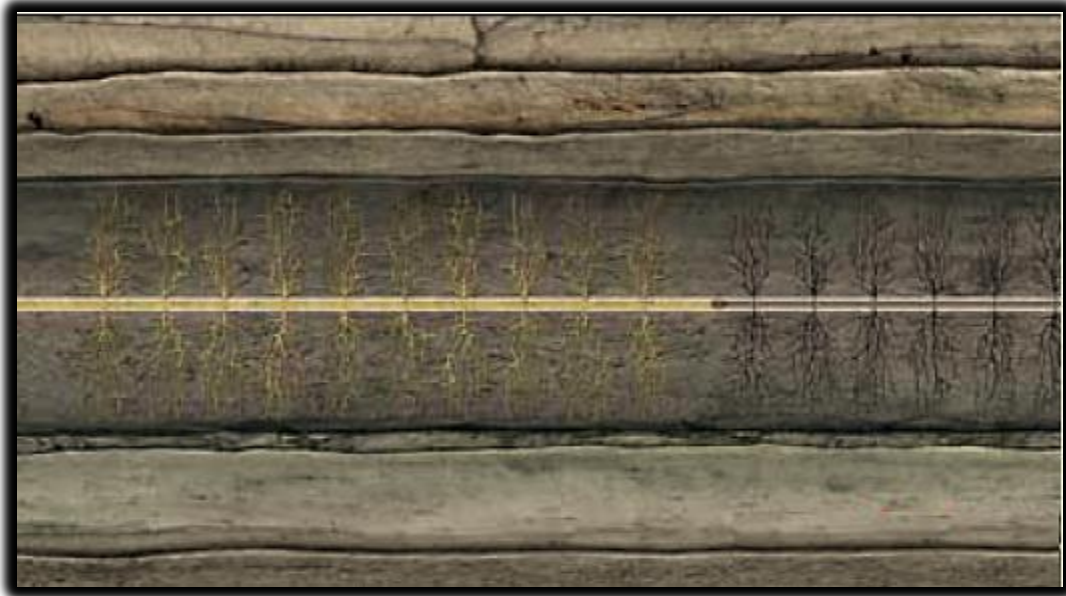


Figura 2.13: Fracturamiento hidráulico en arenas compactas. Fuente: CSUR, 2012.

Durante las operaciones de fracturamiento, es importante saber dónde se están creando las fracturas del yacimiento, por lo que el monitoreo del proceso de fracturación es indispensable y puede realizarse mediante distintas técnicas. El monitoreo de presión y micro sísmica son dos técnicas capaces de ello, estos eventos ocurren en tiempo real por lo que se pueden realizar ajustes inmediatos para asegurarse que las aperturas creadas dentro de la zona tienen el potencial de producción adecuado. Los eventos sísmicos que este procedimiento desarrolla son mucho más pequeños que los que se llegan a sentir en la superficie causados naturalmente. (CSUR, 2012).

En muchos casos durante el desarrollo de yacimientos en arenas compactas se perforan pozos de relleno con el objetivo de aumentar la recuperación de un campo existente. Estos pozos tienen el propósito de extraer los fluidos adicionales que no ha sido recuperado utilizando la tecnología convencional. La figura 2.14 muestra un ejemplo donde los pozos horizontales de relleno (rojos) ocupan áreas cercanas a los pozos horizontal iniciales (blancos) para recuperar el aceite o gas que estos no hayan podido recolectar. (CSUR, 2012).

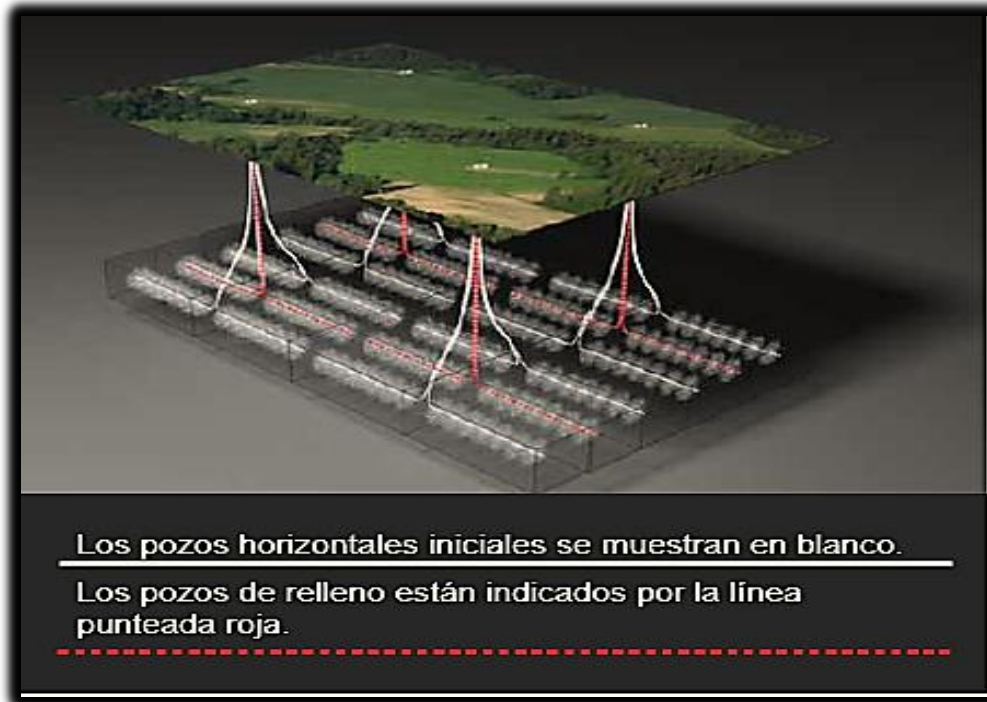


Figura 2.14: Pozos desarrollados en un yacimiento en arenas compactas. Fuente: CSUR, 2012.

2.5 Aceite y gas de lutitas.

Las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes en la Tierra, se componen de fragmentos de grano fino, arcillas y materia orgánica, sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos y actúan como sellos para el entrapamiento de petróleo y gas en los sedimentos infrayacentes. Los tipos de lutita se dividen en lutita negra, lutita carbonosa, lutita silíceas, lutita ferruginosa y lutita calcárea. Las lutitas pueden ser depositadas en ambientes terrestres, marinos y transicionales. (Caineng et al., 2013b).

Hasta hace poco la industria las consideraba obstáculos a los que había que tolerar durante la perforación dirigida a los yacimientos de arenisca y caliza. Pero los ingenieros empezaron a poner especial atención en un tipo de lutitas, las lutitas ricas en materia orgánica o con contenido de hidrocarburos. La principal característica de

los yacimientos en lutitas es su permeabilidad menor a 0.1miliDarcy. (Boyer *et al.*, 2011).

2.5.1 Características de los yacimientos de aceite y gas de lutitas.

El gas y aceite de lutita también conocidos como “shale gas” y shale oil” se definen como los fluidos que se recuperan de las lutitas ricas en materia orgánica. Los yacimientos de hidrocarburos de lutitas se caracterizan por la autogeneración y autopreservación, esto debido a que las lutitas actúan como roca generadora, roca sello y roca almacén al mismo tiempo. Además no existe una trampa como tradicionalmente tienen los yacimientos convencionales ya que la conservación se da dentro de la lutita. Los hidrocarburos se encuentran en los poros grandes locales (fracturas naturales y poros de la matriz) o en microporos, el gas puede ser adsorbido en superficies minerales. (Caineng *et al.*, 2013b).

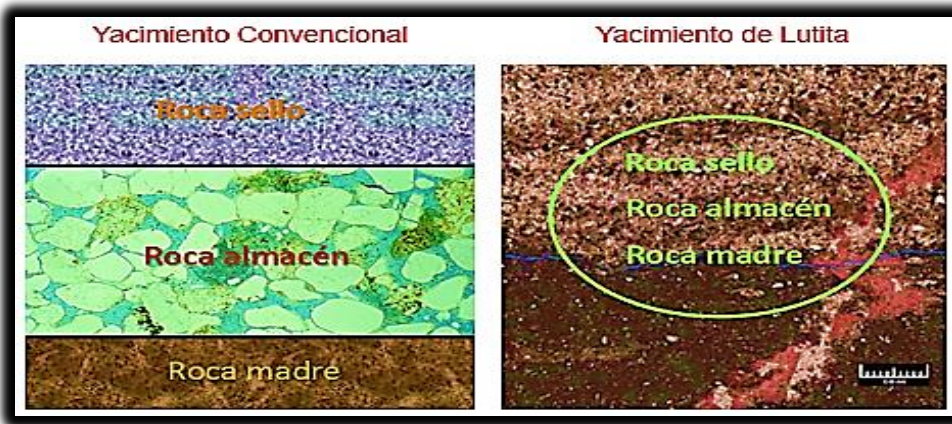


Figura 2.15: Rocas características de un yacimiento convencional y de lutita. Fuente: Mendoza, 2014.

En la figura 2.15 se presentan rocas características de un yacimiento convencional y uno de lutita; se puede distinguir fácilmente la roca madre, la roca almacén y roca sello para un yacimiento convencional; en cambio en un yacimiento de lutitas, la misma roca toma el rol de roca madre, sello y almacén. (J. Mendoza, 2014).

Los hidrocarburos se forman en la lutita cuando el contenido orgánico es suficiente y entra en el período de generación; las condiciones de generación serán las que definan qué tipo de fluido contendrá la lutita. La mayoría de los yacimientos de lutita contienen mucha mayor cantidad de gas que de aceite debido a que las condiciones en que se depositan propician la generación de gas sobre la de aceite. (Caineng et al., 2013b). La figura 2.16 es la ventana de generación de hidrocarburos, de acuerdo a las condiciones de profundidad y temperatura se crean los fluidos a partir de la materia orgánica.

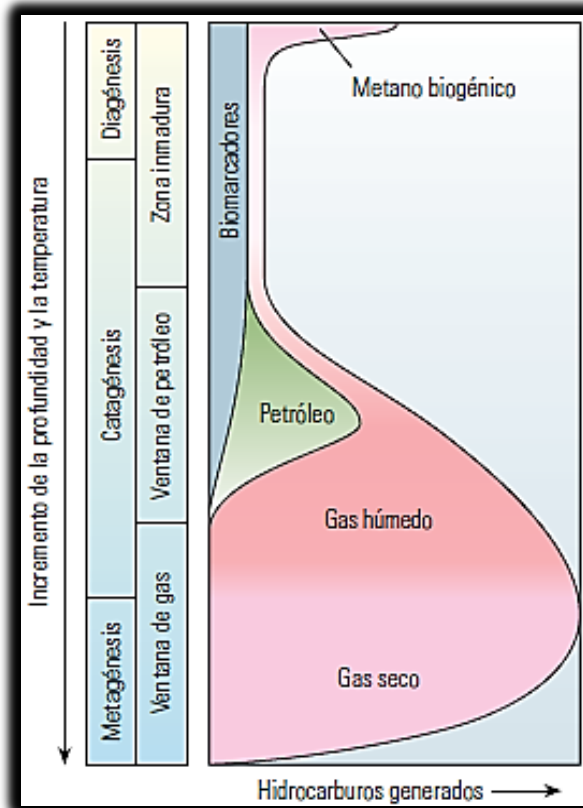


Figura 2.16: Ventana de generación de hidrocarburos. Fuente: McCarthy et al., 2011.

De acuerdo con la teoría del origen orgánico, cualquier lutita rica en materia orgánica puede formar un yacimiento de hidrocarburos en el marco de las condiciones geológicas adecuadas. Los hidrocarburos líquidos pueden formarse en periodos tardíos de la diagénesis y en la catagénesis, mientras que el gas se da en baja cantidad en la diagénesis y aumentará gradualmente junto con la profundidad de sepultamiento. (Caineng et al., 2013b).

Aproximadamente el 50% de los hidrocarburos de los yacimientos de lutita se almacenan en los poros de la matriz. Los yacimientos de lutitas tienen una porosidad y permeabilidad extremadamente baja, mientras que los poros se caracterizan por ser microporos. En general la porosidad de la matriz de las lutitas es del 2 al 4%. El desarrollo de fracturas puede proporcionar suficiente espacio para almacenar los hidrocarburos y también puede proveer las vías de migración para su recuperación. (Caineng et al., 2013b).

2.5.2 Explotación del aceite y gas de los yacimientos de lutitas

Para la explotación de hidrocarburos en yacimientos de lutitas se requiere un espesor efectivo de la lutita de 30 a 50m (cuando la lutita se desarrolló de forma continua está dentro de este rango, y puede llegar a ser mayor a 50m cuando la lutita se generó discontinuamente o con un contenido bajo de materia orgánica). La productividad comercial se puede alcanzar tras el tratamiento de fracturamiento hidráulico. Así como para los yacimientos en arenas compactas, la fracturación hidráulica de varias etapas y repetitiva, son las técnicas fundamentales para la mejora de la capacidad productiva. La técnica de fracturamiento hidráulico empleada en los yacimientos de lutitas puede mejorar la producción de hidrocarburos sustancialmente, este tratamiento desempeña un papel determinante en el desarrollo comercial del aceite y gas de lutitas. (Caineng et al., 2013b).

La amplia aplicación de los pozos horizontales ha impulsado la recuperación de hidrocarburos de yacimientos de lutitas rápidamente desde 2002. Hoy en día casi todo el aceite y gas de lutitas es producido vía pozos horizontales. Técnicas como la perforación bajo balance, perforación de aire y la perforación rotatoria son utilizadas para el desarrollo de pozos horizontales. En comparación con los pozos verticales los horizontales cuentan con los siguientes factores:

- *Su costo es de 1.5 a 2.5 veces mayor que el de un vertical.
- *La reservas recuperables son 3 a 4 veces las de pozos verticales.
- *La velocidad de explotación es mayor.

*Las posibilidades de que un pozo horizontal se cruce con las fracturas son grandes, lo que puede mejorar el estado de flujo de fluidos del yacimiento y aumentar el área de drene significativamente.

*Las instalaciones en tierra se reducen y el impacto desfavorable en superficie es bajo. (*Caineng et al., 2013b*).

La tasa de recuperación que se estima después del tratamiento al pozo es normalmente de aproximadamente 10%. Sin embargo, la recuperación puede aumentar otro 8 a 10% después de un fracturamiento repetitivo, y la reserva recuperable puede aumentar en gran volumen. (*Caineng et al., 2013b*).

2.5.3 Lutitas bituminosas

En ocasiones las lutitas contienen un compuesto orgánico sólido conocido como kerógeno (lutitas bituminosas). El kerógeno es una de las primeras etapas de procesamiento de la materia orgánica en petróleo, todo el aceite y gas están en la última instancia derivada del kerógeno. Las lutitas bituminosas contienen restos de algas y plancton depositado hace millones de años que no fueron sepultados ni calentados lo suficiente para descomponerse en hidrocarburos. (*COGA, 2013*).

Para generar aceite mediante la lutita bituminosa, se calienta en ausencia de oxígeno; este proceso se denomina tratamiento en retorta. A altas temperaturas, el kerógeno se somete a un complejo conjunto de reacciones químicas, que se traducen en la producción de hidrocarburos y otros compuestos orgánicos. Cuando se condensa a continuación, se convierte en aceite (con un poco de gas) que puede ser refinado para hacer combustibles líquidos y lubricantes. La lutita bituminosa puede ser minada como el carbón o aplastada y posteriormente calentada en superficie por la retorta o puede ser calentada subterráneamente, (procedimiento conocido como retorta *in situ*) y bombear los fluidos producidos a la superficie. (*COGA, 2013*).

El calentamiento por retorta en superficie requiere ser rápido por lo que las temperaturas llegan hasta 950°F, crea un aceite denso que se puede utilizar como combustible o que puede ser refinado. El calentamiento *in situ* es más lento, y la temperatura utilizada llega aproximadamente a los 700°F y da como resultado un aceite de mayor calidad; como la mayoría del aceite, puede requerir una refinación para un producto final. Cabe resaltar que para el calentamiento en superficie es necesario haber utilizado previamente la minería para la obtención de la lutita bituminosa. (COGA, 2013).

La lutita bituminosa tiene como desventaja su alto costo de extracción, que va de los 40 a los 80 dólares por barril. (COGA, 2013).

La figura 2.17 muestra la diferencia física entre una lutita bituminosa y una lutita con aceite; la primera tiene un color mucho más oscuro debido a que los hidrocarburos aún en kerógeno sólido están incrustados en los sedimentos, mientras que la lutita con aceite es de un color más claro ya que en ella los hidrocarburos están contenidos en el espacio poroso o en las fracturas; además, la madurez del kerógeno es quien define qué tipo de lutita es. (COGA, 2013).



Figura 2.17: Lutita bituminosa y aceite en lutita. Fuente: COGA, 2013

2.6 Metano en capas de carbón.

El también llamado “gas grisú” es el hidrocarburo que se forma durante el proceso de carbonización o de madurez térmica de los yacimientos de carbón, la mayoría de las ocasiones se presenta en estado gaseoso (metano) y rara vez en líquido. (*Difan et al., 1995*).

La producción de metano en capas de carbón en poco tiempo se ha convertido en una importante industria, gracias a que proporciona un combustible limpio en abundancia en una época en la que la contaminación y escases de combustibles preocupan a muchas naciones. El uso de “Coalbed Methane” (CBM) por su nombre en inglés, podría mejorar el medio ambiente de países demasiado industrializados, además puede ser un combustible alternativo para automóviles. Tiene la capacidad de ser un combustible limpio para centrales eléctricas. (*Halliburton C., 2008*).

2.6.1 Formación del metano en capas de carbón.

En un carbón, los diferentes tipos de hidrocarburos se generan a partir de diferentes macérales (un maceral es el nombre que se le da a los constituyentes orgánicos del carbón). El gas natural se forma durante la carbonización, donde se enriquece con materia orgánica húmica como vitrinita, inertinita y liptinita. Las rocas generadoras consisten en macérales húmicos enriquecidos con hidrógeno. El proceso de formación de hidrocarburos durante la carbonización del carbón se puede dividir en tres etapas: presecado de gas, generación de gas o aceite, y la etapa posterior al secado. (*Caineng et al., 2013b*).

La formación de este recurso comienza cuando las plantas se depositan en los pantanos, y luego son sumergidas lo suficiente como para limitar la oxidación pero para permitir la descomposición microbiana. El proceso continúa el cubrimiento de las plantas en descomposición por sedimentos, los efectos físicos actúan para comprimir, y los efectos bioquímicos alteran los restos en un entorno de

temperaturas cálidas y abundantes lluvias. A este conjunto de sedimentos, materia orgánica y condiciones se le llama turba. (Halliburton C., 2008).

La carbonización, o la transformación de la turba en carbón, se realiza bajo diferentes regímenes en diferentes ambientes. La degradación bioquímica pone en marcha el proceso de carbonización, pero con el sepultamiento, el aumento de las presiones de los estratos de sobrecarga y las temperaturas del subsuelo genera procesos fisicoquímicos que continúan con la carbonización. Al liberarse el agua, el dióxido de carbono y el metano, el carbón aumenta de rango, que es una medida de la madurez. Las capas de carbón se dividen en rangos e incluyen, en orden de rango creciente: carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, bituminosos medio volátil, bituminosos bajo volátil, semiantracita y antracita. Aunque las capas de carbón contienen ciertos minerales inorgánicos, se componen en gran parte de macérales, o compuesto vegetales, que van desde plantas leñosas a resinas. Los datos de los macérales reflejan la composición básica de las capas de carbón, por lo tanto ayudan a los geólogos a determinar el potencial de los yacimientos de gas grisú. (Anderson et al., 2004).

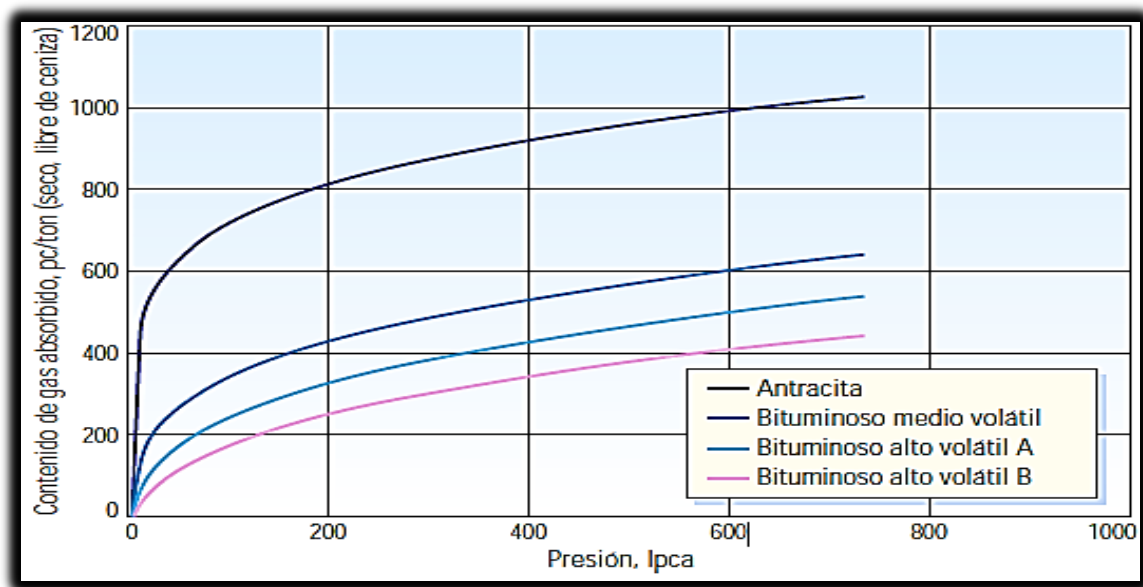


Figura 2.18: Capacidad de adsorción y absorción de las capas de carbón según su rango.

Fuente: Anderson et al., 2004.

La figura 2.18 muestra la capacidad de absorción y adsorción de las capas de carbón. Al aumentar la madurez del carbón de bituminoso a antracita, aumenta su capacidad de adsorción y absorción. También de esta figura se concluye que a medida que aumenta la presión la capacidad de almacenamiento de gas es mayor. (Anderson et al., 2004).

La generación del metano está en función del tipo de maceral y del proceso de madurez termal. Al aumentar la temperatura y la presión, cambia el rango del carbón junto con su capacidad de generar y almacenar metano. Además cada tipo de maceral almacena, o adsorbe, diferentes volúmenes de metano. Por otra parte, el carbón puede almacenar más gas al aumentar su rango. (Anderson et al., 2004).

En la figura 2.19 se representa la generación de carbón de acuerdo a su rango de madurez. Al aumentar la presión y temperatura aumenta el rango del carbón junto con su capacidad de almacenar metano, sin embargo, la mejor generación de metano se tiene en los rangos bituminosos. (Anderson et al., 2004).

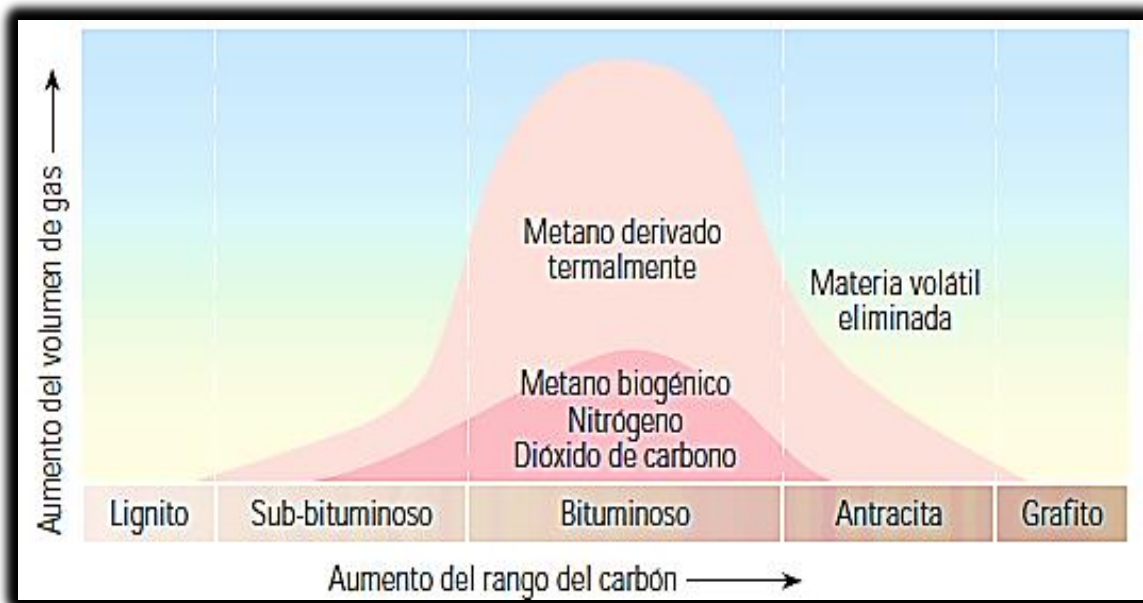


Figura 2.19: Generación de gas en función del rango del carbón. Fuente: Anderson et al., 2004.

Los poros del carbón son los encargados de almacenar cantidades extraordinarias de metano, por su parte las fracturas transportan el exceso de metano. Se caracterizan por los siguientes parámetros: tamaño, morfología, textura, tipo, y volumen. La permeabilidad es el parámetro más crítico para evaluar la viabilidad económica de un yacimiento de metano en capas de carbón, y las fracturas naturales junto a las realizadas mediante el fracturamiento hidráulico deben suministrar la permeabilidad suficiente para un gasto óptimo comercial. Además la determinación de la permeabilidad relativa es altamente complicada debido a la cambiante naturaleza de agua y gas contenidos en la veta de carbón. (*Halliburton C., 2008*).

2.6.2 Propiedades fisicoquímicas del metano en capas de carbón.

Bajo condiciones geológicas, el metano en capas de carbón existe en tres estados: estado adsorbido, estado libre y estado disuelto. Además algunas investigaciones han arrojado un estado líquido. El gas grisú en el estado adsorbido se produce en la superficie de los poros del carbón, en estado libre se distribuye en los poros y fisuras del carbón y en estado disuelto se encuentra en disolución con agua. El gas metano generado durante la carbonización tiende a ser adsorbido en primer lugar, posteriormente se disuelve en agua, y finalmente es liberado como gas libre. En ciertas temperaturas y presión, el metano se queda en equilibrio en estos tres estados. (*Caineng et al., 2013b*).

Generalmente el estado adsorbido es el predominante con un 70 a 95%, el estado libre se encuentra aproximadamente entre 10 a 20%, y el estado disuelto es extremadamente raro. El porcentaje específico depende del metamorfismo y la profundidad de sepultamiento del carbón. El estado de adsorción se crea en la superficie del carbón por la fuerza de atracción de las moléculas de la matriz dentro del carbón. El estado disuelto comprende el gas disuelto en agua de las capas de carbón, y su volumen depende de la cantidad de agua y de gas disuelto en el carbón. En su estado libre, el gas permanece en fisuras y poros, y se puede mover

libremente según sea impulsado por presión. Cuando el gas libre migra a las fisuras puede ser considerado como un gas convencional. (Caineng et al., 2013b).

En los yacimientos de carbón, cuando la presión del fluido disminuye, el metano adsorbido sufre una desorción de la superficie de la matriz del carbón y se convierte en metano en fase libre; posteriormente éste se difunde a través de la matriz o por las fisuras naturales. (Caineng et al., 2013b).

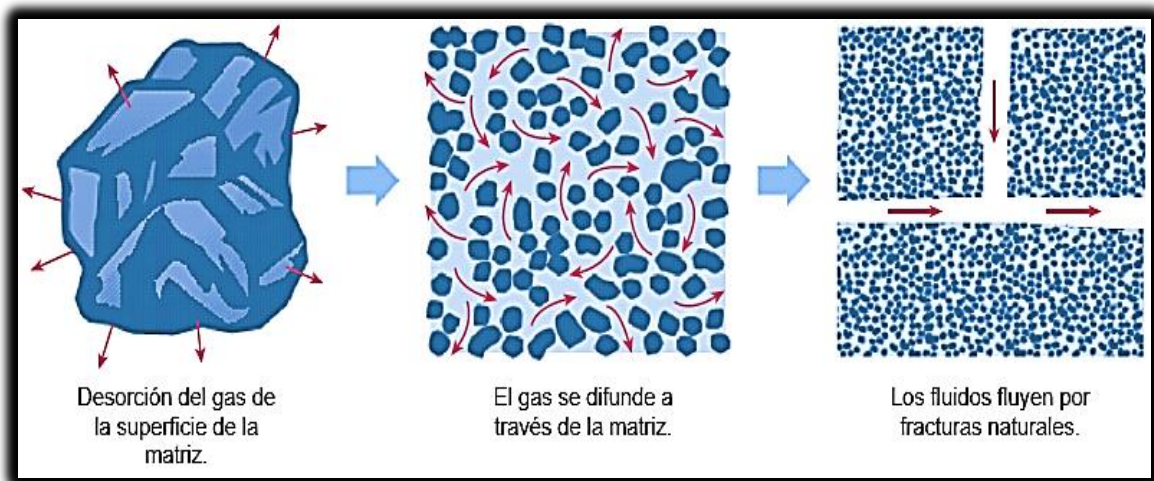


Figura 2.20: Diagrama de los mecanismos de producción del metano en capas de carbón.

Fuente: Johnston et al., 2009.

En la figura 2.20 se esquematiza la manera en que los fluidos se desplazan dentro del carbón. Las flechas indican el movimiento de los fluidos cuando tienen la desorción de la matriz y durante su desplazamiento por la matriz o por las fracturas naturales.

A diferencia de la producción de gas en otro tipo de yacimientos, en las betas de carbón existen grandes cantidades de agua que se producen desde el inicio de la recuperación del metano. En la figura 2.21 se representan las etapas de producción de un yacimiento de metano de capas de carbón, en la primera etapa se tiene un flujo mucho mayor de agua que gas, posteriormente se reduce al mínimo la producción de agua y se entra a la producción estable y finalmente se tiene la

declinación de la recuperación de metano. La gran cantidad de agua que se produce inicialmente es uno de los retos de la explotación de los yacimientos de metano en capas de carbón. (Mathews y Kumar, 2010).

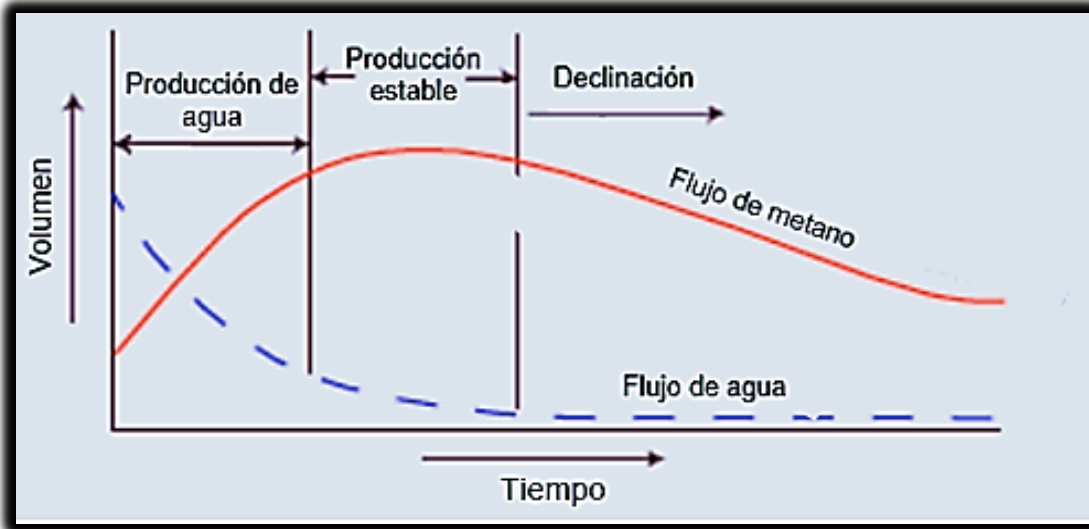


Figura 2.21: Etapas de la producción de un yacimiento de metano en capas de carbón.

Fuente: Mathews y Kumar, 2010).

2.6.3 Técnicas de exploración del metano en capas de carbón.

Los registros geofísicos son una útil herramienta para la detección de yacimientos de metano en capas de carbón; los de rayos gama, potencial espontáneo, resistividad, mediciones acústicas y de neutrones son muy eficientes en la exploración de metano en capas de carbón. (Halliburton C., 2008).

Rayos gama: Típicamente, los rayos gama con altas lecturas indican la presencia de lutitas y con lecturas bajas señalan yacimientos potenciales. El carbón por lo general presenta una respuesta baja a los rayos gama porque la concentración de minerales de arcilla es baja. En algunas ocasiones el carbón tendrá un poco de material radioactivo (normalmente uranio) el cual hace la medición de los rayos gama mucho más alta. (Halliburton C., 2008).

Potencial espontáneo (SP): Es una diferencia de potencial de voltaje creada por tres fenómenos: la diferencia de salinidad entre el fluido de perforación y el fluido del yacimiento, el potencial de transmisión, y la invasión electroquímica. Comúnmente la fuente común de este SP es la diferencia de salinidad entre el agua congénita y fluidos del pozo. Cuando la medición SP se desvía a la izquierda indica que la salinidad del fluido del pozo es menor que la salinidad de la formación. Por otro lado cuando la medición SP está pronunciada a la derecha de la línea base la salinidad del fluido del pozo es mayor que la salinidad del agua de formación. En el carbón, el potencial espontáneo refleja la permeabilidad, a mayor desviación mayor permeabilidad en el carbón. *(Halliburton C., 2008)*.

Resistividad: Generalmente, el carbón tiende a exhibir mediciones de resistividad bastante altas. El carbón en su forma más pura, es un buen aislante y tiene muy alta resistividad. Las impurezas en el carbón tales como arcillas, piritas, minerales volcánicos y fluidos tienden a reducir la resistividad en carbones. *(Halliburton C., 2008)*.

Neutrón compensado (NC): El neutrón compensado es una buena herramienta para identificar el carbón. Responde al índice de hidrógeno de la matriz de la roca. El carbón por su composición química tiene uno de los índices de hidrógeno más altos, por lo tanto en el carbón las medidas de neutrón son muy altas. *(Halliburton C., 2008)*.

Mediciones acústicas: El registro sísmico identifica carbones por sus largos tiempos de tránsito, típicamente pueden llegar a ser la medición más larga de todo el pozo de la formación. *(Halliburton C., 2008)*.

2.6.4 Técnicas de producción del metano en capas de carbón.

El metano puede ser clasificado según la naturaleza de su extracción:

Metano de pre-minería: Es el metano almacenado en el carbón extraído antes de la actividad minera.

Minería del metano de carbón: Es el metano que se libera del carbón durante las actividades mineras.

Metano post-minería: Es el metano que es recuperado de las minas que ya fueron trabajadas o abandonadas. (*Mathews y Kumar, 2010*).

Existen dos tipos de métodos para la extracción del metano de los yacimientos de carbón:

1.- Minería.

2.- Métodos de extracción por pozo.

Como en otros yacimientos no convencionales, es posible explotar las formaciones de metano en capas de carbón mediante el uso de la minería siempre y cuando su profundidad así como las condiciones de seguridad lo permitan. Los métodos de extracción por pozo involucran la extracción del metano antes que la minería del carbón. Se requiere un mínimo de permeabilidad para llevar a cabo estas técnicas. El objetivo de la post minería es maximizar la cantidad de gas recuperado del carbón y minimizar el flujo de gas a las afueras de la mina. (*Mathews y Kumar, 2010*).

Métodos de extracción pre minería: Estos métodos requieren la perforación de pozos desde la superficie hasta la profundidad donde ese encuentre el carbón. Esta técnica es generalmente de poca efectividad en yacimientos de baja permeabilidad. Para el incremento de la permeabilidad del carbón, se utilizan técnicas como el fracturamiento, los disparos y las reacciones químicas. (*Mathews y Kumar, 2010*).

Los disparos son cargas explosivas puestas y detonadas en el fondo del pozo de la formación de carbón que contiene el metano. La explosión desarrolla nuevas fracturas que aumentan la permeabilidad del carbón. Sin embargo, los riesgos de desestabilizar la veta de carbón hacen cuestionable su implementación. (*Mathews y Kumar, 2010*).

Existen químicos que reaccionan con los minerales contenidos en el carbón, por ejemplo, el ácido clorhídrico reacciona con éstos y los elimina, y de esta forma los canales de flujo pueden incrementarse. Aunque existe la desventaja de que algunos de los minerales pueden depositarse reduciendo la permeabilidad del carbón. (*J. P. Mathews y H. Kumar, 2010*).

Además dentro de las técnicas de extracción pre minería existe la técnica de vacío, la cual utiliza bombas instaladas en el fondo del pozo para remover el agua de la veta de carbón. El metano es absorbido por los microporos superficiales del carbón y la presión del agua externa no permite el flujo del gas de estos poros. Después de que el agua es extraída, las bombas de vacío empiezan a impulsar el metano de los poros del carbón. (*J. P. Mathews y H. Kumar, 2010*).

El fracturamiento hidráulico es utilizado ampliamente para la recuperación del metano de capas de carbón. La fracturación hidráulica de capas de carbón ha tenido éxito en la estimulación de la producción de yacimientos de gas grisú, pero los pozos generalmente han estado por debajo de los pozos que son fracturados hidráulicamente en areniscas. Debido a su naturaleza el fracturamiento sufre ciertas complicaciones cuando es implementado en yacimientos de metano en capas de carbón por ejemplo; la suavidad del carbón dificulta la propagación de la fractura y su alto grado de heterogeneidad en los carbones puede producir resultados inconsistentes. (*Johnston et al., 2009*).

El fracturamiento también puede ser desarrollado mediante: sistemas de polímeros de base gel, sistemas de agua aceitosa, y sistemas espumosos o energizados. Sin embargo, estos sistemas traen con ellos aspectos que deben ser cuidados durante su desarrollo. Los sistemas de base gel pueden dañar la formación de manera irreversible si el gel no se rompe. Los sistemas de agua aceitosa requieren de altas tasas de bombeo debido a que el apuntalante del fluido tiene pobres capacidades de propagación. Los sistemas de espuma dan buenos resultados y reducen el

potencial daño a la formación, aunque el daño persiste aun con este tipo de sistemas. (Johnston et al., 2009).

En la figura 2.22 se esquematiza un pozo de producción de yacimiento de gas grisú, se puede ver la manera en que el agua ocupa las vetas de carbón hasta que está termina de ser recuperada. Por ello es de vital importancia el manejo de las grandes cantidades de agua que se producen durante el inicio de la explotación de un pozo de metano de capas de carbón.

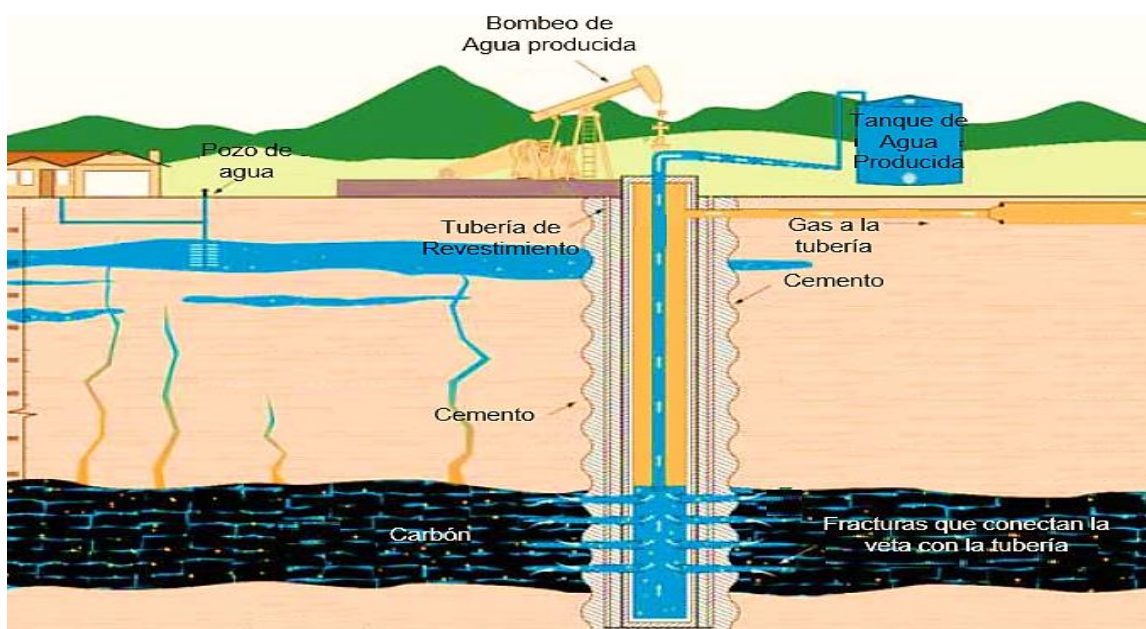


Figura 2.22: Pozo de producción de un yacimiento de gas grisú. Fuente: Johnston et al., 2009).

2.7 Hidratos de Gas.

Los hidratos de gas o “Gas hydrates” por su nombre en inglés, son una sustancia portadora de gas natural no convencional. Está ampliamente distribuido en las regiones polares y en los océanos, tiene recursos de gas diez veces más grandes que los del gas convencional mundial y el doble del contenido total de carbono que tiene el carbón, petróleo y gas natural que hay en el mundo. Bajo condiciones estándar, una unidad de hidrato podría contener aproximadamente 180 unidades

de gas natural. Los hidratos de gas son considerados un sustituto importante para los combustibles fósiles en el siglo XXI. (*Caineng et al., 2013b*).

Al ser una gran promesa de fuente de energía mundial, los hidratos de gas están impulsando a diversos países y a la industria, a realizar investigaciones detalladas sobre el desarrollo de los hidratos de gas. (*Birchwood et al., 2010*).



Figura 2.23: Hidrato de gas en llamas. Fuente: CGG, 2015.

2.7.1 Formación de los hidratos de gas.

Generalmente los hidratos de gas se forman cuando existen cantidades suficientes de agua y gas con las condiciones adecuadas de presión y temperatura. Sin estas condiciones de presión y temperatura los hidratos se disocian en agua y gas.

En la figura 2.24 se esquematizan las condiciones de temperatura y presión a las que el agua y el gas constituyen un hidrato de metano; a altas presiones y temperaturas, el hidrato se disocia en sus componentes, mientras que a bajas temperaturas pero de igual manera a altas presiones el hidrato conserva su forma sólida. (*Birchwood et al., 2010*). La formación de hidratos de gas natural en el océano, se da a profundidades entre 300 y 400 metros y a temperaturas entre 2.5 y 25°C. (*Max y Pillon, 1998*).

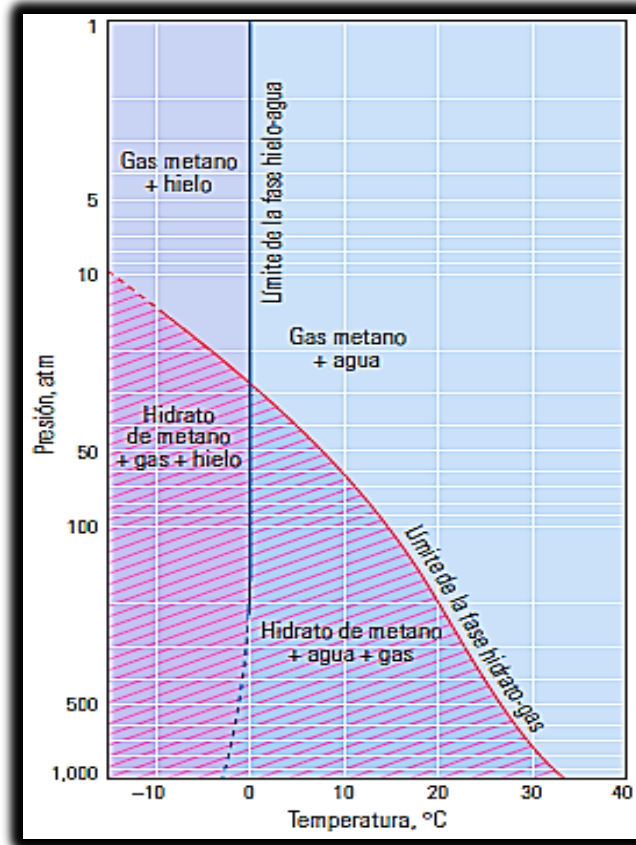


Figura 2.24: Diagrama de fase de la estabilidad del hidrato de metano. Fuente: Birchwood, et al., 2010.

El gas que compone los hidratos puede tener diferentes orígenes. El gas hidrocarburo que da lugar al hidrato se clasifica en dos tipos: microbiano, derivado principalmente de los sedimentos anfitriones y termogénico, gas proveniente de las partes más profundas. Algunos hidratos de gas están compuesto de ambos tipos de gas. (Caineng et al., 2013b).

Los gases hidrocarburos microbianos o biogénicos son producto de bacterias anaeróbicas que consumen materia orgánica en el fondo del mar. Estas bacterias dependen de los restos de flora y fauna llevados al fondo del mar por ríos y pantanos. Durante el proceso de consumo, una gran cantidad de metano se produce, junto con cantidades menores de dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano; estos gases se mueven hacia arriba y se disuelven en el agua

congénita. Cuando la temperatura y presión en el fondo marino están en las condiciones óptimas, se crea el hidrato de gas. Debajo de la capa de hidratos de gas, comúnmente se acumula metano libre. Proviene de una profundidad de alrededor de 600 metros debajo del piso oceánico. (*Caineng et al., 2013b*).

Los gases hidrocarburos termogénicos se derivan principalmente de la migración de aceite y gas desde estratos más profundos. La mayor parte de los gases migran hasta el fondo del mar, donde las condiciones adecuadas de presión y temperatura para la formación de hidratos de gas existen; pequeñas cantidades de este tipo de gas pueden permanecer atrapado dentro de los sedimentos submarinos. Estas moléculas de hidrocarburos que quedan atrapadas son bastante grandes, capaces de formar estructuras de hidratos de gas más grandes, suficientes para contener el metano y otros hidrocarburos. Estas provienen de una profundidad cercana a los 1000 metros debajo del piso oceánico. (*Caineng et al., 2013b*).

Dentro de las rocas del yacimiento los hidratos de gas se producen en los poros de las rocas de grano grueso, en las gargantas de las rocas de grano fino, en las fracturas, y en las unidades masivas compuestas de hidratos de gas sólidos con cantidades menores de sedimentos. Las investigaciones hechas en hidratos de gas indican que están contenidos o controlados por la presencia de fracturas o sedimentos de grano grueso. (*Hisashi et al., 2002*).

La figura 2.25 es una pirámide en la cual están los tipos de yacimientos en los que se desarrollan los hidratos de gas. Los hidratos de gas que se encuentran en los yacimientos cercanos a la cúspide de la pirámide son más sencillos de explotar, mientras que los que están próximos a la base tienen una altísima dificultad para ser recuperados. Los dos primeros son los más propensos a ser explotados comercialmente ya que su permeabilidad es suficiente para acumular altas saturaciones de hidratos de gas, (*Boswell y Collett, 2006.*)

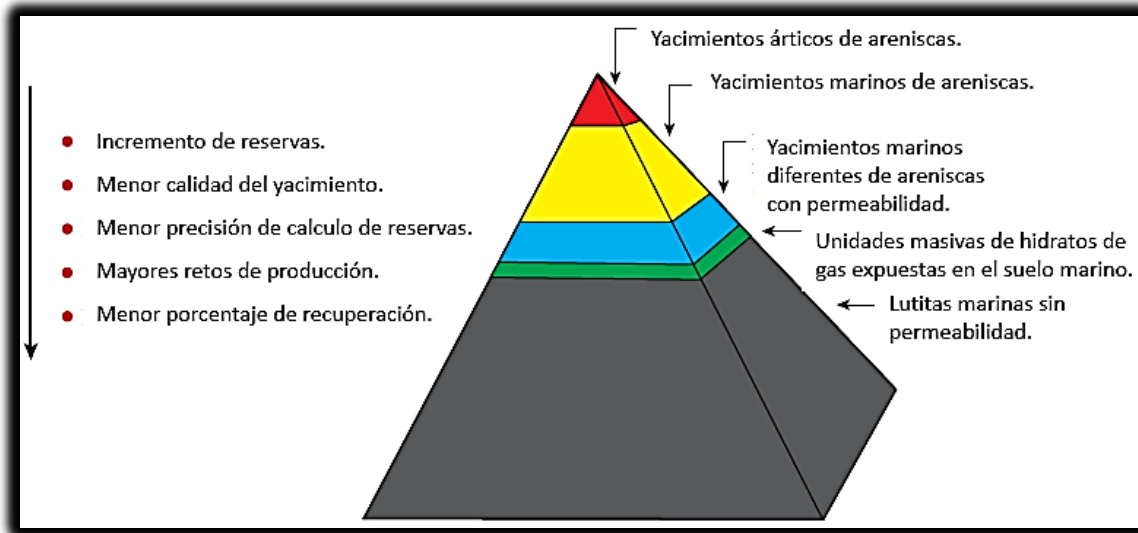


Figura 2.25: Tipos de yacimientos en los que se forman los hidratos de gas. Fuente: Boswell y Collett, 2006.

2.7.2 Propiedades fisicoquímicas de los hidratos de gas.

La fórmula química del hidrato de gas es M_nH_2O , en donde la M se refiere al tipo de moléculas de gas (generalmente metano) y la n representa el número de moléculas de este gas. (Caineng et al., 2013b).

Los hidratos de gas son sólidos cristalinos que se asemejan al hielo. Estructuralmente, se trata de clatratos o compuestos en los que la estructura básica está compuesta por un cristal enrejado de moléculas de agua que contienen una molécula de gas, denominada huésped, la cual puede ser metano, etano, propano, isobuteno u otros hidrocarburos gaseosos. De mayor interés para la industria energética son los hidratos de metano, debido a que son los que más abundan en la naturaleza. (Birchwood et al., 2010).

Los hidratos de gas natural son comúnmente blancos y de aspecto similar al hielo, sin embargo, posibles contaminantes tales como aceites, bacterias y minerales, pueden tener un efecto sobre el color. Estos cristales como de hielo contienen una red de moléculas de agua, las cuales contienen gases hidrocarburos y son

estabilizados por las fuerzas de Van Der Waals. Contienen una gran cantidad de metano u otros combustibles, y por ello también son conocidos como “hielo de fuego”. Su dureza, resistividad eléctrica y conductividad térmica son menores que la del hielo, mientras que la densidad entre estos dos es similar. (Caineng et al., 2013b).

La figura 2.26 muestra una molécula simple de hidrato de gas se aprecia la molécula de gas hidrocarburo contenida dentro de la jaula hecha por la molécula de agua. (Caineng et al., 2013b).

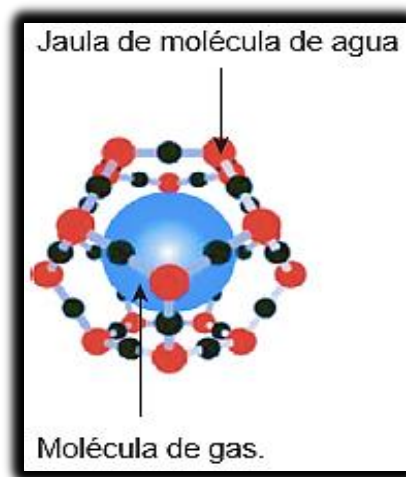


Figura 2.26: Molécula de hidrato de gas. Fuente: Caineng et al., 2013.

2.7.3 Técnicas de exploración para los hidratos de gas.

Las técnicas que se utilizan actualmente para la exploración de hidratos de gas son:

- *Sísmica.
- *Registros.
- *Geoquímica.
- *Minerales testigo.

Sísmica: es actualmente la herramienta más común y eficaz para la exploración de hidratos de gas natural. Los hidratos de gas aumentan la velocidad acústica de

manera significativa. Si el estrato subyacente está asociado a gas hidrocarburo, esto reduce la velocidad acústica, y de esta manera se muestra un contraste obvio entre el hidrato y el hidrocarburo. (Caineng et al., 2013b).

Registros: Los propósitos de esta técnica son: identificar la ocurrencia de hidratos y de hidratos de gas contenidos en los sedimentos, estimar la porosidad y saturación de metano, y calibrar los datos sísmicos así como geofísicos. Al mismo tiempo, el registro es una herramienta eficaz para el estudio del ambiente sedimentario y la evolución de la formación de hidratos cerca del pozo. En una curva de registros convencional, una zona con hidratos de gas presentará una alta resistividad, tiempo de tránsito de ondas de corto intervalo, potencial espontáneo de baja amplitud, y lecturas altas de neutrones y de rayos gama. La figura 2.27 es un registro representativo de una zona con evidente contenido de hidratos de gas natural; en ella se observa altos valores de los registros de resistividad, acústico, rayos gama y medición de gas altos. (Caineng et al., 2013b).

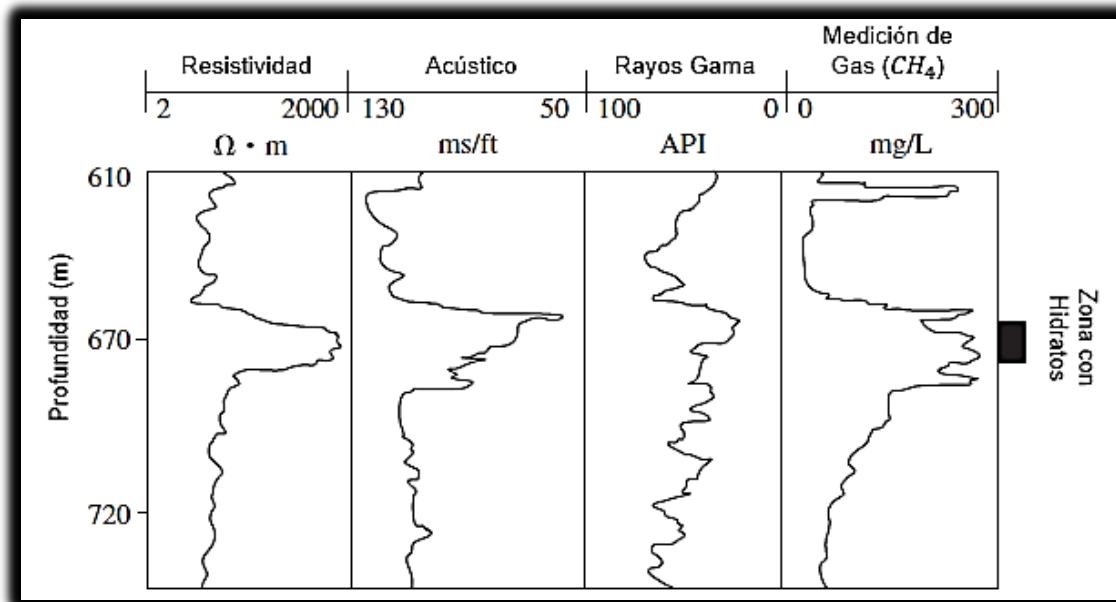


Figura 2.27: Respuesta de registros a la formación de hidratos. Fuente: Caineng et al., 2013b.

Geoquímica: Es útil para identificar las formaciones de hidratos de gas en el fondo del mar. Mediante los métodos de geoquímica disponibles, los cuales incluyen pruebas para clorinidad reducida o salinidad en los sedimentos portadores de hidratos, potencial de oxidación-reducción de agua inferior, contenido de sulfato inferior y los cambios en los isótopos de oxígeno, se puede definir el lugar de los hidratos de gas en el fondo del mar. (*Caineng et al., 2013b*).

Minerales indicadores: Algunos minerales indican la presencia de hidratos de gas natural; estos son típicamente carbonatos, sulfatos y sulfuros con la composición y la morfología específica. Estos minerales indicadores están formados por la interacción de fluidos minerales con agua de mar, agua de poros, y sedimentos. (*Caineng et al., 2013b*).

2.7.4 Técnicas de explotación para los hidratos de gas.

La producción de gas de hidratos contenidos en sedimentos es un proceso de disociación de hidratos de gas. Ya sea un descenso de la presión o el aumento de la temperatura de la formación puede debilitar la fuerza de Van der Waals que une a las moléculas de agua y metano dentro del hidrato de gas, por lo tanto, pueden liberar grandes cantidades de metano a partir del sólido del hidrato. Aunque la recuperación de los hidratos de gas no se ha dado en forma comercial, las pruebas que se han realizado en lugares como Japón o Canadá han arrojado tres técnicas de disociación del hidrato de gas:

- *Estimulación térmica.
- *Despresurización.
- *Inyección de inhibidor químico.

Estimulación térmica: El calentamiento de la formación de hidratos de gas puede aumentar la temperatura local del yacimiento, lo que causa la disociación del hidrato. Los métodos principales de la estimulación térmica son el bombeo de fluidos calientes, como vapor, agua o salmuera caliente; el calentamiento

electromagnético, que ha sido efectivo en el desarrollo del aceite pesado es una buena opción para los hidratos de gas; el calentamiento por microondas parece ser el método más eficaz. Las desventajas de la estimulación térmica son la gran pérdida de calor, baja eficiencia y la dificultad de reunir el gas liberado. (*Caineng et al., 2013b*).

Despresurización: La reducción de la presión en el yacimiento de los hidratos de gas causa la disociación de los mismos. Generalmente, la despresurización se hace mediante la perforación de un pozo en la zona estable de los hidratos de gas, de esta manera se disocia el agua y el gas, y se forman acumulaciones de gas. La técnica de despresurización es adecuada en los casos en los que el hidrato de gas está en contacto con yacimientos de gas convencionales, y el intervalo de hidratos de gas tiene suficiente permeabilidad y profundidad (700m). La ventaja de esta técnica es su viabilidad económica y que no hay necesidad de utilizar equipos de estimulación térmica caros. Por otra parte, sus desventajas son su tiempo de reacción lento, y que no es aplicable a yacimientos con temperaturas cercanas o menores a 0°C, ya que haría el pozo sujeto a bloqueo por hielo o hidratos que no lleguen a ser disociados. (*Caineng et al., 2013b*).

Inhibidores químicos: La inyección de inhibidores químicos tales como salmuera, metanol, etanol, glicol y glicerina puede cambiar las condiciones de equilibrio de fases de la zona estable de hidratos, alterar éstas condiciones eventualmente lleva a la disociación del hidrato de gas. Este método es fácil y conveniente, pero tiene un alto costo y una baja eficiencia para los hidratos oceánicos bajo una alta presión. (*Caineng et al., 2013b*).

Durante las pruebas realizadas por naciones como Canadá o Japón, la extracción de los hidratos de gas natural se incrementó a través de la combinación de las técnicas mencionadas anteriormente ya que cada una de ellas tiene sus propias ventajas. La combinación de la despresurización y la estimulación térmica es hasta ahora la práctica la más eficaz, disociando inicialmente el hidrato por estimulación

térmica y luego extrayendo el gas libre por despresurización. Técnicamente, la producción de gas a partir del hidrato de gas natural es posible, pero hasta el momento no existe una tecnología económicamente factible. Los estudios de investigación y desarrollo en hidratos de gas están realmente prematuros. (Caineng *et al.*, 2013b).

La figura 2.28 muestra esquemas de cada una de las técnicas de producción de hidratos de gas; se observa que la despresurización está siendo aplicada en un yacimiento con gas libre; en cambio los otros dos métodos están desarrollándose en yacimientos que no contienen otro tipo de fluido, únicamente se aprecian las acumulaciones de gas provocadas por la disociación de hidratos. (Boswell y Collett, 2006.)

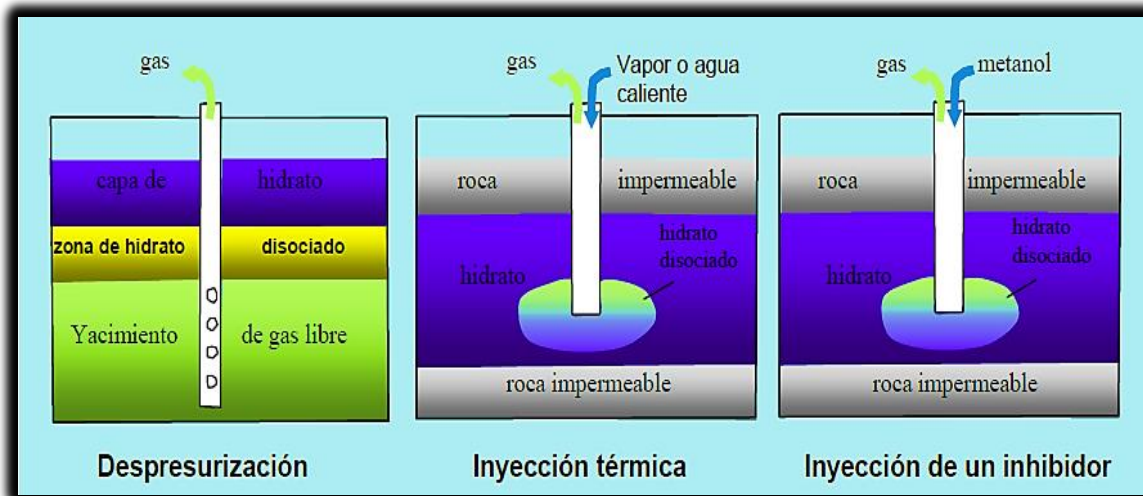


Figura 2.28: Métodos de producción de los hidratos de gas. Fuente: Boswell y Collett, 2000.

Capítulo III

3 ENERGÍAS NO CONVENCIONALES O ALTERNAS

La declinación de los hidrocarburos así como el grave daño que ha causado su uso al medio ambiente, demandan la existencia de alternativas energéticas que puedan satisfacer las necesidades de la población. Energías no convencionales y limpias se presentan como una solución a los problemas de contaminación y escasez de combustible que existen y que aumentarán en los años venideros.

De acuerdo al Consejo de Defensa de Recursos Naturales “NRDC” por su nombre en inglés, las energías no convencionales o alternas son aquellas que no son utilizadas popularmente, son amigables con el medio ambiente y son distintas a los combustibles fósiles. (*WEB, NRDC, 2015*).

3.1 Energía geotérmica.

Los procesos geodinámicos que acontecen en la Tierra son controlados por la transferencia y generación de calor en su interior. La energía geotérmica proviene del calor natural que se encuentra almacenado en el interior del planeta. Esta energía térmica puede ser transferida a la superficie a través de la roca mediante la extracción o inyección de fluidos. Estos fluidos al interactuar con la roca caliente adquieren condiciones de presión y temperaturas elevadas, lo que favorece la producción de agua muy caliente o vapor. El contenido energético del fluido geotérmico depende de varios factores, pero principalmente del intercambio de calor con la roca circundante, la cual es continuamente calentada por la fuente primaria de calor (cámara magmática) que existe en la parte más profunda del sistema geotérmico. El flujo de calor que fluye constantemente desde el interior de la Tierra hacia la superficie se calcula en 42 Tera Watts, del cual 76% proviene del manto, 19% de la corteza y 5% del núcleo. La figura 3.1 es un sistema de energía geotérmica con cada uno de sus componentes. (*Torres et al., 1993*).

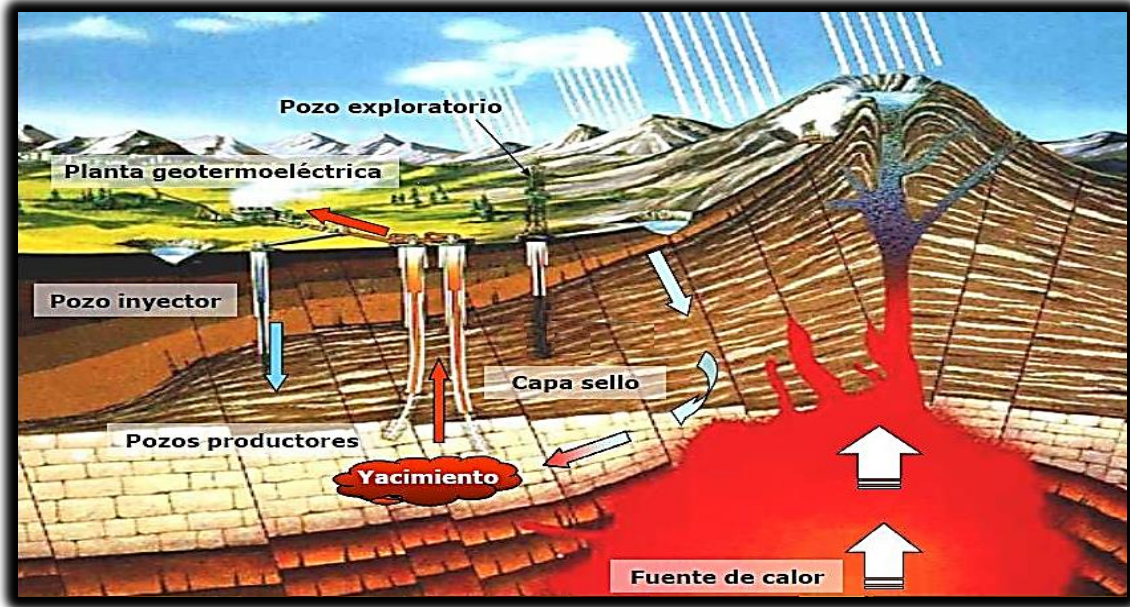


Figura 3.1: Yacimiento de energía geotérmica. Fuente: WEB, UNAM, 2015.

Los sistemas geotérmicos se clasifican con base en la temperatura del fluido o en la cantidad de energía disponible para intercambio (entalpía). Cuando la temperatura del sistema geotérmico es mayor a 200°C se considera un recurso de alta entalpía, ideal para la generación de electricidad mediante sistemas convencionales de turbo generación. En cambio, si la temperatura del sistema está en el rango de 100 a 200°C o es menor a 100°C se le denomina sistema de mediana o baja entalpía respectivamente. El aprovechamiento de su energía se logra a través de la extracción del fluido a través de la perforación de pozos de alrededor de 3500 metros. Una vez que se aprovecha la mayor parte de su energía, el fluido remanente es reinyectado al subsuelo a través de pozos para evitar el impacto ambiental. La energía geotérmica extraída es usada en la superficie para la producción de electricidad mediante turbogeneradores accionados por vapor si es un sistema de alta entalpía, o mediante procesos de ciclo binario, en el caso de sistemas de mediana entalpía. Para aprovechar eficientemente los fluidos extraídos del yacimiento geotérmico existen tres tipos de plantas convencionales usadas para la generación de electricidad mediante energía geotérmica: vapor seco que utiliza únicamente el fluido en esta fase; flasheo de vapor que aprovecha la mezcla agua

vapor y ciclo binario que usa los fluidos geotérmicos a una mediana temperatura. (Estrada et al., 2010).

La generación de electricidad mediante energía geotérmica en 2011 representó el 0.312% del total mundial generado. La tabla 3.1 contiene el porcentaje que representó para algunas naciones. (SENER, 2013).

Tabla 3.1: Generación de electricidad vía geotermia de algunos países. Fuente:

SENER, 2013.

País/Región	% del Total
México	2.200%
Estados Unidos	0.411%
Japón	0.255%
China	0.003%
Alemania	0.003%
OCDE Total	0.409%
Mundo	0.312%

3.2 Energía solar fotovoltaica.

A la transformación directa de la luz solar en electricidad en un dispositivo optoelectrónico comúnmente conocido como celda solar se le llama efecto fotovoltaico. A la energía generada mediante este proceso se le conoce como energía solar fotovoltaica. La electricidad que se genera es del tipo directo o corriente directa. Las celdas solares se asocian o agrupan mediante conexiones en serie o paralelo para aumentar la potencia de generación y formar módulos llamados fotovoltaicos. Independientemente del tipo de agrupación eléctrica entre las celdas o los módulos solares, a las tecnologías de transformación de luz a electricidad se les llama generadores fotovoltaicos. (Estrada et al., 2010).

Tabla 3.2: Generación de electricidad vía energía solar fotovoltaica de algunos países. Fuente: SENER, 2013.

Fuente: SENER, 2013.

País/Región	% del Total
Alemania	3.18%
España	2.98%
Japón	0.49%
Corea	0.18%
Estados Unidos	0.14%
China	0.05%
Canadá	0.04%
México	0.01%
OCDE Total	0.55%
Mundo	0.29%

La generación de electricidad a través de energía solar fotovoltaica en 2011 representó el 0.29% del total mundial generado. La tabla 3.2 contiene el porcentaje que representó para algunas entidades. (SENER, 2013).

Los generadores fotovoltaicos son usados para suministrar electricidad a cualquier aparato eléctrico en corriente directa tales como motores, lámparas, baterías para almacenar energía, y cualquier aparato electrodoméstico en corriente alterna, solo que para este caso debe usarse un inversor de energía eléctrica alterna en directa. (Estrada et al., 2010).

La figura 3.2 muestra una instalación de producción de energía solar fotovoltaica así como su distribución; resaltan las celdas solares y los inversores de energía eléctrica para el cambio de corriente directa en alterna.

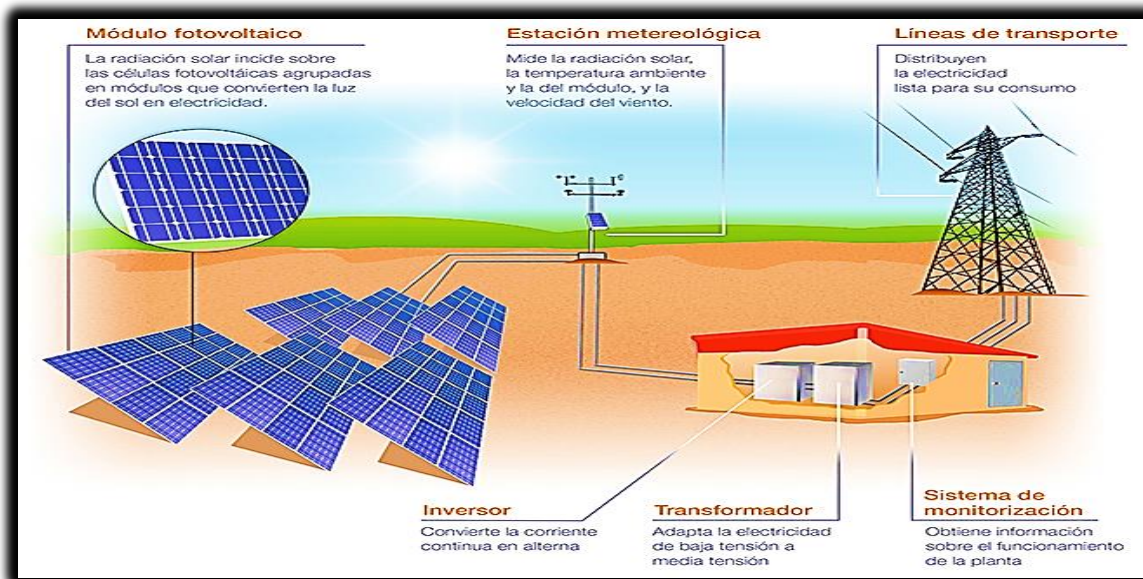


Figura 3.2: Uso de la energía solar fotovoltaica. Fuente: WEB, Sunedison, 2015.

3.3 Energía solar térmica.

La energía solar térmica o energía termosolar consiste en el aprovechamiento de la radiación del Sol para producir calor. Para conseguir este aporte térmico se utilizan colectores o captadores solares que consisten en una superficie que se expone a los rayos solares y absorbe la radiación transformándola en calor que es transportado mediante un fluido. Según la temperatura que alcanza el área captadora, se clasifican tres tipos de sistemas:

- 1.- De baja temperatura: la captación es directa y la temperatura alcanzada por el fluido está por debajo del punto de ebullición del agua.
- 2.- De media temperatura: captación de bajo índice de concentración, con temperatura del fluido por arriba de los 100°C.
- 3.- De alta temperatura: captación de alto índice de concentración, con temperatura del fluido encima de los 400°C. (*Estrada et al., 2010*).

Los sistemas de baja temperatura se aplican a requerimientos de baja entalpía, como son el calentamiento de agua para uso doméstico, albercas, procesos industriales y el sector agropecuario. Las tecnologías de mediana temperatura se utilizan para generar calor de proceso industrial, y las de alta temperatura son útiles en la generación de potencia eléctrica y procesos termoquímicos solares. (*Estrada et al., 2010*).

3.4 Energía eólica.

La energía eólica hace referencia al movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia las adyacentes de baja presión. Los vientos son generados por el calentamiento no uniforme de la superficie terrestre proveniente de la radiación solar. Actualmente la energía proveniente del viento se aprovecha en máquinas eólicas (aerobombas, aeromotores y aerogeneradores), con la capacidad de convertir la energía cinética en mecánica de rotación, ya sea para accionar directamente máquinas de tracción o para la producción de electricidad. El sistema de conversión en electricidad comprende un generador eléctrico, normalmente un

Tabla 3.3: Generación de electricidad vía energía eólica de algunos países. Fuente: SENER, 2013.

País/Región	% del Total
España	14.56%
Alemania	8.03%
Estados Unidos	2.78%
Canadá	1.60%
China	1.48%
México	0.56%
Chile	0.51%
Brasil	0.51%
Japón	0.43%
Corea	0.16%
OCDE Total	3.02%
Mundo	1.96%

alternador, sistemas de control y de conexión a la red) es conocido como aerogenerador. (Estrada et al., 2010).

La generación de electricidad mediante energía eólica en 2011 significó el 1.96% del total mundial generado. La tabla 3.3 contiene el porcentaje que representó para algunos países seleccionados. (SENER, 2013).

La figura 3.3 presenta los componentes necesarios para la producción de energía eléctrica a partir de la energía del viento. El viento produce la generación de energía eléctrica que es enviada a transformadores para poder ser incorporada a la red de distribución

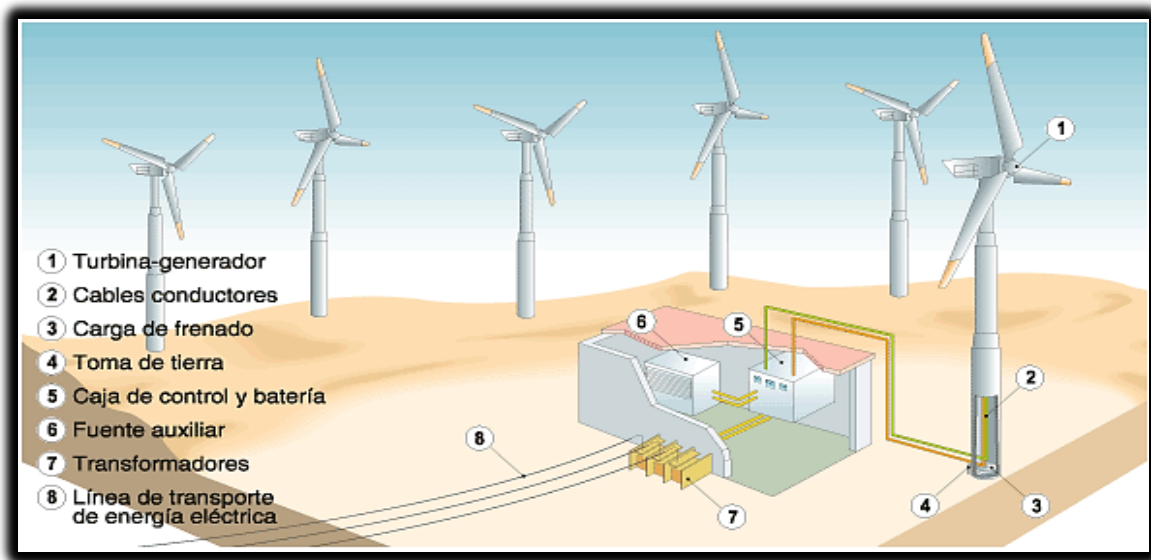


Figura 3.3: Sistema de energía eólica. Fuente: WEB, UNESA, 2015.

3.5 Energía hidráulica.

Esta energía emplea la energía potencial asociada a las caídas de agua y a la diferencia de alturas entre dos puntos del curso de un río, así como su energía cinética; el agua de estas caídas alimenta turbinas hidráulicas para la generación de electricidad. (Estrada et al., 2010).

La generación de electricidad a través de energía hidráulica en 2011 representó el 16.10% del total mundial generado. La tabla 3.4 contiene el porcentaje que representó para algunas naciones elegidas. (SENER, 2013).

Tabla 3.4: Generación de electricidad vía energía hidráulica de algunos países.

Fuente: SENER, 2013.

País/Región	% del Total
Brasil	80.60%
Canadá	59.00%
Chile	32.00%
China	14.70%
México	12.30%
España	11.30%
Japón	8.70%
Estados Unidos	7.90%
Alemania	3.90%
Corea	1.50%
OCDE Total	13.40%
Mundo	16.10%

Las centrales se clasifican según la forma en que se recibe y produce la acumulación del agua o por la potencia producida; de esta manera, pueden ser de agua fluyente (sin ningún tipo de regulación del caudal, el cual varía en función del régimen hidrológico anual), de flujo regulado (regulado a través de un depósito de ajuste diario, semanal o mensual), las que se pueden emplear en otros fines (riego abastecimiento de agua). (Estrada et al., 2010). La figura 3.4 muestra una planta de energía eléctrica, y en ella se pueden ver tres diferentes usos: generación de energía eléctrica, uso doméstico o de irrigación, y almacenamiento.

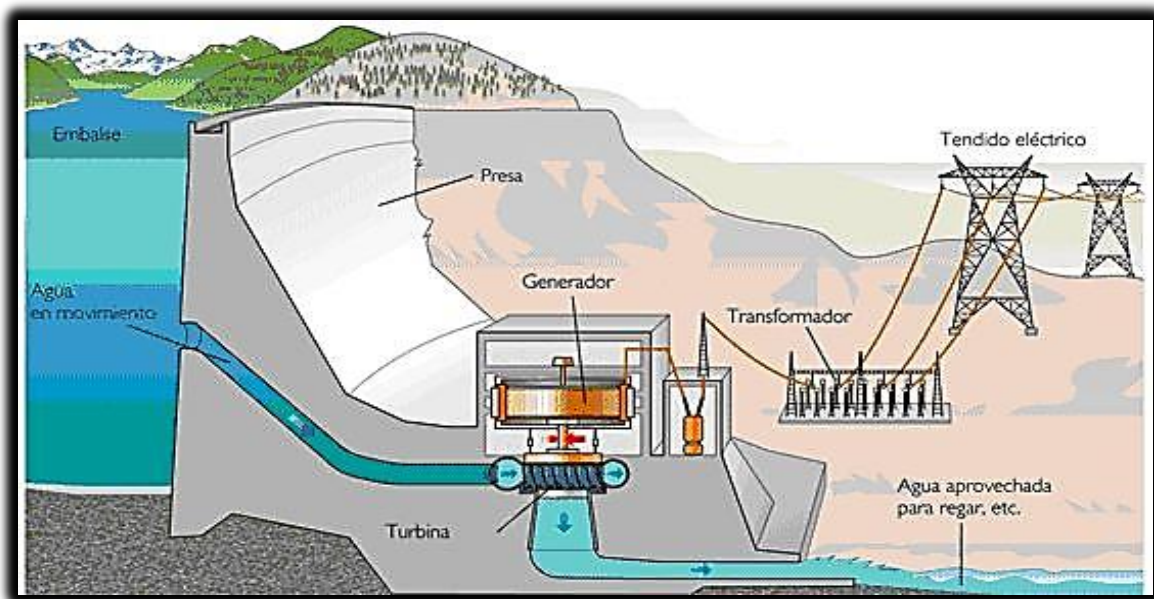


Figura 3.4: Planta de energía hidráulica. Fuente: WEB, ES, 2015.

3.6 Energía del hidrógeno.

En los últimos años el hidrógeno como combustible ha recibido una especial atención, gracias a sus características favorables en términos de carácter sustentable que significa su obtención y su uso. El hidrógeno no existe libre en la naturaleza, por lo que su obtención de igual manera que los hidrocarburos y los productos refinados de éste requieren inversión de recursos. Cuenta con el más alto contenido energético de todos los combustibles conocidos (120MJ/kg), lo que lo hace ser sumamente atractivo para el sector de energía. Además su uso para la generación de electricidad en dispositivos de conversión de energía como las celdas de combustible, entrega mejor rendimiento del contenido energético debido a sus buenas propiedades de conversión (40% a 75% según el tipo de celda). (*Estrada, et al., 2010*).

El hidrógeno al ser utilizado como combustible generador de electricidad es totalmente inofensivo para el ambiente ya que solo emite vapor de agua y calor, los cuales son susceptibles de aprovechar para incrementar la eficiencia del uso del hidrógeno como combustible. Por ello el hidrógeno es considerado una muy buena opción para el desarrollo energético eficiente, limpio y sustentable. (*Estrada et al., 2010*).

El hidrógeno puede ser recuperado mediante una gran cantidad de tecnologías, las cuales se agrupan en dos principales categorías: las basadas en fuentes de hidrocarburos y las basadas en fuentes energéticas renovables. Las tecnologías basadas en hidrocarburos representan un 97% del mercado internacional. Cerca de tres cuartas partes del hidrógeno industrial producido en el planeta se obtiene del metano contenido en el gas natural haciéndolo reaccionar con vapor de agua a 750°C. Otro 25% se fabrica con métodos similares, a partir de gases procedentes del refinado del petróleo o del carbón. Las tecnologías basadas en energías renovables lo hacen por medio de diferentes métodos los cuales son:

*Electrólisis: La electricidad es suministrada a un electrolizador para extraer el hidrógeno del agua, descomponiéndola en hidrógeno y oxígeno.

*Fotoconversión: Se utilizan organismos biológicos como bacterias o algas o semiconductores que absorben luz solar, descomponen el agua y producen hidrógeno.

*Termoquímica: Utiliza calor para producir hidrógeno a partir de biomasa y desechos sólidos. También puede ser utilizada en agua con la asistencia de bromuros y yoduros para descomponer el agua. (*Estrada et al., 2010*).

3.7 Energía nuclear.

La energía nuclear es obtenida de las reacciones nucleares de fisión o fusión nuclear. En la fusión dos núcleos atómicos muy ligeros se unen y en la fisión un núcleo atómico muy pesado es dividido cuando un neutrón con cierta carga lo golpea. En ambos procesos la masa de los reactivos es superior a la de los productos por lo que se libera una enorme cantidad de energía. (*Estrada et al., 2010*).

La fisión nuclear es la única que ha sido desarrollada a nivel comercial principalmente para la generación de electricidad, aunque es también posible usarla en forma de energía mecánica, como en aplicaciones de propulsión, o en forma de energía térmica, por ejemplo en procesos que requieran de calor como el desalado del agua. La principal característica de esta energía es su alta densidad energética, es decir, su cantidad de energía por unidad de masa es muy superior a la de cualquier otro combustible fósil. Además no produce ningún tipo de gas de invernadero. Para poder producir las reacciones de fisión y aprovechar la energía liberada se utiliza un reactor nuclear, en el que se logra mantener una reacción de fisión en cadena de manera controlada y se extrae la energía de manera eficaz. (*Estrada et al., 2010*).

La fusión nuclear solo se desarrolla en condiciones de temperatura y densidad muy elevadas, que permitan vencer la fuerza de repulsión entre núcleos. Se presenta en los compuestos cuando se encuentran en estado plasma, y cuando además los electrones se han separado del núcleo. El conocimiento y manejo del plasma es uno de los principales retos de la fusión nuclear. Actualmente se encuentra solamente en etapa experimental a través de reactores experimentales de fusión. (Estrada et al., 2010).



Figura 3.5: Planta de energía nuclear laguna verde, México. Fuente: WEB, UNAM, 2011.

3.8 Bioenergía.

Es la energía que proviene de materiales orgánicos de origen biológico y ha sido utilizada como combustible durante la existencia de la humanidad. La biomasa es el material orgánico de origen biológico con mayor importancia y es producida en las plantas al sintetizar luz, agua y dióxido de carbono utilizando la fotosíntesis, mediante la energía solar queda almacenada en enlaces químicos, que a su vez puede ser liberada en forma de biocombustibles a través de procesos como la combustión, la descomposición o bien mediante su hidrólisis y fermentación. Se

pueden utilizar otro tipo de fuentes de material orgánico de origen biológico como los residuos de animales y los desechos de la sociedad humana como la basura en su componente orgánica. El aprovechamiento de la biomasa mantiene su importancia en los países en desarrollo como combustible en comunidades rurales y urbanas. Debido al desarrollo de investigaciones, nuevas tecnologías y al empleo de procedimientos más eficaces todos los materiales orgánicos en estos días pueden ser tratados como combustibles comerciales alternativos en sectores tan diversos como el comercial, residencial, de transporte e industrial. Mediante un uso sustentable y los criterios adecuados la bioenergía ofrece grandes cantidades de energía con emisiones nocivas realmente neutras. (*Estrada et al., 2010*).

Los materiales orgánicos de origen biológico proporcionan según su origen y procesamiento energía técnicamente y económicamente útil en los tres estados de la materia sólido, líquido y gaseoso; esto le proporciona a la bioenergía las características de un recurso energético universal, limpio y de gran alcance si se aprovechan sus ventajas. Debido a que se encuentra en los tres estados la bioenergía puede clasificarse en:

***Biocombustibles:** Estos energéticos se utilizan principalmente en la cocción de alimentos, calentado de agua, generación de electricidad en turbinas de vapor y la producción de calor industrial. La leña, carbón vegetal, desechos agrícolas y residuos forestales son algunos biocombustibles.

***Biogás:** Es el metano que es emitido por la fermentación de recursos orgánicos de los campos agrícolas, bosques y de los desechos animales. También se puede obtener de la basura a través de su producción en rellenos sanitarios. Se emplea para producir energía térmica, mecánica o eléctrica.

***Biocarburantes:** Por ejemplo, los aceites vegetales puros, los residuos de aceite de cocina, aceites vegetales esterificados (biodiesel) o el alcohol (etanol carburante). Estos energéticos líquidos provienen de una amplia variedad de cultivos como son la caña de azúcar, el maíz, el betabel, entre otros pero en un corto lapso se obtendrán de residuos de aceite de cocina, residuos agroindustriales y cultivos de microalgas. (*Estrada et al., 2010*).

La generación de electricidad mediante bioenergía en 2011 significó el 1.64% del total mundial generado. La tabla 3.5 contiene el porcentaje que representó para algunas entidades elegidas. (SENER, 2013).

Tabla 3.5: Generación de electricidad vía bioenergía de algunos países. Fuente: SENER, 2013.

País/Región	% del Total
Chile	7.11%
Brasil	6.06%
Alemania	5.40%
Japón	3.03%
Canadá	1.67%
España	1.55%
Estados Unidos	1.43%
México	0.85%
China	0.66%
Corea	0.21%
OCDE Total	2.25%
Mundo	1.64%

Capítulo IV

4 IMPACTO AMBIENTAL

El impacto ambiental es la modificación al ambiente ocasionada por la acción del hombre o de la naturaleza. Un huracán o un sismo así como cualquier fenómeno natural que altere al medio ambiente también pueden ser considerados como un impacto ambiental. *(WEB, SEMARNAT, 2015)*.

Toda actividad relacionada con la recuperación de hidrocarburos implica un daño o impacto al medio ambiente, los no convencionales no están exentos de ello e incluso requieren de mayores actividades precautorias o de saneamiento debido a que cuentan con mayores riesgos potenciales de impacto ambiental.

Si bien el objetivo de las energías no convencionales es mitigar la contaminación al planeta ofreciendo energía limpia, también cuentan con cierto aporte de contaminantes durante su desarrollo; en realidad no existe ninguna fuente energía capaz de mitigar totalmente los contaminantes.

Este capítulo abordará temas relacionados al impacto ambiental que provoca la explotación de los hidrocarburos y energías vistas en capítulos anteriores; también se tratarán ciertas medidas benéficas para el medio ambiente como son los bonos de carbono y los mecanismos de desarrollo limpio.

4.1 Impacto ambiental por la explotación de hidrocarburos no convencionales.

La actividad petrolera en cada una de sus distintas etapas ocasiona contaminación y cambios en el uso de suelo, remoción de materiales para la construcción de vías, instalaciones y pozos, contaminación de aguas superficiales y en ocasiones subterráneas, modificaciones bióticas sobre hábitats naturales y variación de patrones socioculturales. *(Avalleneda, 1992)*.

El uso de métodos térmicos para la recuperación de aceite pesado y extrapesado incrementan la cantidad de contaminantes que afectan al aire. La inyección de vapor o agua requiere una gran demanda de agua, creando un potencial impacto ambiental por el consumo de agua. Esta inyección se basa en generadores de vapor. Estos generadores suelen utilizar el combustible disponible en el lugar (siendo el aceite la fuente de combustible más común), emiten dióxido de azufre, óxido de nitrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, y otros productos provenientes de la combustión. La combustión *in situ* puede liberar a la superficie estos mismos componentes mediante emisiones fugitivas. Los efectos ambientales causados al agua por los métodos térmicos se dan debido a las grandes cantidades de agua dulce que se utilizan para su desarrollo, y en ocasiones el daño es grave ya que existen zonas en las que el consumo es mayor que la tasa de recarga. (Princeton University, 2006).

La producción de gas en capas de carbón supone una mayor atención a la eliminación o tratamiento del agua producida, esto debido a que los caudales de agua producida son mucho más grandes a los que se tienen en la recuperación de cualquier otro tipo de hidrocarburo. Normalmente, el agua debe ser retirada del carbón para reducir la presión y para iniciar la desorción del metano, por lo tanto los problemas de eliminación de agua disminuyen con el tiempo y la mayor carga de tratamiento y remoción de agua ocurre en los primeros años. (Halliburton C., 2008).

La figura 4.1 muestra un pozo productor del campo Oak Grove en Estados Unidos; en este pozo se observa el alto corte de agua en los primeros años de explotación, para el tercer año la producción de gas superó a la de agua debido a que el agua necesaria para la reducción de presión ya fue extraída. Para poder utilizar el agua producida durante la explotación del campo, esta debe ser tratada con el objetivo de regular su contenido de sólidos totales disueltos, hierro, oxígeno disuelto, demanda bioquímica de oxígeno y manganeso. (Halliburton C., 2008).

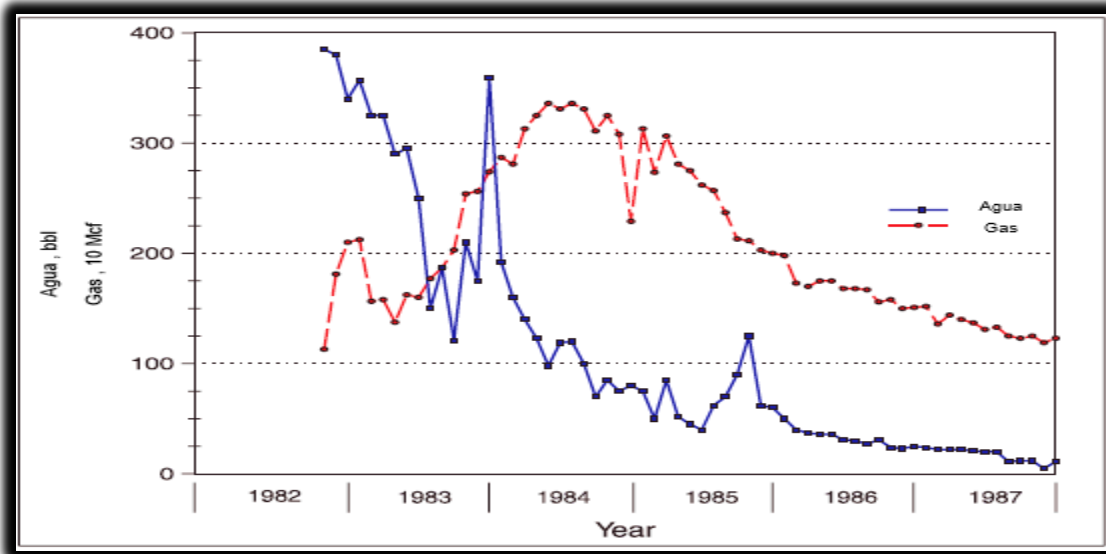


Figura 4.1: Pozo productor de gas en capas de carbón. Fuente: Halliburton C., 2008.

La minería utilizada para la extracción de varios hidrocarburos no convencionales, sigue siendo una actividad peligrosa. Las minas abiertas a la atmósfera son peligrosas en términos de salud y de seguridad de los mineros y, a pesar de los avances tecnológicos y las mejoras en la seguridad, los contaminantes se siguen produciendo a niveles significativos. La producción de partículas en polvo en el aire es un problema importante en la minería subterránea, donde las explosiones de polvo, debido a los gases liberados, son la principal preocupación. Los residuos de roca vertidos durante las operaciones de minería tienen el potencial para producir ácido ya que los yacimientos contienen compuestos de azufre que combinados con agua forman estas soluciones ácidas, es por ello que los restos originados por la minería debe ser tratados cuidadosamente. (Speight, 2012).

De las técnicas usadas para la explotación de hidrocarburos no convencionales la que causa más polémica debido a su impacto ambiental es el fracturamiento hidráulico. El uso de esta técnica propicia: el uso intensivo y contaminación del agua, contaminación del aire, contribución al cambio climático e impacto a las comunidades donde se practica. (Campero, 2014).

Para esta técnica se pueden llegar a emplear de 9 a 29 millones de litros de agua por pozo. Sin embargo, existen registros de que un solo pozo en Michigan llegó a consumir 80 millones de litros de agua. El “fracking” requiere que el agua se mezcle con tóxicos y arena. De hecho, la arena presenta muchos problemas en su producción, porque es arena de sílice, y ésta puede generar una enfermedad llamada silicosis, que es tan grave que puede llevar a la muerte. Se asegura que los aditivos involucrados en el fracturamiento hidráulico son proporcionalmente reducidos, del 0.5 al 2% de la mezcla. El problema es que esto se traduce en 300 mil litros de químicos por pozo. Además muchas veces no se conoce qué tiene exactamente esta mezcla, pero por las investigaciones que se han hecho se sabe que muchos de estos tóxicos son cancerígenos, mutagénicos, que generan problemas de alergias y otros problemas de salud. El desarrollo del fracturamiento hidráulico involucra fugas. En el momento de la fractura se emite metano sin quemarse, el cual tiene un efecto invernadero 21 veces más poderoso que el dióxido de carbono. Por lo que el aire y el cambio climático son alterados por la implementación de este método. Es por ello, que para realizar un fracturamiento hidráulico exitoso es indispensable contar con una hermeticidad excelente del pozo con el equipo de tratamiento de contaminantes líquidos o gases. (Campero, 2014).

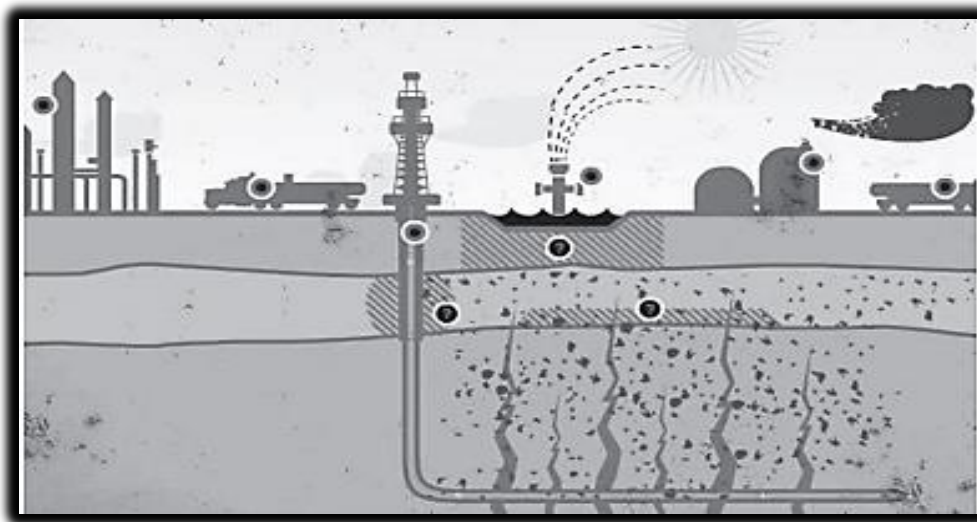


Figura 4.2: Riesgos ambientales por el desarrollo del fracturamiento hidráulico. Fuente: Campero, 2014

En la figura 4.2 se esquematizan los riesgos que puede presentar al medio ambiente la utilización del fracturamiento hidráulico; por ejemplo, filtraciones, tratamiento y emisiones de contaminantes al aire son por mencionar algunos, problemas que deben ser bien atendidos durante la realización del “fracking”. Es indispensable llevar excelentes medidas de control antes, durante y después del desarrollo del fracturamiento para mitigar amenazas a la vida y a la naturaleza de los alrededores.

Específicamente, los hidratos de gas al ser sometidos a variaciones de las condiciones de temperatura y presión en el fondo del mar pueden ser desestabilizados totalmente, dando como resultado una descarga masiva de metano a la atmósfera, la cual derivaría en el calentamiento del planeta ya que estos gases contribuyen al efecto invernadero. También la disociación de los hidratos de gas natural modifica las condiciones de estabilidad del talud y borde de plataforma, por lo que el fondo marino también sufriría daños geomorfológicos. (*Boswell y Collett, 2006*).

4.2 Impacto ambiental por la explotación de energías no convencionales.

Las energías no convencionales nacieron con la idea de generar beneficios energéticos sin la necesidad de causar impacto ambiental, a diferencia de los combustibles fósiles; sin embargo, aunque éstas sean energías limpias generan algunos contaminantes que deben ser controlados para que éstas tengan mayor eficiencia. La explotación de las energías alternas requiere también de un delicado desarrollo y seguimiento para evitar riesgos al planeta.

La tabla 4.1 indica la cantidad de toneladas de contaminantes por gigawatt producido que origina cada una de las energías alternas, el gas natural y el carbón, al generar energía eléctrica. Si bien la diferencia entre el gas natural, el carbón y las energías no convencionales es significativa, las energías limpias también producen pequeñas amenazas al medio ambiente. Las siglas BE representan una baja emisión del contaminante y por lo tanto despreciable.

Tabla 4.1: Contaminantes generados por las fuentes de energía eléctrica. Fuente: Merino, 2012.

CONTAMINANTES (toneladas por GWh producido)								
FUENTE	CO2	NOX	SO2	PARTICULAS SOLIDAS	CO	HIDROCARBUROS	RESIDUOS NUCLEARES	TOTAL
Carbón	1058.2	2.986	2.971	1.626	0.267	0.0102	-	1066.1
Gas Natural	824	0.251	0.336	1.176	BC	BC	-	825.8
Nuclear	8.6	0.034	0.029	0.003	0.018	0.001	3.641	12.3
Fotovoltaica	5.9	0.008	0.023	0.017	0.003	0.002	-	5.9
Bioenergía	0	0.614	0.154	0.512	11.361	0.0768	-	13.4
Geotérmica	56.8	BE	BE	BE	BE	BE	-	56.8
Eólica	7.4	BE	BE	BE	BE	BE	-	7.4
Solar Térmica	3.6	BE	BE	BE	BE	BE	-	3.6
Hidráulica	6.6	BE	BE	BE	BE	BE	-	6.6

4.3 Protocolo de Kioto.

El Protocolo de Kioto (PK) es el acuerdo institucional más importante en relación al cambio climático. Fue creado en la Convención Marco de Las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC, por su siglas en inglés), y compromete a los países industrializados a estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). (WEB, UN, 2015).

El PK fue diseñado en función de los principios de la Convención. Establece metas vinculantes de reducción de emisiones de GEI (1.8% menores a las registradas en 1990) para 37 países industrializados y la Unión Europea, reconociendo que son los principales responsables de los elevados niveles de emisiones de GEI que hay actualmente en la atmósfera, que son el resultado de la quema de combustibles fósiles durante más de 150 años y de la actividad humana. El Protocolo ha incentivado a los gobiernos a establecer leyes y políticas para cumplir sus metas, a las empresas a tener el medio ambiente en cuenta a la hora de la toma de decisiones, y además propició el origen del mercado del carbono. (WEB, UN, 2015).

El protocolo de Kioto se aplica a las emisiones de seis gases de efecto invernadero, (ver tabla 4.2). Dado que el dióxido de carbono es el gas más común, se ha tomado

como referencia para facilitar la medición de emisiones, a través de las toneladas de carbono equivalente tCO_2e , permitiendo la comparación de la contaminación de cada uno de los GEI. (SNV, 2009).

Tabla 4.2: Gases considerados para el efecto invernadero. Fuente: SNV, 2009.

GEI	Actividad humana que los genera o libera	Valor del poder de calentamiento global e equivalencia
Dióxido de Carbono (CO_2)	Quema de combustibles fósiles, cambio en el uso del suelo y producción de cemento.	$1t CO_2 = 1t CO_2e$
Metano (CH_4)	Cría de ganado, arrozales anegados (agricultura), rellenos sanitarios y aguas servidas tratadas en pozos o lagunas.	$1t CH_4 = 21t CO_2e$
Óxido Nitroso (N_2O)	Uso de fertilizantes y procesos industriales.	$1tN_2O = 310t CO_2e$
Hidrofluorocarbonos (HFC)	Liberados de productos que los utilizan para su fabricación: espumas plásticas y refrigerantes líquidos.	$1t HFC = 140$ a $11,700t CO_2e$ (según el tipo de HFC)
Perfluorocarbonos (PFC)	Liberados de productos que los utilizan para su fabricación: espumas plásticas y refrigerantes líquidos.	$1t PFC = 6,500$ a $9,200t CO_2e$ (según el tipo de PFC)
Hexafluoruro de azufre (SF_6)	Emitidos de productos que los utilizan como material dieléctrico, conductor de calor y agente de refrigeración	$1tSF_6 = 23,900t CO_2e$

La CMNUCC se constituye por 181 países, divididos en dos partes: Anexo I (países industrializados y estados de Europa Central y del Este) y No Anexo I (naciones por lo general en desarrollo). Estas naciones se reúnen una vez al año para analizar

los avances de la Convención Marco de Las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (UN, 2015).

Los países del Anexo I y los No Anexo I se indican en las tablas 4.3 y 4.4 respectivamente.

Tabla 4.3: Países que pertenecen al Anexo I de la UNFCCC. Fuente: UN, 2015.

Alemania	Canadá	Estados Unidos	Grecia	Japón	Mónaco	Rumania
Australia	Chipre	Estonia	Holanda	Letonia	Nueva Zelanda	Rusia
Austria	Dinamarca	Unión Europea	Hungría	Liechtenstein	Noruega	Suecia
Bielorrusia	España	Finlandia	Islandia	Lituania	Polonia	Suiza
Bélgica	Eslovaquia	Francia	Irlanda	Luxemburgo	Portugal	Turquía
Bulgaria	Eslovenia	Gran Bretaña	Italia	Malta	Republica Checa	Ucrania

Tabla 4.4: Países que pertenecen al No Anexo I de la UNFCCC. Fuente: UN, 2015.

Afganistán	Bangladesh	China	Emiratos Árabes Unidos	Guinea Ecuatorial	Kenia	Maldívas	Nicaragua	República Dominicana	Samoa	Togo
Albania	Barbados	Colombia	Etiopía	Guayana	Kuwait	Mali	Nigeria	República de Corea	San Marino	Trinidad y Tobago
Arabia Saudita	Belice	Comoras	Fiji	Haití	Kirguistán	Mauritania	Omán	República de Moldova	Senegal	Túnez
Argelia	Benin	Congo	Filipinas	Honduras	Kirguistán	Mauricio	Pakistán	República Unida de Tanzania	Serbia	Uganda
Andorra	Bhután	Chile	Gabón	India	Libano	Marruecos	Palau	Ruanda	Sierra Leona	Uruguay
Angola	Bolivia	Costa de Marfil	Gambia	Indonesia	Lesoto	México	Nicaragua	San Cristóbal y Nieves	Singapur	Uzbekistán
Antigua y Barbuda	Bosnia y Herzegovina	Costa Rica	Georgia	Irán	Liberia	Micronesia	Palestina	República Dominicana	Siría	Vanuatu
Argentina	Camboya	Cuba	Ghana	Irak	Libia	Mongolia	Panamá	República de Corea	Somalia	Venezuela
Armenia	Cabo Verde	Dominica	Granada	Israel	Macedonia	Montenegro	úa Nueva Gui	República de Moldova	Sudáfrica	Vietnam
Azerbaiyán	Camerún	Ecuador	Guatemala	Jamaica	Madagascar	Marruecos	Paraguay	República Unida de Tanzania	Sudán Del Sur	Yemen
Bahamas	Chad	Egipto	Guinea	Jordania	Malawi	Mozambique	Perú	Santa Lucía	Sudán	Zambia
Bahrein	Chile	El Salvador	Guinea-Bissau	Kazajstán	Malasia	Nepal	Qatar	San Vicente y las Granadinas	Suriname	Zimbabue

El Protocolo de Kioto estableció mecanismos flexibles con el objetivo de facilitar a los países desarrollados o del Anexo I el cumplimiento de sus metas de reducción de emisiones de GEI y promocionar la inversión de proyectos ecológicos en países en desarrollo o en transición hacia economías de mercado. Las naciones dentro del no Anexo I también se ven altamente beneficiadas por estas medidas. (Bascon, 2012).

Entre los mecanismos flexibles del PK se incluyen los siguientes:

*Mecanismos de Desarrollo Limpio.

*Proyectos de Implementación Conjunta.

*Bonos de Carbono.

4.4 Mecanismos de desarrollo limpio.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) fue diseñado para cumplir con dos objetivos, ayudar a los países del Anexo I del Protocolo de Kioto con la reducción de emisiones de GEI, y ayudar a las naciones que no pertenecen al Anexo I en su desarrollo sustentable, contribuyendo de esta manera a la meta de las Naciones Unidas (lograr una estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera a un nivel que no sea peligroso para la vida). Además de que los proyectos MDL crean certificados de reducción de emisiones (Bonos de Carbono), que los participantes en el proyecto pueden vender a países del Anexo I para que éstos cumplan con sus objetivos dentro del Protocolo de Kioto; también proporcionan beneficios complementarios, tales como la transferencia de tecnología, suministro de energía rural, reducción de contaminantes, contribuciones a la mejora de la calidad de vida, la creación de empleo y el aumento de la actividad económica. (UN, 2012).

La inversión total registrada en proyectos MDL hasta junio de 2012 se estima en 215 mil millones de dólares. La inversión en proyectos que están en operación es de 92 mil millones de dólares. La inversión anual máxima fue en 2008 de 14 mil millones de dólares en proyectos ya en funcionamiento y 40 mil millones de dólares en todos los proyectos. El gran número de proyectos sometidos a validación podría conducir a un pico mucho más alto en los años que vienen. (UN, 2012).

4.4.1 Beneficios de los MDL.

El beneficio principal de un MDL es la obtención de Certificados de Emisiones Reducidas (CER, por sus siglas en inglés), los cuales equivalen a una tonelada métrica de dióxido de carbono que se deja de emitir mediante el uso del proyecto MDL. Si bien los CER son el principal beneficio originado mediante los MDL, desde

el registro del primer proyecto de MDL en 2004, casi todos los proyectos han otorgado múltiples beneficios de desarrollo sustentable, sin embargo los beneficios obtenidos varían considerablemente según el tipo de proyecto. El beneficio más prominente es la estimulación de la economía local a través de la creación de empleo, seguido de la reducción de la contaminación y la promoción de las energías alternas. (UN, 2012)

Debido a que las naciones que no pertenecen al Anexo I en la mayoría de las veces no cuentan con la tecnología suficiente para desarrollar proyectos MDL (aproximadamente un tercio de todos los proyectos pretenden importar equipos y/o conocimiento), países del Anexo I contribuyen a la implementación de los MDL en beneficio de miembros del Protocolo de Kioto que no son del Anexo I. Esta transferencia tecnológica de una nación a otra, genera beneficios científicos que se ven materializados al momento de que la dependencia de tecnología del país no perteneciente al Anexo I disminuye con el tiempo y con la experiencia. (UN, 2012).

4.4.3 Tipos de proyectos MDL.

De acuerdo a la forma de evitar la emisión de GEI, los proyectos MDL pueden ser de dos tipos:

*De captura o absorción de CO₂ de la atmósfera.

*De reducción de emisiones.

El protocolo de Kioto define 15 sectores en los cuales se pueden desarrollar proyectos bajo el MDL:

*Transporte.

*Forestales.

*Manejo y eliminación de residuos.

*Agropecuarios: silvicultura y agricultura.

*Emisiones fugitivas de combustibles (sólidos, petróleo, gas); emisiones fugitivas de la producción y consumo de halocarbonos (HFC y PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆).

*Proyectos industriales: manufacturera, química, construcción, minera, producción de metales.

*Proyectos energéticos (energía renovable y no renovable): industria energética, distribución de energía y demanda de energía. (SNV, 2009).

El Protocolo de Kioto no proporciona una lista de actividades o tecnologías que califiquen a los proyectos como MDL, sino que existen criterios indispensables que debe cumplir el MDL que va ser implementado, sin importar la actividad o tecnología de la que se trate. Algunos de los requisitos para que un proyecto en un país en desarrollo pueda ser validado como MDL debe cumplir con los siguientes requisitos:

*Desarrollo sustentable: el proyecto debe responder a los requerimientos necesarios para llevar a cabo un desarrollo sostenible en el país que se implementara.

*Adicionalidad: el proyecto debe comprobar que su reducción corresponde a emisiones reales medibles y con larga duración, adicionales a las que se hubieran generado sin el proyecto.

*Certificación: la disminución de emisiones debe ser certificada por una tercera parte llamada Entidad Operacional que debe ser aprobada por el comité ejecutivo del MDL.

*El país ejecutor del proyecto que pretenda ser parte del MDL debe haber firmado el Protocolo de Kioto y debe nombrar a una Autoridad Nacional para el MDL. (Bascon, 2012).

La tabla 4.5 es un cuadro que presenta ejemplos de actividades y tecnologías de proyectos que reducen la emisión de GEI y que pueden ser considerados como MDL. (SNV, 2009).

Tabla 4.5: Ejemplos de proyectos que pueden dar lugar a un MDL Fuente: SNV, 2009.

Tipo de Proyectos	Actividades de proyectos elegibles bajo el MDL	Tecnologías de Proyectos
Proyectos de captura de CO ₂	<p>Proyectos de forestación, reforestación, manejo forestal, manejo agrícola, manejo ganadero y revegetación.</p> <p>Proyectos forestales: plantaciones de nuevos bosques sobre terrenos que no han sido boscosos anteriormente.</p> <p>Proyectos de reforestación, plantaciones de bosques en zonas que fueron boscosas previamente pero que se talaron para otro uso.</p>	Plantaciones forestales: industriales, energéticas, rehabilitación de áreas degradadas, sistemas agroforestales, etc.
Proyectos de reducción de emisiones.	Energía renovable fuera o parte de la red de energía nacional.	Hidroeléctricas, parques eólicos, energía geotérmica, energía solar, bioenergía.
	Cambio de combustibles de alta intensidad de carbono a combustibles de menor intensidad de carbono.	Cambio de carbón, petróleo o sus derivados a gas natural.
	Eficiencia energética.	Proyectos que consumen menor cantidad de energía por cantidad de producto. Se pueden dar en la generación, transmisión, y distribución de energía mediante la demanda de tecnologías específicas.
	Combinación de generación de calor y electricidad.	Cogeneración.
	Proyectos en el sector transporte.	Proyectos de reordenamiento del transporte público y privado, cambio de unidades de transporte más eficientes, etc.
	Reducción de emisiones de gases de alto poder de calentamiento global.	Reducción de emisiones de rellenos sanitarios y otros medios de disposición final de residuos. Proyectos de captura de metano en rellenos sanitarios, en lagunas o depósitos de residuos animales. Mitigación de HFC en la industria de la refrigeración, Destrucción de N ₂ O en la industria de fertilizantes y explosivos, y reducción de emisiones de SF ₆ en su uso de aislante de equipos eléctricos.

4.4.4 Ciclo de aplicación de los proyectos MDL.

Para obtener los CER mediante un proyecto MDL se debe seguir la secuencia indicada en la figura 4.3.

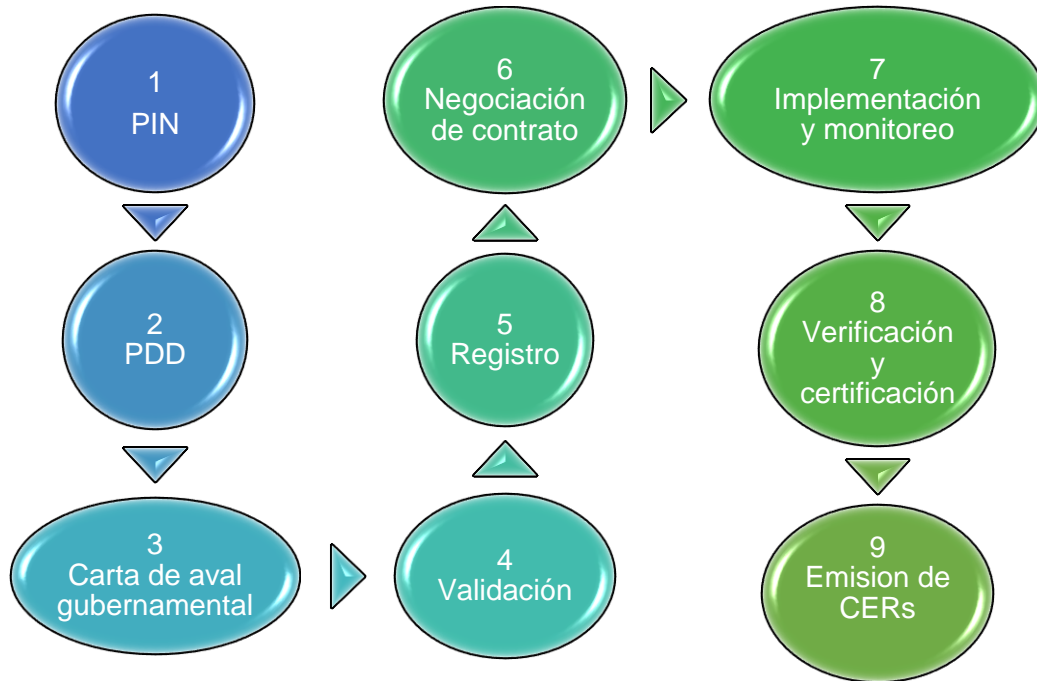


Figura 4.3: Procedimiento de validación de CER para un MDL. Fuente: SNV, 2009.

Fase 1 (PIN): Esta fase consiste en la identificación de la idea del proyecto, se hace la evaluación de la elegibilidad del proyecto como MDL. El documento que agrupa la información recopilada durante esta fase se llama Nota de Idea del Proyecto (PIN, por sus siglas en inglés).

Fase 2 (PDD): Es el documento indispensable que describe el proyecto MDL, dando una mayor descripción que la que se incluye en el PIN.

Fase 3 (Carta de aval gubernamental): Esta etapa hace constar mediante la carta de aval gubernamental la participación voluntaria del país y la contribución al desarrollo sustentable de la nación.

Fase 4 (Validación): Es la evaluación independiente de un proyecto MDL, en la cual se demuestra su factibilidad social, ambiental y económica. La validación debe ser realizada por una empresa diferente a la que participó en las fases previas, la misma compañía debe revisar el PDD y cualquier documento de soporte y confirmar que todos los criterios del MDL han sido cumplidos.

Fase 5 (registro): En esta fase se realiza el registro formal del proyecto, el cual es incluido en un sistema internacional en el que se encuentran todos los proyectos de reducción de emisiones que se están o estarán implementando.

Fase 6 (negociación y contrato): A lo largo de esta etapa se establecen o negocian los precios de los CER que se originaran por el MDL.

Fase 7 (implementación y monitoreo): Durante esta fase la implementación del MDL inicia operaciones, una vez que el proyecto está funcionando se monitorea su desarrollo. El objetivo del monitoreo es la vigilancia y medición del rendimiento del proyecto, esto da como resultado calcular la cantidad reducida de emisiones de GEI que el proyecto aporta.

Fase 8 (verificación y certificación): La verificación es la revisión periódica independiente en la que se calculan las reducciones de emisiones de GEI monitoreadas que han ocurrido debido a la implementación del MDL:

Fase 9 (Emisión de CER): Se emiten las Certificaciones de Reducción de Emisiones con base a las mediciones hechas durante el monitoreo.

4.5 Proyectos de Implementación Conjunta.

Así como los MDL, los proyectos de Implementación Conjunta (IC) son actividades con las cuales se puede comprobar que se han reducido emisiones de GEI por arriba de las reducciones generadas por proyectos del mismo tipo que se desarrollan comúnmente. A diferencia de los CER que generan los MDL, los proyectos de IC permiten que el país, empresa o individuo que lo implementa obtenga Unidades de Reducción de Emisiones (ERU, por sus siglas en inglés) negociables. De igual manera que los CER los ERU son equivalentes a una tonelada métrica de emisiones de dióxido de carbono. Las ERU pueden ser

comerciables o utilizadas por naciones industrializadas para cubrir una parte de su reducción de emisiones establecidas por el Protocolo de Kioto. (UN, 2015).

Los proyectos de IC llevan un procedimiento de registro, desarrollo y aprobación similar al de los MDL. La principal diferencia entre estos dos radica en su aplicación. En proyectos MDL, los países de No Anexo I son los que pueden ser anfitriones, a diferencia de los proyectos de IC que solo pueden llevarse a cabo por países del Anexo I del Protocolo de Kioto. (UN, 2015).

4.6 Bonos de Carbono.

Durante la implementación de un proyecto MDL y uno de IC son generados los CER y los ERU estos son llamados Bonos de Carbono, los cuales se toman como créditos en el Mercado de Carbono. (Bascon, 2012).

4.6.1 Mercado de Carbono.

El mercado de carbono es el sistema de comercialización de reducciones de emisiones. Este mercado representa el lugar a través del cual los gobiernos, empresas o instituciones pueden comprar y vender reducciones de GEI. (Bascon, 2012).

Las licencias comercializadas dentro del Mercado de Carbono se clasifican en tres tipos:

*Derechos de emisión: son creados y asignados por los gobiernos de países Anexo I a empresas emisoras de GEI. En caso de que una compañía emita menos de lo permitido, puede vender el resto de sus emisiones en forma de permisos de emisión a otra compañía que no haya conseguido generar menos emisiones de lo aceptable. El mercado con mayor comercio de estos permisos es el Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (EU ETS, por sus siglas en inglés), donde se comercian permisos denominados Permisos de la Unión Europea (EUA, por sus siglas en inglés).

*Certificados de reducción de emisiones creados en proyectos: cuando un proyecto de mitigación de GEI implementado en un país en desarrollo o de Europa del Este comprueba la reducción de sus emisiones, comparándolo con un escenario sin la existencia de dicho proyecto, se pueden generar certificados de reducción de emisiones. Estos certificados creados en países en desarrollo dentro del MDL son los CER y los que son generados en estados pertenecientes al Anexo I mediante los proyectos de IC se denominan ERU.

*Certificados de reducción de emisiones voluntarias: certificados verificados y emitidos por un auditor independiente que son comerciables en los mercados de carbono voluntarios. Son utilizados en el mercado voluntario de carbono. El mercado voluntario de carbono comprende todas las negociaciones de Bonos de Carbono que no están reguladas por un reglamento referente al cumplimiento de metas de reducción de emisiones. Esto incluye las transacciones de créditos especialmente para los mercados voluntarios las llamadas verificaciones de reducción de emisiones (VER, por sus siglas en inglés), así como las operaciones en las que se venden créditos de los mercados regulados (CER o ERU). El mercado voluntario está dirigido a compradores voluntarios, cuyas necesidades o intereses son distintas a las de los compradores del mercado regulado; por ejemplo, imagen, responsabilidad social y planificación para sistemas de compromisos futuros. (D. Bascon, 2012).

4.6.2 Precios de los Bonos de Carbono.

Los precios de los EUA se establecen mediante la relación entre el costo de ahorro de emisiones de CO₂ y el costo del nivel de emisiones de los diversos sectores (demanda). (Bascon, 2012).

Los precios de los CER y ERU están relacionados con los de los EUA. Sin embargo, los precios tienden a ser más bajos que estos últimos. Debido a esto, las empresas

pueden generar una mayor capacidad para hacer frente a sus obligaciones financieras tras un cambio de EUA a CER. (Bascon, 2012).

El precio de los Bonos de Carbono depende del crecimiento de la economía, los precios de la energía, tecnología e inversión utilizada durante el proyecto de IC o MDL, el volumen total de certificados, los niveles de interés, las decisiones políticas y el tiempo. La figura 4.4 muestra los precios promedio por tonelada de EUA, CER, y ERU, este promedio está hecho con los precios registrados en las diferentes regiones del mundo ya que este varía según la posición geográfica. (Bascon, 2012).

Cabe destacar que el mercado voluntario de carbono puede variar los precios de los Bonos de Carbono respecto a los establecidos en el mercado regulado de carbono, teniendo en bastantes ocasiones precios mayores a los de este último. (D. Bascon, 2012).

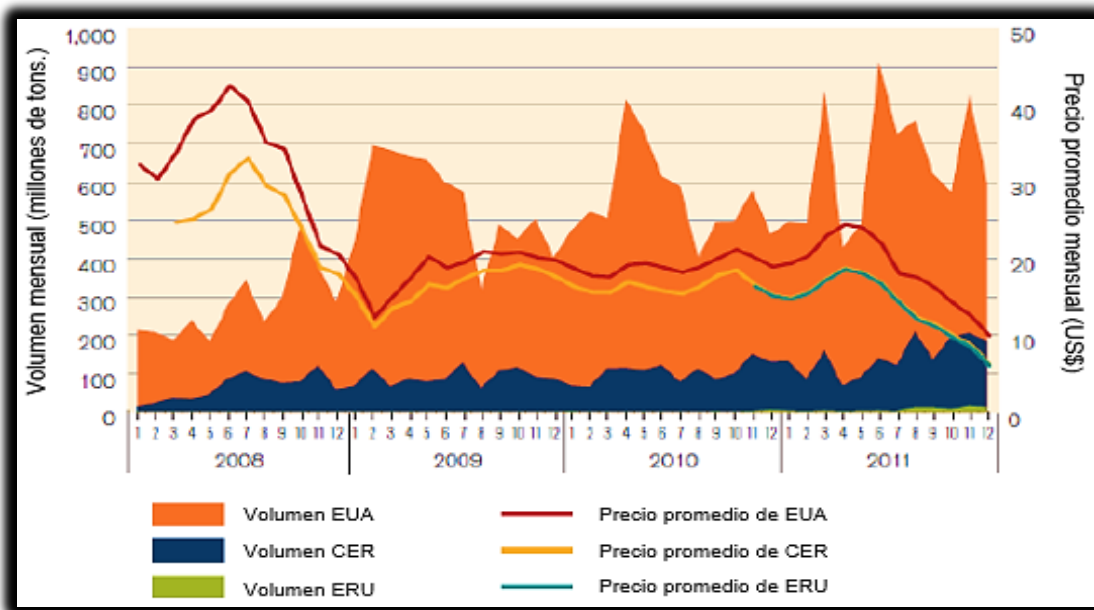


Figura 4.4: Precios de los Bonos de Carbono de 2008 a 2011. Fuente: Bascon, 2012.

Al haber terminado el primer periodo del Protocolo de Kioto en 2012, el precio de los EUA, CER, y ERU, se ha mantenido muy bajo debido a que los países del Anexo

l no se han comprometido a una reducción de emisiones de GEI mayor a la del Protocolo de Kioto. Es por ello la tendencia descendente a partir de 2011 la cual ha colocado precios bajos para los bonos de carbono. (*Bascon, 2012*).

De acuerdo a portales financieros del Mercado de Carbono (investing, SENDECO2) los precios durante el año 2015 para los EUA han estado entre 7 y 8 dólares, mientras que los precios de los CER y ERU han oscilado entre los 0.032 y 1 dólares. Los analistas prevén un precio promedio en el ciclo 2013-2020 de 11.58 dólares para los EUA y de 3.82 para los ERU y CER. (*Bascon, 2012*).

Capítulo V

5 FACTIBILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA EN MÉXICO

En este capítulo se describe la situación actual en México en relación con las oportunidades y retos de los temas desarrollados durante este trabajo. El desarrollo de México está en gran medida ligado a la industria petrolera, de acuerdo con datos oficiales, las ventas de petróleo en 2013 contribuyeron con cerca del 10% del PIB, aportando cerca del 30% a los ingresos federales. (*WEB, INEGI, 2013*). La industria petrolera es y continuará siendo parte fundamental para el crecimiento del país, es por eso que es tan importante el encontrar soluciones al período crítico por el que está pasando. Ya que México cuenta con grandes posibilidades en el tema de las energías alternas, éstas se convierten en otra opción para el desarrollo sustentable del mismo, además la República Mexicana al ser parte de los países no Anexo I del Protocolo de Kioto puede manejar los bonos de carbono y los MDL.

5.1 Perspectiva de los hidrocarburos en México.

México es un país que cuenta con extensos recursos de hidrocarburos. Las provincias petroleras se extienden por todo el lado este del territorio, e incluso algunas se localizan en el noroeste del país. La figura 5.1 muestra cada una de las provincias petroleras con las que cuenta México; estas provincias se dividen en provincias productoras y/o con reservas, y provincias con potencial medio a bajo. (*PEMEX, 2013*).

Las provincias productoras y/o con reservas son:

- *Sabinas-Burro-Picacho: Es productora principalmente de gas seco no asociado.
- *Burgos: Es la principal provincia productora de gas no asociado del país.
- *Tampico Misantla: Esta provincia produce principalmente aceite.
- *Veracruz: De esta provincia es recuperado aceite y gas.
- *Sureste: Es la cuenca productora de aceite más importante de la nación.
- *Golfo de México profundo: Los trabajos exploratorios hechos hasta el momento no han otorgado su potencial petrolero. (*PEMEX, 2013*).

Las provincias con potencial medio a bajo son:

*Plataforma de Yucatán: Está provincia únicamente ha sido explotada por Guatemala y Belice.

*Cinturón Plegado de Chiapas: Su producción principalmente es de aceite y condensados.

*Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental: Hasta la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos, no se han detectado oportunidades, ni se han realizado estimaciones de recursos potenciales.

*Golfo de California: En esta cuenca se ha probado la existencia de gas seco, sin embargo, a finales de 2013 sólo contaba con un pozo productor.

*Vizcaíno-La purísima-Iray: Esta provincia no cuenta con descubrimientos de hidrocarburos, no se han detectado oportunidades, ni se han realizado estimaciones de recursos potenciales. (PEMEX, 2013).

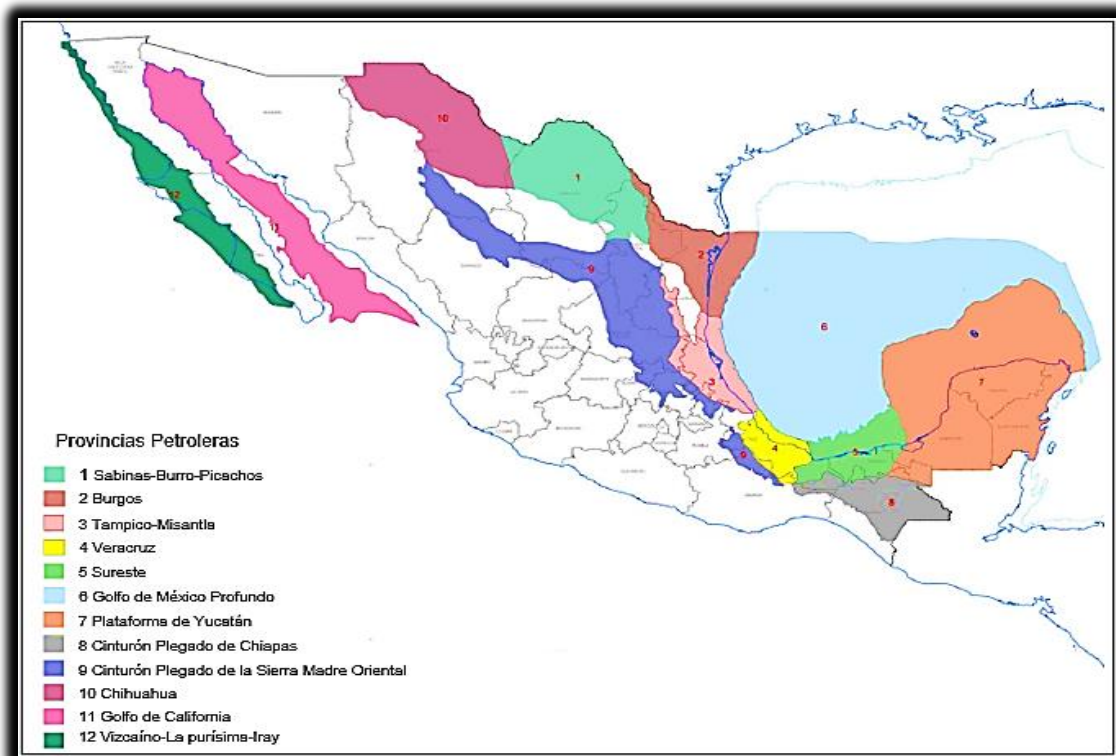


Figura 5.1: Provincias petroleras productoras y/o con reservas y de potencial medio-bajo.

Fuente: PEMEX, 2013.

Estas provincias petroleras de México han producido hasta el primero de enero de 2014, 41,547.60 millones de barriles de aceite y 73,917.10 miles de millones de pies cúbicos de gas, lo que traducido en barriles de petróleo crudo equivalente da un total de 56,232.30 millones de barriles. Las reservas de aceite de México 1P, 2P y 3P hasta esta misma fecha son de 9,812.10, 17,812.40 y 28,327.80 millones de barriles de aceite, respectivamente. Las reservas de gas 1P, 2P y 3P son 15,548.50, 33,264.10 y 59,664.70 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente. La tabla 5.1 contiene toda esta información estadística con un mayor detalle.

Región /Activo	Volumen original total 3P		Producción acumulada			Reserva remanente de aceite			Reserva remanente de gas		
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	PCE (mmb)	1P (mmb)	2P (mmb)	3P (mmb)	1P (mmmpc)	2P (mmmpc)	3P (mmmpc)
Marina Noreste	78,845.80	28,457.80	18,418.90	10,028.50	20,449.30	5,476.90	8,167.20	11,340.50	2,710.00	3,594.40	4,278.00
Cantarell	39,040.40	18,319.00	14,222.70	8,062.20	15,805.10	1,950.90	3,377.00	4,872.50	1,244.00	1,760.70	2,088.00
Ku-Maloob-Zaap	39,805.40	10,138.80	4,196.10	1,966.30	4,644.20	3,526.00	4,790.20	6,468.00	1,466.00	1,833.60	2,190.10
Marina Suroeste	29,732.50	47,484.50	6,675.90	8,919.40	8,343.30	1,324.00	2,436.40	3,812.90	4,298.10	8,112.90	14,598.10
Abkatún-Pol-Chuc	17,623.00	17,453.50	5,742.80	6,757.00	6,981.30	554.9	953	1,184.10	1,081.70	1,639.40	1,915.60
Litoral de Tabasco	12,109.50	30,030.90	933.1	2,162.40	1,361.90	769.1	1,483.40	2,628.70	3,216.40	6,473.60	12,682.50
Norte	116,579.90	134,960.20	5,866.00	24,744.80	9,760.10	871.8	4,311.60	10,845.90	3,510.80	14,320.20	32,036.80
Aceite Terciario del Golfo	81,492.40	44,800.00	254.1	485.3	351.8	606.7	3,910.90	9,667.40	948.8	10,549.10	25,005.10
Burgos	332.9	25,464.70	38.4	13,062.90	2,463.80	7	10.4	17.4	1,680.50	2,612.20	3,949.40
Poza Rica-Altamira	33,465.70	58,104.10	5,488.20	7,591.30	6,171.70	210.2	310.6	1,042.60	352.8	524.6	2,322.10
Veracruz	1,288.90	6,591.30	85.3	3,605.40	772.8	47.9	79.7	118.5	528.7	634.2	760.2
Sur	40,717.70	78,517.80	10,586.80	30,224.30	17,679.70	2,139.40	2,697.30	3,328.40	6,029.60	7,236.60	8,751.80
Bellota-Jujo	13,590.50	19,457.50	3,191.20	4,977.10	4,435.80	832.8	1,120.40	1,228.50	1,772.20	2,164.50	2,338.50
Cinco Presidentes	7,325.10	6,703.90	1,883.60	2,310.60	2,324.10	193.7	236.7	345.3	305.6	375.7	535.3
Macuspana-Muspac	6,224.10	30,399.50	1,857.40	15,941.70	5,497.00	125.2	191.7	270.4	1,263.80	1,599.50	2,160.40
Samaria-Luna	13,578.00	21,956.90	3,654.50	6,994.80	5,422.80	987.7	1,148.50	1,484.30	2,688.10	3,097.00	3,717.60
Nacional	265,875.90	289,420.30	41,547.60	73,917.10	56,232.30	9,812.10	17,612.40	29,327.80	16,548.50	33,264.10	59,664.70

Tabla 5.1: Reporte de Volumen Original, Producción acumulada y reservas al 1° de enero de 2014. Fuente: CNH, 2015.

México alcanzó el pico de su producción de aceite en el año 2004 con 3.363 millones de barriles diarios; a partir de entonces la recuperación de aceite ha declinado sin tener un aumento realmente considerable, la producción en junio de 2015 fue de 2.092 millones de barriles diarios. La figura 5.2 indica la producción anual de aceite de México desde el año 2000 hasta junio del 2015, en esta gráfica se aprecia fácilmente la declinación que ha sufrido durante más de 10 años.

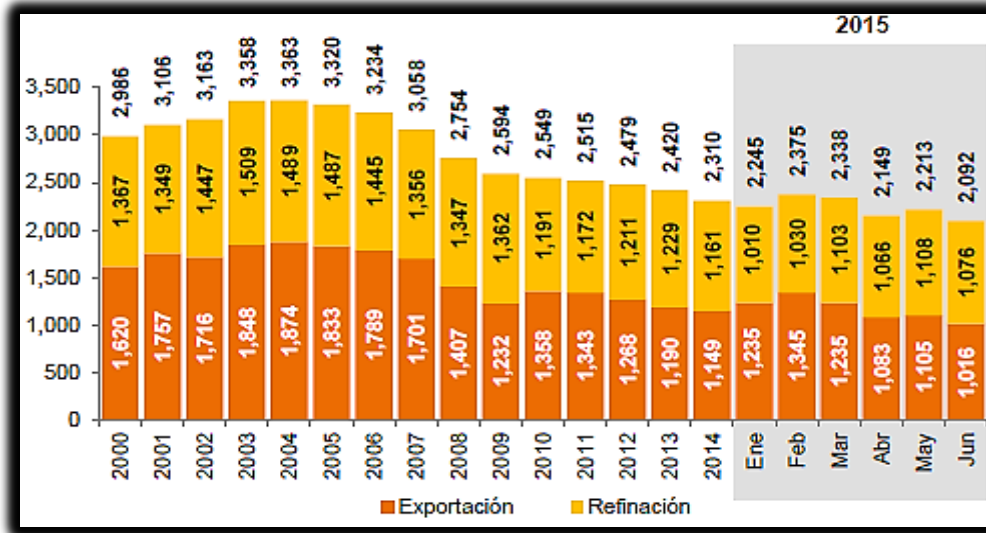


Figura 5.2: Producción y distribución del aceite de México (mbd). Fuente: CNH, 2015.

La producción de gas de México durante el 2015 se ha mantenido en 5,575 millones de pies cúbicos diarios, el máximo de producción se alcanzó en el año 2009 con 6,534 millones de pies cúbicos diarios, si bien se ha tenido una declinación a partir de este año, esta no ha sido tan pronunciada como la de la recuperación de aceite. La figura 5.3 indica la producción anual de gas de México a partir del año 2000 hasta el 2015.

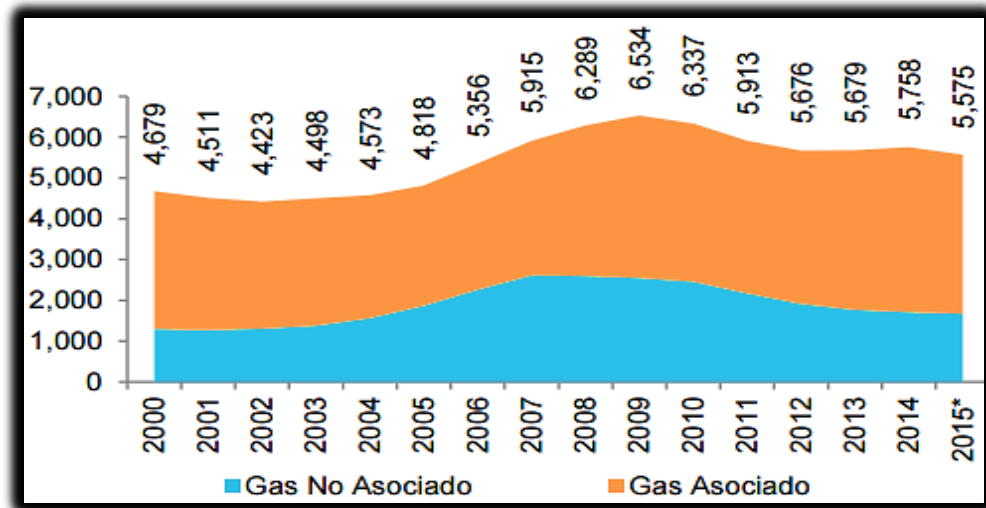


Figura 5.3: Producción total y por tipo de gas de México (mmpcd). Fuente: CNH, 2015.

5.2 Oportunidades de desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en México.

La etapa de declinación de la producción de hidrocarburos en México es una realidad, por lo que el intensificar el desarrollo de los yacimientos no convencionales se ha convertido en una actividad necesaria para la industria petrolera mundial y México no debe estar exento de ella. La gran extensión de territorio mexicano da la oportunidad de contar con recursos no convencionales, sin embargo, estos recursos no fueron tomados en cuenta hasta los últimos años.

México se ha caracterizado por la producción de todos los tipos de aceite (pesado, ligero y superligero), sin embargo el petróleo pesado es el que se produce en mayor cantidad. La recuperación de aceite pesado representa más del 50% de la producción total de aceite, tabla 5.2 contabiliza la producción nacional por tipo de aceite.

Tabla 5.2: Distribución de la producción por tipo de fluido. Fuente: SENER, 2015.

Tipo de crudo	Producción nacional	Producción Mayo 2015 vs 2014
Pesado	52.5%	-10.9%
Ligero	35.85%	-9.0%
Superligero	11.7%	-13.5%

Mediante los métodos de recuperación secundaria y mejorada, México ha podido producir aceite pesado de los distintos yacimientos, sin embargo tiene gran cantidad de recursos clasificados como no convencionales (baja densidad API y alta viscosidad). El territorio mexicano cuenta con yacimientos de aceite de 5 a 10 °API y viscosidades de 2000 a 23000 cp, los cuales no pudieron ser explotados mediante los métodos convencionales y se clasifican como aceites no convencionales y extrapesados. (CNH, 2012).

México cuenta con una gran cantidad de reservas de aceite pesado 1P, 2P y 3P, lo que las convierte en las más grandes según el tipo de fluido. Las reservas 1P de

aceite pesado ascienden a 6057.5 millones de barriles, mientras que las 2P y 3P son de 10,184.9 y 15,801.1 millones de barriles, respectivamente. Es importante que en un futuro cercano, reservas 2P y 3P se incorporen como reservas probadas para contar con una mayor certidumbre de los recursos con los que cuenta el país. En la tabla 5.3 están contabilizadas las reservas por tipo de fluido de México; se observa que las reservas de aceite ligero y superligero han disminuido en mayor nivel que las de pesado. Es indispensable la investigación de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado de México así como la elaboración de pruebas piloto para mantener la producción del país.

Reserva	Tipo	2010	2011	2012	2013	2014	Variación 2014/2013
1P	Pesado	6482.5	6150.5	6118.1	6151.2	6057.5	-1.5%
	Ligero	3021.7	2938.3	2792.4	2868.1	2737.6	-4.5%
	Superligero	915.3	1072.2	1114.7	1053.9	1017.0	-3.5%
	Total	10419.6	10161.0	10025.2	10073.2	9812.1	-2.6%
2P	Pesado	11194.2	11388.4	10739.4	10604.0	10164.9	-4.4%
	Ligero	6816.2	6828.5	5704.4	5843.0	5498.4	-7.1%
	Superligero	2429.7	2680.6	2129.5	2035.1	1949.2	-1.3%
	Total	20440.1	20897.4	18573.3	18482.1	17612.5	-5%
3P	Pesado	15997.9	15781.0	16026.8	16060.7	15801.1	-1.8%
	Ligero	10763.2	10534.2	10797.8	10812.6	9689.0	-11%
	Superligero	3736.2	4244.5	3787.9	3895.2	3837.7	-0.1%
	Total	30497.3	30559.8	30612.5	30768.5	29327.9	-4.8%

Tabla 5.3: Reservas de aceite 1P, 2P y 3P de México por tipo de fluido (millones de barriles).

Fuente: SENER, 2014.

Desde que México inicio operaciones de exploración de aceite y gas de lutitas ha definido cuatro provincias prospectivas proveedoras de estos hidrocarburos las cuales son:

*Tampico-Misantla.

*Burgos MZ.

*Sabinas Burros Picachos.

*Veracruz.

La ubicación de las provincias se encuentra en la figura 5.4. (CNH, 2015).



Figura 5.4: Provincias prospectivas de aceite y gas de lutitas *Fuente: CNH, 2015.*

Para la explotación del aceite y gas de lutitas se ha realizado la perforación de 18 pozos exploratorios los cuales han entregado distintos resultados, tanto positivos como negativos, once pozos resultaron productores comerciales mientras que dos pozos resultaron secos y otros cinco productores no comerciales. El resultado de los pozos exploratorios perforados se encuentra en la figura 5.5 (CNH, 2015).

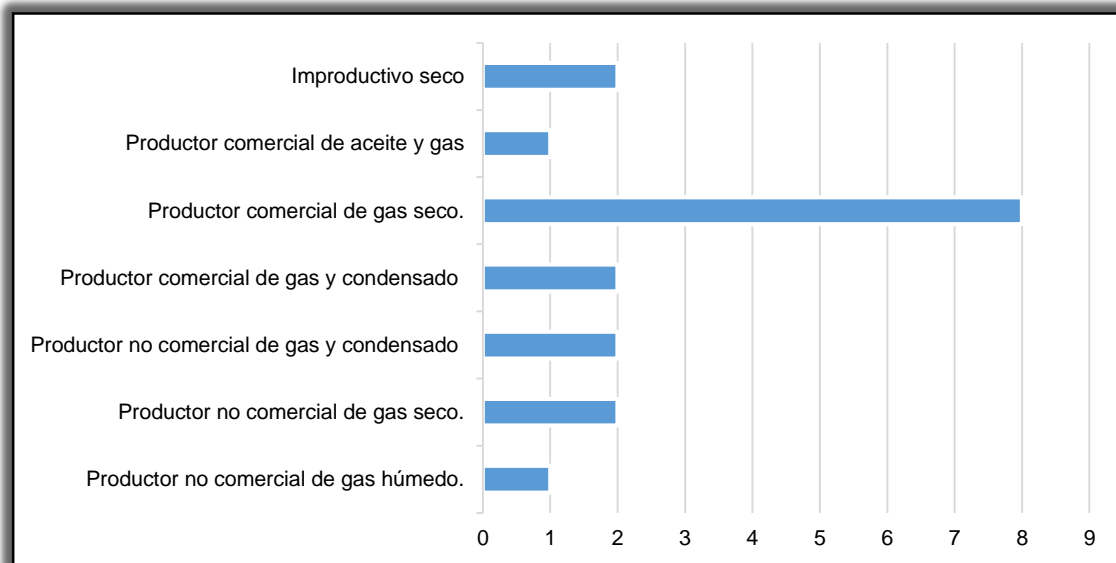


Figura 5.5: Resultado de los pozos exploratorios perforados en las provincias de aceite y gas de lutitas. *Fuente: CNH, 2015.*

Los estudios realizados en el territorio mexicano sobre yacimientos de aceite y gas de lutitas han entregado recursos prospectivos por 60.2 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. (CNH, 2015). La tabla 5.4 contiene los recursos prospectivos de aceite y gas de lutitas clasificados por provincia.

Tabla 5.4: Recursos prospectivos de aceite y gas de lutitas. Fuente: CNH, 2015.

Provincia petrolera	Aceite (mmmb)	Gas (mmmmpc)	PCE (mmmbpce)
Tampico-Misantla	30.7	20.7	34.7
Burgos MZ	0.0	53.8	10.8
Sabinas-Burros-Picachos	0.6	67.0	13.9
Veracruz	0.6	0.0	0.8
Total	31.9	141.5	60.2

La explotación de metano en capas de carbón comenzó a ser tratada en el año 2006, cuando el legislativo aprobó reformas a la ley minera con el fin de aprovechar el gas conocido como grisú. La ley minera establece que los concesionarios mineros pueden aprovechar el gas en capas de carbón para su autoconsumo o, entregarlo a la SENER. (SENER, 2012).

Las estimaciones de gas en capas de carbón de México han sido realizadas por la SEMARNAT y por la Sociedad Mexicana de Geólogos (SMG). La SEMARNAT entregó dos escenarios uno inferior y el otro superior. Por su parte la SMG identificó solo una cantidad por área con recursos potenciales. Estas dos instituciones realizaron sus estudios con base a las características del carbón y a las perforaciones realizadas para determinar la capacidad de liberación y almacenamiento de gas. (SENER, 2012).

La tabla 5.5 indica las distintas provincias proveedoras de metano en capas de carbón con sus recursos prospectivos. El escenario superior e inferior entregado por la SEMARNAT fue de 3.48 y 10.3 trillones de pies cúbicos de gas, mientras que el valor indicado por la SGM fue de 17.25 trillones de pies cúbicos de gas. Las siglas SI representan que no se entregó información sobre esa zona. (SENER, 2012).

Tabla 5.5: Recursos prospectivos de gas en capas de carbón en México (tpc). Fuente: SENER, 2012.

Región	SEMARNAT(2007)		SGM(2010)
	Escenario inferior	Escenario superior	
Cuenca de Sabinas, Coah.	2.01	6.04	10.61
Fuentes Río Escondido, Coah.	0.95	2.83	3.69
Colombia-San Ignacio, Coah.	0.18	0.49	0.82
Mixteca, Oax.	0.14	0.39	
Barranca, Son.	0.11	0.32	
Cabullona, Son.	0.07	0.18	0.46
San Pedro Corralitos, Chih,	SI	0.01	
San Patricio, Coah.	SI	SI	0.55
Fracción I, Coah.	SI	SI	0.09
Ojinaga el Chapo, Coah.	SI	SI	0.54
Wagner, B.C.	0.02	0.05	0.49
TOTAL	3.48	10.30	17.25

Las áreas con potencial de metano en capas de carbón se extienden por el todo el norte y este del país. La SEMARNAT estableció únicamente siete zonas potenciales de metano en capas de carbón, en cambio la SGM definió 22 posibles zonas con recursos de gas grisú. Por ello los recursos contabilizados por la SGM son mayores que los de la SEMARNAT, a pesar de que varias áreas de las que define como potenciales proveedoras de gas en capas de carbón no contabilizan recursos en el listado. Las figuras 5.6 y 5.7 contienen las áreas de México con potencial de metano en capas de carbono de acuerdo a la SEMARNAT y a la SGM.

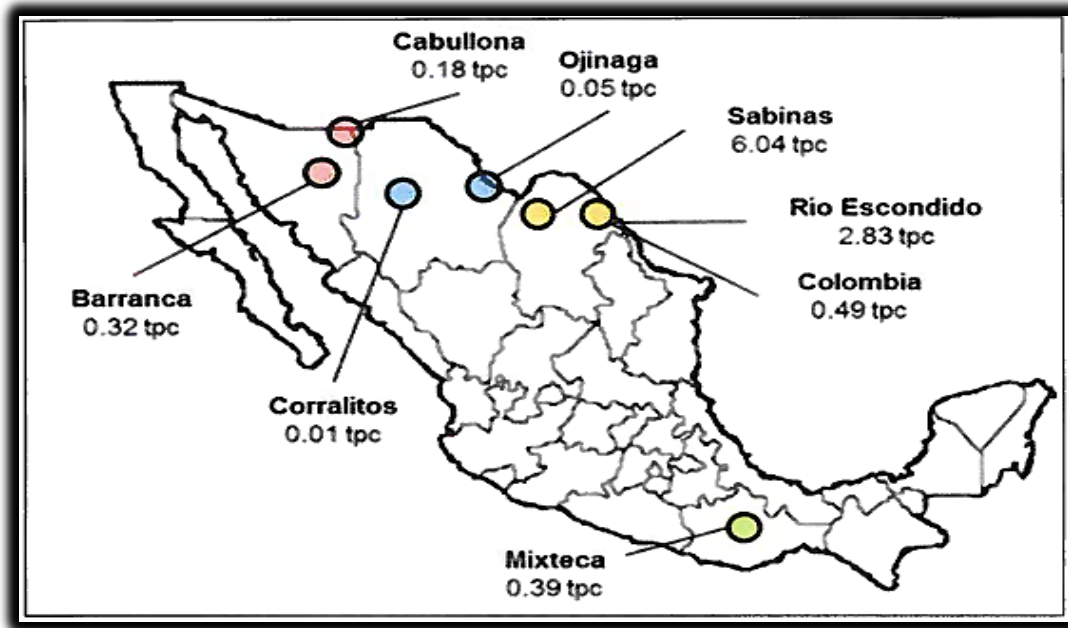


Figura 5.6: Áreas con potencial de gas en capas de carbón de México según el estudio de la SEMARNAT. Fuente: SENER, 2012.

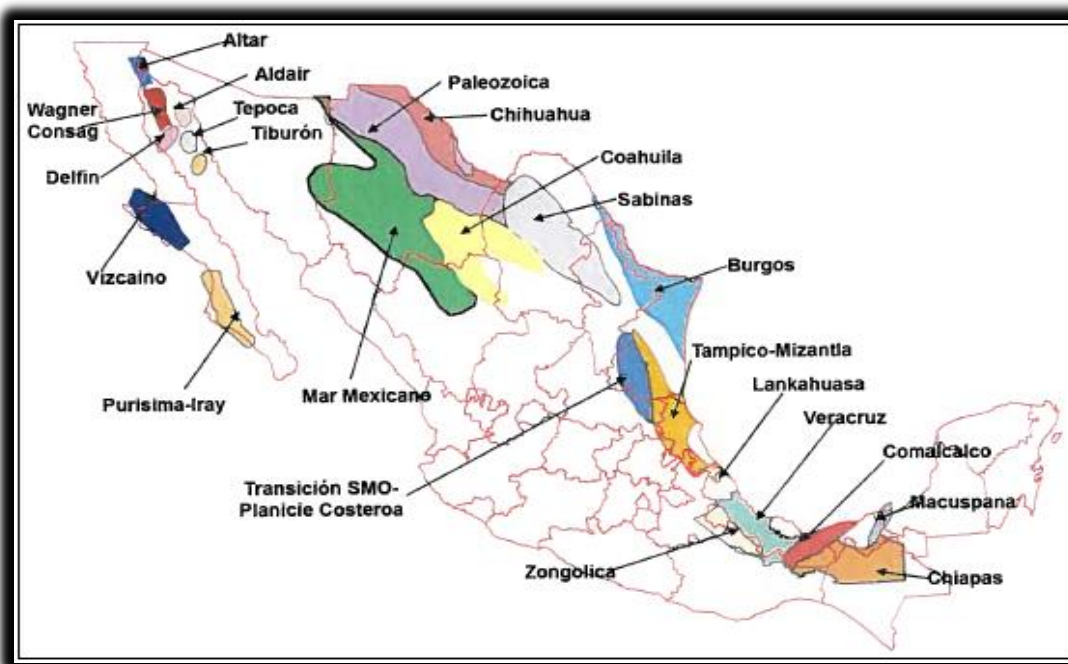


Figura 5.7: Áreas con potencial de gas en capas de carbón de México de acuerdo al estudio del SGM. Fuente: SENER, 2012.

Hasta diciembre de 2012 la SENER no había recibido ninguna solicitud de permiso por parte de los concesionarios mineros para la recuperación del metano en capas de carbón. (SENER, 2012). Sin embargo, actualmente existe un proyecto de captación de metano de minas de carbón localizadas en Sabinas Coahuila, el cual además de aportar producción de gas es benéfico para el medio ambiente debido a que este gas, generalmente es venteado a la atmósfera o quemado, cabe resaltar que este proyecto genera 295,168 bonos de carbono al año y es el primero en su tipo aprobado como MDL en América Latina. (WEB, MEXICO2, 2015).

Los recursos de hidratos de gas en México aún no han sido estimados, pero a raíz de las condiciones con las que cuenta el Golfo de México es seguro que existe este hidrocarburo dentro del territorio nacional. El Servicio de Administración de Minerales del Departamento del Interior de Estados Unidos (MMS), utilizo datos sísmicos, información de pozos, geológica, geoquímica y paleontológica, para realizar una estimación del volumen de hidratos de gas contenidos en una extensión de 450,000 km^2 del Golfo de México en las que las condiciones de presión y temperatura son las adecuadas para la estabilidad del hidrato de gas, tal estudio reporto que el volumen de los hidratos en esta zona es de entre 11,112 y 34,423 trillones de pies cúbicos. (R. Birchwood, et, al, 2010).

5.3 Factibilidad técnica económica de los hidrocarburos no convencionales.

Para el siguiente análisis de factibilidad técnica económica se llevó a cabo la siguiente metodología:

- 1.- Se utilizaron los costos de producción contenidos en la tabla 5.6. No se cuenta con el costo de producción del aceite en arenas compactas, sin embargo, su costo debe ser similar al del aceite de lutitas debido a que su explotación es parecida.
- 2.- Los precios de venta del barril de mezcla mexicana y millón de Btu utilizados fueron el más bajo, más alto y una media de ambos de los últimos 5 años, (ver tabla 5.7).

3.- Se consideró una producción total para cada tipo de aceite de 100 millones de barriles y de 200,000,000 de MMBtu para cada tipo de gas.

4.- Se realizó una tabla con los flujos de efectivos obtenidos a partir de combinar todos los costos de producción con todos los precios de venta. El flujo de efectivo fue obtenido mediante la siguiente expresión:

$$\text{Flujo de efectivo (FE)} = (\text{Prod.} * \text{Precio de Venta}) - (\text{Prod.} * \text{Costo de Prod.})$$

5.- Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.8.

6.- Cabe resaltar que no se incluyen otro tipo de inversiones tales como de desarrollo, mantenimiento, impuestos, etc., debido a que estas varían demasiado según las condiciones del proyecto. Para un proyecto específico estas cantidades pueden ser adicionadas para una mejor evaluación técnica económica.

Tabla 5.6: Costo de producción por unidad de los hidrocarburos no convenciones. Fuente: IEA, 2010.

Hidrocarburo no convencional.	Costo US\$/Barril		Costo US\$/MMBtu	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Aceite extrapesado y bitumen.	40	79.91	-	-
Aceite de lutitas y en arenas compactas.	44	68	-	-
Lutitas bituminosas.	50.02	120.17	-	-
Gas en arenas compactas.	-	-	2.17	7.99
Gas de lutitas.	-	-	3.99	9.03
Metano en Capas de carbón	-	-	3.99	7.99
Valor estimado de la producción de hidratos de gas.	-	-	4.62	9.03

Tabla 5.7: Precios de venta del barril y de MMBtu utilizados para este análisis. Fuente: WEB, Secretaría de Economía.

Unidad de Producción	Precio de venta US\$		
	Más bajo.	Media	Más alto
Barril (mezcla mexicana)	37.75	76.29	114.83
MMBtu	1.95	3.975	6

Tabla 5.8: Flujos de efectivo obtenidos mediante la metodología descrita.

Hidrocarburo no Convencional.	Flujos de efectivo de las combinaciones. MMUS\$					
	Mínimo costo/ Precio de venta más bajo	Mínimo costo/ Precio de venta medio	Mínimo costo/ Precio de venta más alto	Mayor costo/ Precio de venta más bajo	Mayor costo/ Precio de venta medio	Mayor costo/ Precio de venta más alto
Aceite extrapesado y bitumen.	-225	3629	7483	-4216	-362	3492
Aceite de lutitas y en arenas compactas.	-625	3229	7083	-3025	829	4683
Lutitas bituminosas.	-1227	2627	6481	-8242	-4388	-534
Gas en arenas compactas.	-44	361	766	-1208	-803	-398
Gas de lutitas.	-408	-3	402	-1416	-1011	-606
Metano en Capas de carbón	-408	-3	402	-1208	-803	-398
Hidratos de gas.	-534	-129	276	-1416	-1011	-606

Los resultados de la tabla 5.8 obtenidos mediante los flujos de efectivo muestran la enorme influencia que tiene el precio de venta de los hidrocarburos en el que un proyecto de hidrocarburos no convencionales resulte o no exitoso. Además, como se mencionó, estos flujos no contemplan gastos iniciales, de mantenimiento, etc. También en los resultados se observa que la explotación a precios de venta bajos es totalmente un fracaso; por ello, en ocasiones es mejor reservar el petróleo para cuando su precio sea más elevado.

Dentro de los aceites no convencionales, el aceite de lutitas es el que en un mayor número de escenarios puede llegar a tener éxito. El aceite extrapesado y bitumen necesitan de costos bajos de producción o de un alto costo de venta para que su explotación sea beneficiosa económicamente. La recuperación de hidrocarburos de

lutitas bituminosas requiere de bajos costos de recuperación y de altos precios de venta para poder ser comerciales.

De acuerdo a los escenarios obtenidos por el análisis, los gases no convencionales necesitan de costos de recuperación bajos y precios de venta altos para que su desarrollo sea viable. El gas en arenas compactas es el que es factible en mayor cantidad de escenarios debido a su bajo costo de explotación, el gas de lutitas, gas en capas de carbón y los hidratos de gas son comerciales únicamente en el escenario más favorable mínimo costo/precio de venta más elevado. La producción de gases no convencionales debe realizarse a un bajo costo debido a que a diferencia del aceite aún queda mucho gas fácil de recuperar lo que hace también que su precio de venta sea bajo. Los escenarios de los hidratos de gas hacen difícil pronosticar cuando estos pasaran su fase de investigación.

5.4 Energías no convencionales en México.

México es un país que cuenta con los recursos y con capital humano suficiente para desarrollar investigación e implementación de tecnologías capaces de aprovechar las fuentes de energía alterna que existen en el territorio. Sin embargo, las energías no convencionales cuentan con una baja priorización por parte del gobierno mexicano; la inversión que se realiza es muy baja comparada con la realizada en el sector de los hidrocarburos. A nivel mundial las energías no convencionales tienen que ver con el 19.4% de la generación de electricidad mientras que para América Latina y México les corresponde el 56.5% y 17.5%, respectivamente; estas cifras ponen a México por abajo del promedio global y el de América Latina. (SENER, 2013). Con el paso del tiempo en la nación, las energías no convencionales han perdido mucho terreno frente a las convencionales en la generación de electricidad; la figura 5.8 esquematiza esta pérdida de importancia y hace una pequeña proyección hasta el año 2017. (SENER, 2009).

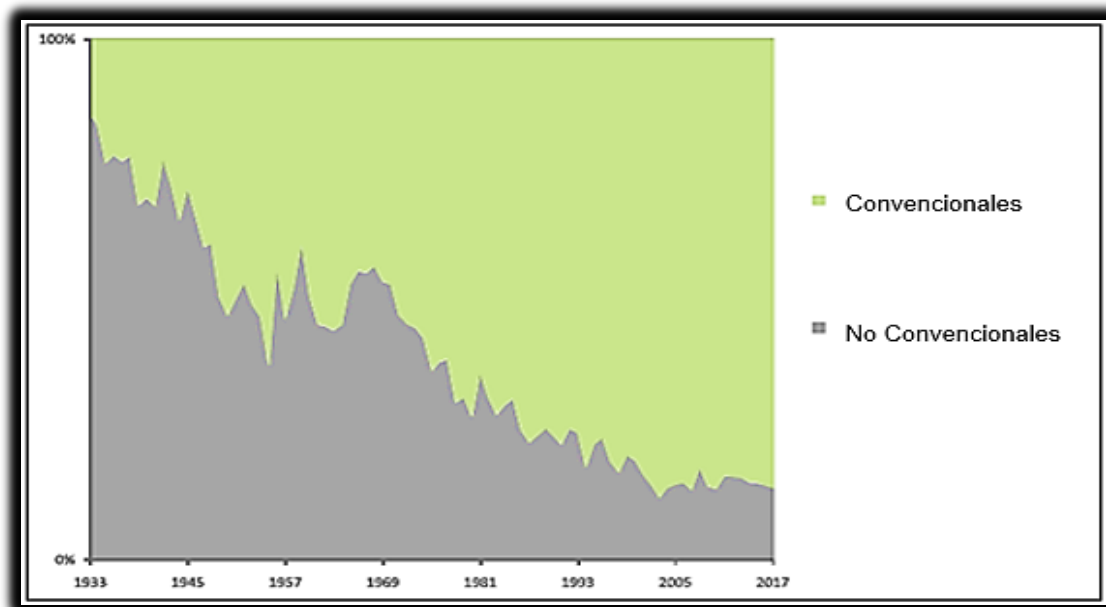


Figura 5.8: Evolución de la participación de fuentes de energía en la generación de electricidad en México. Fuente: SENER 2009

En el año 2011 las Naciones Unidas creó la iniciativa Energía Sustentable Para Todos (“SE4All”, por su nombre en inglés), la cual consistía en tres principales objetivos: proveer acceso a energía para toda la población, duplicar la participación de energías no convencionales e incrementar la tasa global de crecimiento de eficiencia energética, los cuales deberán estar cumplidos para 2030. Los objetivos de México para el año de acuerdo a esta iniciativa se encuentran la tabla 5.9. (SENER, 2013).

Tabla 5.9: Metas de México de acuerdo al “SE4ALL”. Fuente: SENER 2013

Indicadores	Acceso Universal de Energía moderna		Duplicar la tasa global de eficiencia energética	Duplicar la participación de energías alternas en la generación de electricidad %
	% de la pobl. con acceso a la electricidad	% de la pobl. con acceso a fuentes no solidas de energía		
Punto de partida	83	59	-1.3	17.5
Objetivo en 2030	100	100	-2.6	35

El cumplimiento de estas metas le traería a México un desarrollo sustentable, en el cual se incluirían beneficios sociales, ambientales, energéticos, etc. Sin embargo, debido al poco interés que se ha tenido en este sector durante los últimos años es necesario una gran inversión para realizar una investigación adecuada que dé lugar a mejores técnicas de exploración y explotación de los recursos, y un planteamiento de estrategias para el aprovechamiento consciente de los recursos, entre otras.

La energía geotérmica es una de las que tienen más relevancia en la generación de electricidad en el país; la electricidad generada mediante energía geotérmica en el año 2011 fue de 6,507 GWh, lo que representa 2.2% del total de energía eléctrica generada. (SENER, 2013). La energía eléctrica generada de yacimientos geotérmicos proviene de cinco campos, de los cuales cuatro se encuentran en explotación y solamente uno aún no es explotado (Cerritos Colorados, Jalisco). La figura 5.9 muestra la ubicación y potencial eléctrico de cada uno de estos yacimientos geotérmicos. (Hiriart, 2011).



Figura 5.9: Campos geotérmicos de México. Fuente: Hiriart, 2011.

Aunque la energía proveniente de algunos campos geotérmicos de México ha sido aprovechada, aún hay mucho por hacer dentro de este sector, existen al menos otras veinte zonas con potencial generador de electricidad mediante una fuente de energía geotérmica, (ver tabla 5.10). Los campos con potencial geotérmico están distribuidos en su mayoría por la faja volcánica mexicana y algunos otros hacia el norte del país, esta distribución da la posibilidad de crear una infraestructura de distribución sólida a lo largo del territorio.

Tabla 5.10: Localidades con potencial geotérmico de México. Fuente: Hiriart, 2011.

La soledad, Jalisco	El Orito-Los Borbollones, Jalisco	Pathé, Hidalgo	Ixtlán de los Hervores, Michoacán
Las Planillas, Jalisco	Santa Cruz de Atistique, Jalisco	Araró, Michoacán	Graben de Compostela, Nayarit
Maguarichic, Chihuahua	San Bartolomé de Los Baños, Guanajuato	Acoculco, Puebla	Hervores de la Vega, Jalisco
Puruándiro, Michoacán	San Antonio El Bravo, Chihuahua	Los Negritos, Michoacán	Santiago Papasquiario, Durango
Volcán Ceboruco, Nayarit	Puruándiro, Michoacán	Volcán Chichonal, Chiapas	Los Hervores-El molote, Nayarit

La energía solar fotovoltaica ha sido una de las más difundidas a lo largo del país a raíz de la falta de una red eléctrica convencional en distintas partes del territorio nacional. Los sistemas de aprovechamiento de esta fuente de energía se han utilizado por instituciones como PEMEX, SEP, SEDESOL, etc. En el año 2007 la legislación aprobó el uso de sistemas fotovoltaicos para usuarios del servicio eléctrico; de esta manera, al estar conectados directamente a la red, se reduciría su cuenta eléctrica y como consecuencia el pago por el uso de la misma. (*Estrada, et al., 2010*). La capacidad acumulada en celdas fotovoltaicas en el año 2012 en México fue de 52.7MW. (*SENER, 2013*).

La energía solar fotovoltaica puede ser aprovechada por todos los sectores de la población desde el sector rural hasta el urbano; por eso la creación de una campaña agresiva de implementación sería redituada en distintos beneficios, además sería

impulsada económicamente mediante la generación de bonos de carbono y la inversión de empresas interesadas en mejorar su imagen o en expandir su mercado. (*Estrada et al., 2010*).

Ya que el promedio de irradiación solar del país es elevado, las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar térmica han sido implementadas desde los años 60 cuando comenzó la utilización de sistemas de baja temperatura. Sin embargo, la escasez de datos de mediciones confiables del potencial solar local ha frenado el avance de esta fuente de energía. A pesar de que en el país se ha realizado investigación en este rubro desde hace más de treinta años, los sistemas de energía solar térmica han sido aprovechados únicamente para el calentamiento de agua para albercas y uso sanitario. (*Estrada et al., 2010*).

En cuanto a energía eólica se refiere, es una de las energías no convencionales que ha tenido mayor auge en el país. México cuenta con veinticuatro parques eólicos distribuidos como se observa en la tabla 5.11; sin embargo, se requiere de una mayor inversión para aprovechar los recursos del viento, que se estima pueden ser mayores a los de otras naciones líderes en el campo de la generación eléctrica por el viento. Por ello la nación debe crear una industria eoloeléctrica propia, para poder diseñar aerogeneradores de electricidad de distintas capacidades de acuerdo a las necesidades de la población. La energía eléctrica generada por todos los sistemas implementados en México que aprovechan la energía eólica es de 1906.67 MW. (*WEB, OMEE, 2015*). En el año 2011 esta fuente de energía significó el 0.56% de la energía eléctrica total generada en la nación. (*SENER, 2013*).

Tabla 5.11: Parques eólicos y su generación de electricidad en México. Fuente: WEB, EOMM, 2015.

Localidad	Potencia (MW)
Sta Catarina, Nuevo León	22
El Porvenir, Tamaulipas	54
Los Altos, Jalisco	50.4
Arriaga, Chiapas	28.8
La Venta, Oaxaca	1.57
La Venta II, Oaxaca	83.3
La Ventosa II, Oaxaca	49.3
La Ventosa, Oaxaca	30.6
Eurus, 1era fase, Oaxaca	37.5
Eurus, 2da fase, Oaxaca	212.5
Bii Nee Stipa I, Oaxaca	26.35
La Mata - La Ventosa, Oaxaca	67.5
Fuerza Eólica del Istmo, Oaxaca	50
Oaxaca II, III y V, Oaxaca	306
La Venta III, Oaxaca	102.85
Oaxaca I, Oaxaca	102
Fuerza Eólica del Istmo II, Oaxaca	30
Bii Nee Stipa II, Oaxaca	74
Bii Nee Stipa III, Oaxaca	70
Piedra Larga, Oaxaca	90
Bii Stinú, Oaxaca	164
La Ventosa III, Oaxaca	20
Eoalitec del Pacífico, Oaxaca	160
Bii Nee Stipa IV, Oaxaca	74
TOTAL	1906.67

La energía hidráulica fue el principal impulso de la industrialización de México en el siglo XIX; el uso de ruedas hidráulicas se extendió por todo el territorio para el desarrollo de pequeñas y grandes fábricas; para el final del siglo, las turbinas hidráulicas sustituyeron a las ruedas, para de esta manera comenzar la generación de electricidad mediante esta tecnología. En el año 2011 la generación de energía eléctrica mediante esta fuente de energía fue 36,266 GWh, es decir, el 12.30% del total generado. (SENER, 2013).

Actualmente la energía generada por hidrógeno está en una fase de investigación en México. La mayor parte de las investigaciones son realizadas por instituciones académicas a través de recursos propios o mediante de proyectos patrocinados por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT). (Estrada et al., 2010).

Los inicios del desarrollo de la energía nuclear en México datan de los años 70, impulsado por el momento que vivía la industria nuclear, específicamente en Estados Unidos. La única planta nuclear del país se encuentra en Laguna Verde, Veracruz, la cual cuenta con dos reactores que producen hasta 1,365 MW (cerca del 2.5% en el 2009 del total de energía eléctrica producida en México). Estos reactores utilizan el dióxido de uranio como combustible y aunque México cuenta con grandes reservas de uranio (cerca de 8 mil toneladas), no tiene la facultad de utilizarlas ni exportarlas debido a la prohibición impuesta por el Tratado de Tlatelolco para la Proscripción de Armas Nucleares de América Latina y el Caribe, que entró en vigor en 1969. A raíz de esta prohibición la nación importa cerca de 25 toneladas anuales de este mineral de Estados Unidos y Holanda. (*Villareal, 2010*)

El futuro de la industria nuclear en el país depende del desarrollo de recursos tecnológicos y humanos, sin embargo, a nivel licenciatura no existe una carrera de ingeniería nuclear y únicamente existen cuatro programas de formación relacionada con este sector. Estas licenciaturas se imparten en la UNAM, el IPN, la UAM y la Universidad Veracruzana. (*Estrada et al., 2010*).

En 2011 la generación de electricidad mediante bioenergía fue de 2,512 Gwh (0.85% de la electricidad generada en tal año); esta cantidad es muy pequeña a raíz de que el aprovechamiento de la bioenergía es muy limitado, su uso se reduce únicamente al bagazo de caña y a la quema de leña. (*SENER, 2013*).

El potencial de la bioenergía en el país es mucho más grande la quema de leña y el uso de bagazo de caña. Se estima que el potencial total podría ser de entre 3,000 y 4,500 petajoules por año, tal potencial sería derivado de combustibles de madera, agrocombustibles y biogás de rellenos sanitarios. Con tal potencial sería posible producir cerca de 50,000GWh de electricidad a partir del uso de madera en centrales eléctricas, además de generar biocombustibles como el bioetanol y biodiesel para satisfacer hasta el 10% de la demanda de gasolina y 5% de la demanda de diésel, respectivamente. (*SENER, 2010*).

México aprovecha el mercado de los bonos de carbono mediante una plataforma llamada MEXICO2 la cual inició operaciones en noviembre del 2013; esta institución cuenta con un total de diez proyectos que entregan un total de 980,720 bonos de carbono al año, (ver tabla 5.12). Además el mercado de los bonos de carbono tendrá un nuevo impulso en el país mediante la disposición impuesta por la SEMARNAT en agosto de 2015, en la cual todas las empresas, privadas o públicas, y dependencias gubernamentales que emitan más de 25,000 toneladas de CO₂e al año deben reportar sus emisiones a esta institución de manera obligatoria. (WEB, MEXICO2, 2015).

Tabla 5.12: Proyectos generadores de bonos de carbono de la plataforma MEXICO2. Fuente: WEB, MEXICO2, 2015.

Nombre del Proyecto	Número de bonos de carbono que genera por año
Relleno sanitario de Ciudad Juárez	147,877
Programa "Utsil Naj"	60,000
Recuperación, quemado y utilización del gas del relleno sanitario "Culiacán Norte"	456
Captura de metano en granjas de Sonora	2000
Captura de metano en minas de carbón en Coahuila	295,168
Parque eólico en Oaxaca	121,339
Reforestación en Chiapas (El Ocote, Selva Lacandona y Sierra Madre de Chiapas	Determinados según el nivel de la reforestación
Relleno sanitario en Guanajuato	110,523
Captura de metano en granjas de Jalisco	205,782
Captura de metano en granjas de Yucatán	575
Planta solar en Baja California	37,000
Total	980,720

Si bien todos estos proyectos no generan una enorme cantidad de bonos de carbono, si proveen de muchos otros beneficios a la población como son la generación de empleos, mejora de la calidad de vida e incluso la alimentación de niños en condiciones desfavorables, entre otros.

5.5 Costos de explotación de las energías no convencionales.

La tabla 5.13 contiene el costo/beneficio de las energías no convencionales y dos convencionales (carbón y gas natural) que producen energía eléctrica; como se puede observar, la diferencia de costo/beneficio entre las energías alternas y las convencionales no es tan grande, además si el proyecto de energía alterna califica como un mecanismo de desarrollo limpio o uno de implementación conjunta, éste generará bonos de carbono que pueden ser aprovechados económicamente.

Tabla 5.13: Costo/beneficio de las fuentes de energía alternas y de las convencionales.

Fuente: US DOE, 2014 y SENER 2009.

Energía	Costo US\$/kWh	Costo de Inversión US\$/kW
Carbón	0.10-0.14	2,069
Gas natural	0.07-0.13	898
Nuclear	0.10	Sin información
Eólica	0.08-0.20	1,700 terrestre 2,700, marina
Solar fotovoltaica	0.13	16,000 fuera de red 8,000 en red
Solar térmica	0.24	2,200
Geotérmica	0.05	3,800
Bioenergía	0.10	1,550
Hidráulica	0.08	Sin información

CONCLUSIONES

Debido a la etapa de declinación de la producción por la que pasan actualmente los hidrocarburos, es necesario el desarrollo de investigación y tecnologías que permitan la explotación comercial de los hidrocarburos no convencionales. Las características con las que cuentan los yacimientos de hidrocarburos no convencionales dificultan todas las tareas de exploración y producción, tales como la estimación de volúmenes, la simulación de yacimientos, la recuperación de los fluidos, etc. La innovación de técnicas de exploración y explotación es una actividad en la que se debe de invertir lo necesario para poder producir recursos no convencionales que hasta el momento se consideran irrecuperables. La importancia de la recuperación de hidrocarburos no convencionales es tan grande que países que ya cuentan con la tecnología necesaria para aprovechar estos recursos han incrementado sustancialmente su producción.

Durante el año 2015 el precio de los hidrocarburos ha pasado por una crisis la cual afecta la investigación e inversión en proyectos de hidrocarburos no convencionales; la influencia del precio de venta de los hidrocarburos en el éxito comercial de la recuperación de hidrocarburos no convencionales es muy grande como se observó en el análisis de factibilidad técnico económica presentado en esta tesis. Es por ello, que es indispensable desarrollar metodologías y tecnologías más baratas que puedan hacer frente a precios de venta bajos.

Debido a las necesidades energéticas actuales del mundo, los ingenieros petroleros deben tener conocimientos más allá del ámbito petrolero, y sus estudios deben abordar temas sobre otro tipo de recursos energéticos. Las energías no convencionales, como las que fueron presentadas en esta tesis, requieren de una mayor atención a nivel mundial, que traiga con ella mayor una cantidad de investigación y de desarrollo de tecnologías de explotación. Debido a que éstas no generan las mismas ganancias que los hidrocarburos, no han recibido el mismo interés; sin embargo, tienen un futuro prometedor ya que además de su gran

capacidad de generar energía eléctrica están empezando a generar beneficios sociales y económicos debido al impulso que han recibido por parte de distintos programas implementados en distintas naciones a partir de la creación del Protocolo de Kioto.

El mercado del carbono ha ido a la baja en los últimos años debido a que la primera fase del Protocolo de Kioto terminó en 2012. Es necesario que las medidas de emisiones de gases de efecto invernadero se vuelvan más estrictas para periodos más cortos; de esta manera se podría evitar la variabilidad de los precios de los bonos de carbono ya que aumentan cuando se acerca el cierre de un ciclo, y cuando inicia una nueva etapa ocurre lo inverso.

México cuenta con un gran potencial en yacimientos no convencionales, el territorio ofrece oportunidades para cada uno de los tipos de hidrocarburos no convencionales, sin embargo no tiene mucho tiempo que se prestó la atención adecuada a esta actividad y es debido a ella que aún se encuentra en una etapa de estudio. La madurez de los principales campos del país hacen imperativo el cambio de estrategia en la industria petrolera mexicana hacia una dirigida a la investigación de los campos no convencionales, las reservas disminuyen con el paso del tiempo y es necesario que recursos prospectivos puedan incorporarse a estas.

Las energías no convencionales tienen una baja relevancia en México a pesar de que el territorio y las condiciones ofrecen mayores oportunidades de desarrollo. La nación es parte de los países que firmaron el Protocolo de Kioto y se encuentra en el grupo No Anexo I; esto brinda una gran ventaja para el uso de programas limpios que además traigan otro tipo de beneficios económicos y sociales. De igual manera que los hidrocarburos no convencionales, no tiene mucho tiempo que México empezó a aprovechar el mercado de carbono por lo que en los próximos años este campo seguirá creciendo.

Por último, para que estos dos sectores sean aprovechados con mayor agresividad en México, se debe contar con la legislación necesaria para que ésta no frene su aprovechamiento y en cambio permita que estos campos alcancen su real potencial.

GLOSARIO

Las definiciones presentadas en este apartado son de utilidad para la mejor comprensión de esta tesis.

Demanda: Cantidad de bienes o servicios que se solicitan o se desean en un determinado mercado de una economía a un precio específico. (*WEB, BANREP, 2015*).

Hidrocarburos: Compuestos orgánicos que contienen principalmente hidrógeno y carbón, adicionalmente puede contener oxígeno, nitrógeno y átomos de azufre. (*CNH, 2011*).

Petróleo: Se define como una mezcla de hidrocarburos en la fase gaseosa, líquida o sólida. El petróleo también puede contener no hidrocarburos, como dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, y azufre. (*CNH, 2011*).

Aceite: Porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. (*SENER, 2013*).

Aceite superligero: La densidad de este aceite es mayor a los 38 °API. (*CNH, 2011*).

Aceite ligero: Su densidad está entre 23 y 38 °API. (*CNH, 2011*).

Aceite pesado: La densidad de este aceite se encuentra entre los 10 y 23 °API. (*CNH, 2011*).

Aceite extrapesado: Es aquel cuya densidad es menor a 10 °API, con un rango de viscosidad entre 1,000 y 10,000 cp. (*CNH, 2011*).

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto). (*SENER, 2013*).

Gas no asociado o seco: Gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales. (CNH, 2011).

Gas libre: Puede corresponder al gas del casquete en yacimientos con aceite o al gas de yacimientos de una sola fase. (SENER, 2013).

Condensados: Son una mezcla de hidrocarburos que existen en la fase gaseosa a temperatura y presión original del yacimiento, pero cuando se producen, están en la fase líquida a condiciones de presión y temperatura de superficie. El condensado difiere de los líquidos de gas natural (NGL) en dos aspectos: (1) El NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas. (2) Incluye hidrocarburos muy livianos (etano, propano, butanos) así como, también los pentanos que son los componentes principales del condensado. (CNH, 2011).

Reservas Probadas o 1P: Son aquellas cantidades de petróleo que, a partir del análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentación gubernamental definidas. Los métodos deterministas expresan un alto grado de confianza a que las cantidades serán recuperadas. Los métodos probabilistas indican una probabilidad de 90% a que el volumen será recuperado. (CNH, 2011).

Reservas Probables o 2P: Son aquellas reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas, comparadas a reservas probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparadas a las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores a la suma de las reservas estimadas probadas más probables (2P). Los métodos probabilistas, indican que debería haber por lo menos una probabilidad del 50% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P. (CNH, 2011).

Reservas Posibles o 3P: Son aquellas reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de reservas probadas más

probables más posibles (3P), lo que es equivalente al escenario de estimación alta. Los métodos probabilistas, indican que debería haber por lo menos una probabilidad del 10% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

Volumen original: Volumen de hidrocarburos al inicio de la explotación del yacimiento. (CNH, 2011).

Volumen remanente: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones estándar, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a fecha determinada, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica. (CNH, 2011).

Recursos Prospectivos: Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen una oportunidad asociada de descubrimiento y una oportunidad de desarrollo. Los recursos prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo al nivel de certeza asociado a estimaciones recuperables, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden subclasificarse basándose en la madurez del proyecto. (CNH, 2011).

Recursos Contingentes: Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero donde el o los proyecto(s) aplicado(s) aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. (CNH, 2011).

Barril de petróleo crudo equivalente: Es el volumen de gas expresado en barriles de petróleo crudo a 60°F, y que equivalen a la misma cantidad de energía obtenida del crudo. Este término es utilizado para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas. (PEMEX, 2012).

Yacimiento de hidrocarburos: Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema. (PEMEX, 2012).

Ambiente sedimentario: Área de terreno donde ocurre la acumulación de sedimentos y los mismos pasan por diferentes procedimientos para dar lugar a distintos tipos de rocas. (PEMEX, 2012).

Sistema Petrolero: Sistema natural que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento petrolero exista (roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa, migración, sincronía). (PEMEX, 2012).

Roca generadora: Roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos. (PEMEX, 2012).

Roca almacenadora: Roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) con un alto grado de permeabilidad que permite que el petróleo emigre hacia ellas, y dadas, sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos. (PEMEX, 2012).

Roca sello: Una roca relativamente impermeable normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera alrededor del yacimiento, de manera que los fluidos del yacimiento no puedan migrar lateral o verticalmente. (WEB, Schlumberger, 2015).

Migración: Término utilizado para denominar al movimiento que sufre el aceite, del lugar donde se formó hasta la roca almacenadora o trampa. (PEMEX, 2012).

Trampa: Estructura geológica con una geometría que permite la concentración de hidrocarburos y los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias impidiendo que estos escapen. (PEMEX, 2012).

Kerógeno: Es la materia orgánica en partículas diseminada en las rocas sedimentarias, que es insoluble en los solventes orgánicos comunes. (WEB, Schlumberger, 2015).

Diagenésis: Es la alteración física, química o biológica de los sedimentos, que se convierten en rocas sedimentarias, a temperaturas y presiones relativamente bajas. (WEB, Schlumberger, 2015).

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca. La porosidad puede también llamarse porosidad efectiva cuando los poros están interconectados. (PEMEX, 2012).

Garganta de poro: Es el espacio poral existente entre el punto donde se unen dos granos, que conecta dos volúmenes porales más grandes. El número, tamaño y distribución de las gargantas de poros tiene mucho que ver con de las características de flujo. (WEB, Schlumberger, 2015).

Presión capilar: Fuerza por unidad de área, resultado de fuerzas superficiales a la interfase entre dos fluidos. (SENER, 2013).

Saturación de fluidos: Porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo coexistir saturación de aceite, gas o agua. (SENER, 2013).

Permeabilidad: Propiedad de la roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella; se le llama absoluta cuando se estima con la saturación de un solo fluido. (PEMEX, 2012).

Permeabilidad efectiva: La capacidad de flujo de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento. (WEB, Schlumberger, 2015).

Permeabilidad relativa: La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total. Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1. (WEB, Schlumberger, 2015).

Radio de drene: Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión. (SENER, 2013).

Viscosidad: Propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. (PEMEX, 2012).

Densidad API: Es una medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, de acuerdo con la siguiente ecuación: $\text{Densidad API} = (141.5 / \text{densidad relativa}) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados. (CNH, 2011).

Factor de recuperación: Representa el cociente de la reserva original de un yacimiento y el volumen original de aceite, o gas, a condiciones estándar. (CNH, 2011).

Recuperación Primaria: Extracción del petróleo utilizando únicamente la energía natural disponible en los yacimientos para desplazar los fluidos, a través de la roca del yacimiento hacia los pozos. Donde el comportamiento está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. (CNH, 2011).

Prueba Piloto: Proyecto que se lleva a cabo en un pequeño sector representativo de un yacimiento, en donde se efectúan pruebas similares a las que se llevarían a cabo en toda el área del yacimiento. Generalmente se utilizan para realizar pruebas de métodos de recuperación secundaria o mejorada que se implementaran en la misma formación. (SENER, 2013).

Recuperación Secundaria: Constituido por técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria, se inyectan sustancias como agua o gas para mantener la presión del yacimiento sin alterar las propiedades originales del yacimiento. (CNH, 2011).

Recuperación Mejorada: Hace referencia a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, dichos materiales pueden alterar las propiedades originales del yacimiento. (CNH, 2011).

BIBLIOGRAFÍA

- *Anderson J., Simpson M., Basinski P., Beaton A., Boyer C., Bulat D., Ray S., Reinheimer D., Schlachter G., Colson L., Olsen T., Khan R., Low N., Ryan B., Schoderbek D., 2004. Producción del gas natural a partir del carbón. pp. 12,13.
- *Abreu T., Muñoz F., Silva J., Loreto E., 1985. Apuntes de Recuperación Secundaria. pp. 183,184.
- *Avellaneda A., 1992. Petróleo e impacto ambiental en Colombia. pp. 22.
- *Bascon D. 2012. Estudio de mercado bonos de carbono. pp. 6, 7, 8.
- *Bentley R.W., 2002. Global oil & gas depletion:an overview. pp. 2-6.
- *Birchwood R., Dai J., Shelander D., Boswell R., Collet T., Cook A., Dallimore S., Fujii K., Imasato Y., Fukuhara M., Kusaka K., Murray D., Saeki T., 2010. Desarrollo en hidratos de gas. pp. 1,3.
- *Boswell R. y Collett T.S., 2006. The gas hydrates resource pyramid: Fire in the ice: Methane hydrate newsletter. pp. 5-7.
- *Boyer C., Bill C., Jochen V., Lewis R., Miller K., 2011. Gas de lutitas: un recurso global. pp.1.
- *Briggs P.J., Baron P.R., Fulleylove R.J., Wright M.S., 1987. Development of Heavy Oil Reservoirs. pp. 1, 2.
- *Caineng Zou, Rukai Zhu, Gousheng Zhang, Zhi Yang, Shizen Tao, Xuanjun Yuan, Shizen Tao, Denghua Li, Zhiping Wang, LLanhua Hou, Qiquan Ran, 2013a. Concepts, characteristics, potential and technology of unconventional hydrocarbons: On unconventional petroleum geology. pp. 1-6.

*Caineng Zou, Rukai Zhu, Shizen Tao, Lianhua Hou, Xuanjun Yuan, Song Yan, Jiayu Niu, Dazhong Dong, Shaobo Liu, Lingzhi Jiang, Shejiao Wang, Gousheng Zhang, 2013b. Unconventional petroleum geology. pp. 62, 67, 76, 112, 122, 126, 150-152, 154, 155, 173, 174, 308, 310-314, 323, 337-339, 346, 348-350.

*Campero C., 2014. Impacto social y ambiental del fracking. pp. 41-43.

*Canadian Society for Unconventional Resources (CSUR), 2012 . Understanding Tight Oil. pp. 10, 12 – 15.

*CNH, 2011. Análisis de Información de las reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012. pp. 133-139

*CNH, 2012. El futuro de la producción de aceite en México: recuperación *avanzada y mejorada IOR-EOR. pp. 10, 74.

*CNH, 2015. Reporte de volumen original, producción acumulada y reservas al 1° de enero de 2014. pp. 1.

*CNH, 2015. Reporte de producción y distribución de aceite. pp. 1.

*CNH, 2015. Reporte de producción de gas natural en México. pp. 1.

*CNH, 2015. Seguimiento a la exploración y extracción de aceite y gas en lutitas. pp.1.

*Colorado Oil and Gas Asociation (COGA), 2013. The basics: oil shale vs shale Oil. pp. 1, 2.

*Curtis C., Kooper R., Decoster E., Guzmán A., Huggins C., Knauer L., MInner M., Kupsch N., Marina L., Rough H., Waite M., 2003. Yacimientos de petróleo pesado. pp.2, 8.

*De Ghetto G., Villa M., 1994. Reliability Analysis on PVT Correlations. pp. 4.

*Dusseault M., 2002. Mechanisms of massive sand production in heavy oils. pp.12.

*Estrada C. e Islas J., 2010. Energías Alternas: propuesta de investigación y desarrollo tecnológico en México. pp. 15, 17, 25, 27, 33, 41, 51, 52, 62, 63, 73, 74, 105, 119, 129.

* Guangtao, Li, Kai, Wang, Min, Ge, 2007. Oil sand resources and their production technologies. pp. 9-11.

*Halliburton Company, 2008. Textbook Coal bed methane principles and practices. pp. 2, 77, 86, 289, 294, 297, 304, 310, 425, 427.

*Hiriart G., 2011. Evaluación de la Energía Geotérmica en México para la CRE. pp. 4, 14.

*Hisashi O.K., Sridhar N., Song F., Duane H.S., 2002. Synthesis of methane gas hydrate in porous sediments and its dissociation by depressurizing. pp. 239-246.

*Holditch A., 2006. Tight gas sands. pp.6.

* Huang D., Qin K., Wang T., 1995. Formation of coalformed oil and hydrocarbon generation mechanism. pp. 265-267.

*Johnston S., Al-Jubori A., Boyer C., Lambert S., Bustos O., Pashin J., Wray A., 2009. Coalbed methane: clean energy for the world pp. 7, 9.

*Kazeem A. y Adenuga O., 2010. "Pseudo-components for Nigerian Heavy Oil and Bitumen". pp.2, 5.

*Layrisse I., 1999. Heavy Oil Production in Venezuela: Historical Recap and Scenarios for Next Century. pp.1.

*McCarthy K., Rojas K., Niemann M., Palmowski D., Peters K., Stankiewicz A., 2011. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. pp. 5.

*Mathews J.P. y Kumar H., 2010. An overview of current coalbed methane extraction technologies. pp. 3 a 6.

- *Max M.D. y Pillon W.P., 1998. Oceanic methane hydrate: the character of the Black Ridge hydrate stability zone, and the potential formethane extraction. pp. 343.

- *Mendoza J. 2014. Shale oil and gas o gas y petróleo de lutitas: un capítulo nuevo de la industria O&G. pp. 7.

- *Merino L., 2012. Las energías renovables. pp. 4.

- *Miller R.G. y Sorrell S.R., 2013. The future of oil supply. pp. 2, 10.

- *National Petroleum Council (NPC), 2007. Working document of the NPC global oil and gas study. pp. 15, 16.

- *PEMEX, 2012. Términos utilizados en la industria petrolera. pp. 6-10.

- *PEMEX, 2013. Provincias petroleras de México. pp. 4-10.

- *Princeton University, 2006. Environmental issues of the EOR. pp. 98.

- *SENER, 2009. Energías renovables para el desarrollo sustentable en México. pp. 16.

- *SENER, 2012. Gas asociado a los yacimientos de carbón mineral. pp. 14-17 ,19.

- *SENER, 2013. Glosario de términos Petroleros. pp. 2, 11, 16, 17.

- *SENER, 2013. Prospectiva energias renovables 2013-2027. pp. 20, 24-29.

- *SENER, 2014. Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2014-2029. pp. 40-44.

- *SENER, 2015. Prontuario estadístico del sector energético. pp. 2.

- *Speight J., 2012. Shale oil production process. pp. 166.

*SNV, 2009. Mecanismos de desarrollo limpio conceptos básicos. pp. 10, 11, 15, 16, 20, 26, 30, 32, 33.

*Shawn T., Felix J., Alboudwarej H., Badry R., Bremner C., Brough B., Skeates C., Beshry M., Krawchuck P., Brown G., Calvo R., Cañas J., Hathcock R., Koerner K., Hughes T., Kundu D., López J., West C., 2006. La importancia del petróleo pesado. pp. 2-6.

*Torres V., Arellano V., Barragán R.M., González E., Herrera J.J., Santoyo E., Venegas S., 1993. Geotermia en México. Programa Universitario de Energía, coordinación de la investigación científica UNAM. pp. 161.

*UN, 2012. Benefits of Clean Development Mechanism. pp. 7-10.

*Villareal J., 2010. Energía nuclear en México (artículo de Heinrich Böll Foundation). pp.2,

*Zuojing Zhu, 2007. Discussion on the oil sand production technologies in Canada. pp.21-23

REFERENCIAS DE INTERNET

*Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), 2015. <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1344-central-eolica>.

*Banco de la república de Colombia, 2015. http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/ayudadetareas/economia/oferta_y_demanda.

*CGG, 2015. <http://www.cgg.com/default.aspx?cid=3527>.

*<http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos.html>

*Energía sustentable (ES), 2015. <http://energia-sustentable.org/energias-sustentables/energia-hidraulica/energia-hidraulica-atmosfera-sana-mundo-feliz/>.

*MEXICO2, 2015. <http://www.mexico2.com.mx/>.

*MEXICO2, 2015. <http://mexico2.com.mx/portfolio/captura-de-metano-en-mina-de-carbon/>.

*NRDC, 2015. <http://www.nrdc.org/energy/renewables/>.

*Schlumberger, 2015. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hot_waterflooding.aspx.

*Schlumberger, 2015. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/relative_permeability.aspx.

*Schlumberger, 2015. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/effective_permeability.aspx.

*Schlumberger, 2015. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/seal.aspx>

*Schlumberger, 2015. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_throat.aspx

*Schlumberger, 2015. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/diagenesis.aspx>

*SEMARNAT, 2015. <http://www.semarnat.gob.mx/transparencia/transparenciafocalizada/impactoambiental>.

*Sunedison, 2015. <http://www.sunedison.com.mx/energia-solar-fotovoltaica/>.

*Total ,2015. <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/heavy-oil/expertise/pioneering-expertise-thermal-recovery?%FFbw=kludge1%FF>.

*UN, 2015. http://unfccc.int/parties_and_observers/parties/annex_i/items/2774.php.

*UN, 2015. http://unfccc.int/parties_and_observers/parties/non_annex_i/items/2833.php.

*UN, 2015. http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/ items/6215.php.

*UNAM, 2015. <https://energiaunam.wordpress.com/category/energia-geotermica/>.