



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

**“LA PROBLEMÁTICA DE LA
DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL EN
MÉXICO: DIAGNÓSTICO SOBRE LAS
LUTITAS DE GAS COMO POSIBLE
SOLUCIÓN PARA LA INDUSTRIA
PETROLERA NACIONAL”**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

Omar Geron Campos



ASESOR: Dr. Salvador Ortuño Arzate

CONTENIDO

Índice de Figuras.....	iv
Índice de Tablas	v
Agradecimientos	1
Objetivo general.....	2
Justificación	2
Introducción.....	3
Capítulo I: Diagnóstico general de la situación actual de la industria petrolera en México	5
1.1 El desarrollo de la industria petrolera nacional	9
1.2 Política desestabilizadora: Cambios estructurales en PEMEX	11
1.3 Tecnología, recursos humanos, y política: Papel del IMP en la historia de la industria petrolera nacional.....	18
1.4 Reforma energética 2013: ¿Un nuevo capítulo para el sector energético en México?.....	24
Capítulo II: Problemática de la disponibilidad y suministro interno de gas natural.....	28
2.1 Gas natural internacional	31
2.1.1 Reservas de gas natural	31
2.1.2 Demanda.....	32
2.1.3 Oferta.....	34
2.1.4 Precios internacionales.....	35
2.1.5 Contexto generado por auge de gas en los Estados Unidos de América del Norte	37
2.2 Mercado de gas natural nacional	40
2.2.1 Oferta y demanda nacional de gas natural	48
2.2.2 Infraestructura en ductos.	54
2.2.3 Comercio exterior de gas natural.....	58
2.2.4 Ventas internas y consumos de PEMEX.....	59
2.3 Problemática del suministro de gas natural nacional.....	62
Capítulo III: Lutitas de gas: ¿Alternativa viable? Retos y oportunidades en México.	68
3.1 Definición y características del gas de lutitas.....	70
3.1.2 Diferenciación entre yacimiento de gas convencional y no convencional.....	71
3.1.3 Propiedades de la roca	82
3.2 La fractura: diseño y equipo.....	86
3.2.1 Diseño de la estimulación por fractura.....	88

3.2.2 Tipo de apuntalante y fluidos utilizados.....	90
3.2.3 Equipos de fractura.....	93
3.3 Retos y oportunidades de gas de lutitas. Posible alternativa para México.....	95
3.3.1 Cuencas principales de gas de lutitas en México	96
3.3.2 Sísmica.....	105
3.3.3 Variables fundamentales de la explotación de gas de lutitas en México: ventajas y desventajas	108
3.3.4 Análisis y retos tecnológicos del desarrollo de gas de lutitas en México	111
Análisis contextual y alternativas	126
Bibliografía.....	135

Índice de Figuras

FIGURA 1: INVERSIÓN EN LA FORMACIÓN DE RECURSOS HUMANOS (\$ MILLONES). FUENTE: IMP.....	19
FIGURA 2: RECURSOS DESTINADOS A LA INVESTIGACIÓN PETROLERA. FUENTE: CIDAC.....	20
FIGURA 3: MECANISMOS LEGALES EN EL SECTOR PETROLERO. FUENTE: IMCO.....	25
FIGURA 4: NUEVO ORDEN DE COMPETENCIAS Y NUEVOS ORGANISMOS. FUENTE: LA JORNADA.....	26
FIGURA 5: HISTORIA DE EXPLOTACIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS PETROLEROS EN MÉXICO. FUENTE: PEMEX.	27
FIGURA 6: MOVIMIENTO DE POSICIONES RESPECTO A SUS HIDROCARBUROS. FUENTE: IMCO CON DATOS DEL INEGI.....	29
FIGURA 7: CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL, 2012, MMPCD. FUENTE: SENER.	34
FIGURA 8. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL, MMPCD. FUENTE: SENER.	35
FIGURA 9. PRECIOS INTERNACIONALES DE GAS NATURAL 1996-2012 (US/MMBTU).FUENTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 2013.....	36
FIGURA 10. EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL A MÉXICO, EN MMPCD 2012. FUENTE: SENER.	38
FIGURA 11: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 2001-2012 (MMPCD). FUENTE: IMCO.....	45
FIGURA 12: RED NACIONAL DE GASODUCTOS. FUENTE: IMCO CON DATOS DEL INEGI.....	46
FIGURA 13: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR TIPO, 2002-2012. FUENTE: SENER.....	49
FIGURA 14: REGIONALIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE GAS NATURAL Y GAS L.P. FUENTE: SENER.	53
FIGURA 15: DISTRIBUCIÓN DE DUCTOS PRIVADOS Y DE PGPB. FUENTE: PEMEX.	55
FIGURA 16: ESTADOS CON ALMACENAMIENTO DISPONIBLE. FUENTE: CRE.....	57
FIGURA 17: COMERCIO EXTERIOR Y CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL 2011-2012. FUENTE: PGPB VÍA BASE DE DATOS INSTITUCIONAL.....	59
FIGURA 18: VOLÚMENES DE GAS NATURAL. FUENTE: PEP, SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN. ANUARIO COMERCIAL 2012.....	60
FIGURA 19: INGRESOS POR REGIÓN. FUENTE: PEP, SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN. ANUARIO COMERCIAL 2012.	62
FIGURA 20: CLASIFICACIÓN DE LAS CALIZAS SEGÚN DUNHAM 1962.	74
FIGURA 21: PRINCIPALES MEDIOS SEDIMENTARIOS. FUENTE: FI-UNAM DICT.....	75
FIGURA 22: CLASIFICACIÓN DEL TAMAÑO DE GRANO DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS. FUENTE: FI-UNAM DICT.....	76
FIGURA 23: ETAPAS DE MADURACIÓN EN LA GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS. FUENTE: SCHLUMBERGER.....	79
FIGURA 24: CORRELACIÓN DE LA REFLECTANCIA DE LA VITRINA (Ro) CON LA PROFUNDIDAD EN LUTITAS (MODIFICADA DE REPSOL YPF, 2010).	80
FIGURA 25: COMPOSICIÓN DEL FLUIDO FRACTURANTE CARGADO CON APUNTALANTE.....	92
FIGURA 26: TABLA DE EVENTOS GEOLÓGICOS PARA LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA DE BURGOS. FUENTE: SCHLUMBERGER... 98	98
FIGURA 27: MODELO DE GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS Y TABLAS DE EVENTOS GEOLÓGICOS PARA LA CUENCA DE SABINAS. FUENTE: SCHLUMBERGER.	100
FIGURA 28: TABLA DE EVENTOS GEOLÓGICOS PARA LOS PRINCIPALES SISTEMAS PETROLEROS DE LA PROVINCIA DE TAMPICO-MISANTLA. FUENTE: SCHLUMBERGER.	101
FIGURA 29: TABLA DE EVENTOS GEOLÓGICOS PARA LOS PRINCIPALES SISTEMAS PETROLEROS DE LA PROVINCIA DE VERACRUZ. FUENTE: SCHLUMBERGER.	103
FIGURA 30: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LUTITAS EN LOS ESTADOS UNIDOS 2000-2013. FUENTE: ENERGÍA A DEBATE.	110
FIGURA 31: MAPA DE LOS SISTEMAS PETROLEROS EN MÉXICO. FUENTE: PEMEX A TRAVÉS DE PEP.....	115
FIGURA 32: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LAS CUENCAS PETROLERAS PROSPECTIVAS. FUENTE: PEP.....	118
FIGURA 33: SECCIÓN APLANADA EN LA CIMA DEL CRETÁCICO. FUENTE: CONTRALÍNEA.....	120
FIGURA 34: COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EMERGENTE-1, PERCUTOR-1, ANHÉLIDO-1. FUENTE: IFAI.....	123

Índice de Tablas

TABLA 1: PRODUCCIÓN Y VOLUMEN DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL. FUENTE: PEMEX.....	29
TABLA 2: RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL, 2012. FUENTE: SENER.....	31
TABLA 3: PAÍSES CON MAYOR CONSUMO DE GAS NATURAL, 2012 (MMPCD). FUENTE: SENER.....	33
TABLA 4: PAÍSES CON MAYOR PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, MMPCD. FUENTE: SENER.....	35
TABLA 5: CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTOR 1994-2009 Y 2012, (MMPCD).	41
TABLA 6: PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL EN MÉXICO, 1992-2012 (MMMPCD). FUENTE: BP STATISTICALREVIEW OF WORLDENERGY, 2013.	42
TABLA 7: PRODUCCIÓN Y VOLUMEN DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL. FUENTE: PEMEX.	43
TABLA 8: CONSUMO Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 1984-1988,(MMMPCD). FUENTE: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLDENERGY, 2013.....	44
TABLA 9: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, MMPCD. FUENTE: BASE DE DATOS INSTITUCIONAL DE PEMEX.....	50
TABLA 10: OFERTA Y DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL. FUENTE: SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA CON INFORMACIÓN DE PEMEX	51
TABLA 11: CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL, 2002-2012 (MMPCD). FUENTE: IMP.....	53
TABLA 12: VENTAS INTERNAS Y CONSUMOS. FUENTE: PEP. SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.	54
TABLA 13: ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL A 2012 (HP). FUENTE: PGPB.	55
TABLA 14: PERMISOS DE ALMACENAMIENTO DE GNL, 2012. FUENTE: CRE.....	57
TABLA 15: IMPORTE, VOLUMEN Y PRECIO POR CLIENTE-PRODUCTO DE GAS NATURAL. FUENTE: PEP. SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	60
TABLA 16: BALANCE DE GAS NATURAL. FUENTE: PEP, SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	61
TABLA 17: INGRESO POR COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS A NIVEL REGIÓN Y ACTIVO (MILLONES DE DÓLARES). FUENTE: PEP, SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.	61
TABLA 18: COMPONENTES PETROGRÁFICOS Y MINERALOGÍA. FUENTE: DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA, UNIVERSIDAD DE OVIEDO.	77
TABLA 19: ESCALA DE MADUREZ DE ACUERDO A LOS VALORES DE LA REFLECTANCIA DE LA VITRINITA (Ro).	80
TABLA 20: POTENCIAL DE LAS FORMACIONES DE ACUERDO A VALORES DEL CARBONO ORGÁNICO TOTAL.....	81
TABLA 21: VALORES DE V PARA DIFERENTES TIPOS DE ROCA	84
TABLA 22: VALORES DE E QUE PUEDEN UTILIZARSE PARA DIFERENTES FORMACIONES.	84
TABLA 23: CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS DE LAS FORMACIONES DE LA CUENCA SABINAS-BURGOS.	98
TABLA 24: COMPARATIVO DE PROYECTOS DE GAS CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL. FUENTE: STATOIL, 2012.	109
TABLA 25: SISTEMAS PETROLEROS EN MÉXICO. FUENTE: PEMEX	115
TABLA 26: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS DE LAS ROCAS GENERADORAS DE LAS PROSPECTIVAS.	117
TABLA 27: PARÁMETROS ESTÁNDARES INTERNACIONALES NECESARIOS PARA QUE UNA ROCA GENERADORA POSEA POTENCIAL GENERADOR.	118
TABLA 28: ANÁLISIS DE COSTOS REALIZADOS A POZOS DE GAS DE LUTITAS (M.N.). FUENTE: IFAI	121
TABLA 29: GASTOS INICIALES Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA, GAS Y CONDENSADOS. FUENTE: IFAI	121
TABLA 30: PRINCIPALES DESCUBRIMIENTOS DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013. FUENTE: PEMEX.....	124
TABLA 31: COSTOS POR PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONALES M.N. FUENTE: PEP A TRAVÉS DEL IFAI.	124

Agradecimientos

El presente trabajo se lo dedico a mi familia, a mi madre Ma. Del Carmen Campos Julio, a mi padre Javier Geron García, a mis dos hermano que me han acompañado y apoyado toda la vida, Javier Geron Campos y Jorge Geron Campos quienes han sido el motor de mi vida. Quiero hacer una mención especial a mi madre Ma. Del Carmen Campos Julio quien me ha enseñado que el trabajo y la perseverancia son la base fundamental para alcanzar el éxito. Agradezco sobre todo a Dios por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida, por los triunfos y momentos difíciles que me han enseñado a valorar día a día la vida.

Agradezco a todos los profesores que se encargaron de enseñarme las bondades de esta profesión tan noble, y que fueron mis cimientos en el conocimiento de la ingeniería. Pero sobre todo agradezco a la H. FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, por su excelencia y entrega en la formación de profesionales.

Hago un agradecimiento singular al Profesor Dr. Salvador Ortuño Arzate que, como director de esta tesis, me ha orientado, apoyado y corregido en mi labor científica.

Gracias al Mtro. Fabio Barbosa Cano, cuya intervención en este trabajo ha sido de suma ayuda y de gran aporte. Asimismo agradezco a cada uno de mis sinodales quienes han dedicado parte de su tiempo en la revisión de este trabajo de investigación.

A todos y cada uno de mis amigos que me han depositado su confianza y me han motivado día con día seguir con este y muchos otros proyectos, gracias.

Objetivo general

La elaboración de esta tesis tiene como objetivo, en primera instancia, proporcionar un diagnóstico real sobre la problemática de la disponibilidad y suministro de gas natural en el país, para con ello formular una descripción de variables que intervienen en este contexto. En segundo término, realizar un análisis crítico sobre las posibles soluciones propuestas por las instancias gubernamentales en el sector energético, con relación a la exploración y explotación de las lutitas de gas, como solución a la demanda y la carencia de este recurso. En otras palabras, esta investigación pretende aportar elementos de análisis y decisión hacia soluciones alternativas, que permitan asegurar el incremento y disponibilidad de gas natural en nuestro país.

Justificación

La actual situación que sufre el país, en cuanto a la escasa disponibilidad de gas natural, ha generado pérdidas económicas ingentes a la industria petrolera nacional y al país en general. Ante esta problemática se ha propuesto, por parte de las instancias del Estado mexicano, que la explotación de las lutitas de gas del país podría hacer repuntar las reservas de gas para satisfacer las necesidades nacionales. Con base en estas premisas sobre el contexto nacional, es urgente y necesario analizar las posibilidades técnico-geológicas reales sobre la viabilidad de la exploración y explotación de este tipo de recursos no convencionales. Esta investigación se propone coadyuvar a construir una visión real y concreta sobre la viabilidad de estos recursos en México.

Introducción

La nacionalización de los recursos fósiles en México en 1938 representó un parteaguas histórico en la toma del control de otros países productores sobre sus propias reservas de hidrocarburos en 1970. El éxito derivado de este control sobre sus recursos se confirma en que hoy en día alrededor del 90% de las reservas de petróleo y gas en el mundo, así como 75% de la producción, se encuentran bajo control de sus gobiernos y empresas estatales.

No obstante, el rumbo de la industria petrolera nacional pasa por un nuevo punto de inflexión que constituirá un nuevo eje sobre el cual se darán pautas para una nueva configuración en el sector energético. Esta reforma es de gran calado con lo que implica crear y actualizar el marco normativo para regular todas las actividades petroleras, incluyendo recursos no convencionales y aguas profundas.

Mediante la reforma energética se pretende enfrente de lleno a la problemática existente del suministro interno de gas natural en el país, que al menos en el periodo comprendido entre 2007 y 2012 ha crecido en 17% mientras que la producción sólo ha aumentado 2%, mediante el emprendimiento de proyectos de yacimientos no convencionales y agua profundas.

Sin embargo, el sector energético se caracteriza por ser una industria compleja, con necesidad de grandes inversiones de capital antes de producir pero con incertidumbre sobre los potenciales descubrimientos. Es imperante necesidad que las instancias gubernamentales antes de decidir incursionar de lleno a la explotación de recursos no convencionales y aguas profundas es necesario emprender un trabajo riguroso y sistemático que sustenten alguna posibilidad de éxito ante los retos que implica dicha actividad.

Para ello, el presente trabajo se divide en tres secciones principales con objeto de servir como marco de referencia para posteriores investigaciones así como una herramienta de consulta que permita entender de manera simple pero eficaz la coyuntura actual del gas natural del país.

La primera sección permite al lector comprender de manera general la situación actual de la industria petrolera en México; para ello se aborda desde la fase incipiente de la industria petrolera nacional hasta la época actual contemplando desafíos, retos tecnológicos, éxitos, reformas, etc., que han forjado de alguna la configuración actual del sector energético.

La demanda de gas natural en el país en el último lustro ha crecido en un orden de 17% mientras que la oferta sólo ha sido de 2%, esto ha orillado a un incremento en las importaciones; no obstante, la incapacidad de los gasoductos para surtir los puntos de oferta y consumo ha visto limitada por su poca flexibilidad. Con lo que en la segunda sección se ofrece un análisis del comportamiento de los principales factores que atenúan dicha problemática.

La tercera sección contempla un análisis estrictamente técnico sobre el litio como posible solución para revertir la problemática del suministro interno de gas natural. Empero la exploración y explotación de estos recursos se encuentra en una fase temprana de desarrollo representando retos tecnológicos, operacionales, y comerciales al mercado en general.

Finalmente, se realiza un análisis contexto general de la investigación para posteriormente dar pie a posibles alternativas que permitan dar solución tanto a corto como a mediano plazo.

Capítulo I: Diagnóstico general de la situación actual de la industria petrolera en México

El petróleo ha sido determinante en México para su economía, finanzas públicas, industria, desarrollo tecnológico, balanza comercial, y sus relaciones con el exterior. Más aún "...ha sido un elemento determinante para la consolidación de México como Estado nacional y como un país con una economía emergente, con un nivel de desarrollo medio¹”.

Actualmente el rumbo de la industria petrolera nacional pasa por un nuevo punto de inflexión que constituirá un nuevo eje sobre el cual se darán pautas para una nueva configuración en el sector energético, específicamente petrolero y eléctrico, que no sólo se limitará a estas áreas, sino por el contrario traerá consecuencias visibles en lo que respecta a la disposición nacional. La actual propuesta del ejecutivo federal, de abrir la industria petrolera nacional a la inversión extranjera, bajo la premisa de promover la competencia y de la falta de tecnología, contradice en gran parte lo que a lo largo de la historia de la industria se ha citado.

La historia ha proporcionado, a lo largo del tiempo, herramientas contundentes que señalan los peores escenarios por los cuales la paraestatal ha pasado y que ha logrado superar gracias a la toma de riesgos políticos en el momento adecuado.

Tal es el caso, que posterior a la expropiación por parte del Gral. Lázaro Cárdenas del Río, PEMEX sufrió un asedio por parte de las grandes trasnacionales derivando en un boicot internacional; sin embargo, el genuino orgullo mexicano logró atravesar dicha situación sacando adelante a la primera empresa del país.

¹ (Gil Valdivia & Chacón Domínguez, 2008)

“...Las iniciativas estratégicas requeridas suponen un complejo trabajo técnico, una intensa tarea política y una carga legislativa importante. Sin embargo, es mucho lo que el Poder Ejecutivo puede hacer por sí mismo. Su primera obligación es contar con propuestas congruentes, integrales y detalladas en torno de las cuales pueda intentar la construcción de los consensos básicos necesarios. Su preparación obliga a precisar los cambios requeridos y explorar puntos de coincidencia con diversas fuerzas políticas. Las propuestas iniciales pueden corregirse, adecuarse y perfeccionarse a través del tiempo. Permitirían también depurar y mejorar su funcionamiento que prevalece en torno a toda iniciativa en materia energética y moderar la aguda desconfianza mutua que manifiestan en este campo las principales fuerzas políticas. En última instancia, la desconfianza es el principal obstáculo para avanzar en la reforma de una industria petrolera en crisis²”.

La historia muestra claramente que bajo la justificación Porfirista de atraer capital externo, modernizar a México y aumentar la disponibilidad del recurso petrolero (uso predominante para el ferrocarril) se permitió la entrada de inversionistas extranjeros. Sin embargo, el resultado fue poco alentador pues los que vinieron desarrollaron el petróleo para el mercado externo mientras que el mercado interno, por el contrario, quedó sin importancia. Este contexto, entre otras variables, forjó el nacionalismo de la revolución mexicana creando una identidad nacional que había comenzado probablemente a fines del siglo XIX. Este nacionalismo hizo venir una ola de rechazo por parte de las empresas extranjeras, en particular por sus gobiernos, de EUA y Europa (Inglaterra, y menor proporción Holanda) los cuales defendían un *statu quo* en que países marginales no podían y no debían modificar las reglas con las cuales se inició la inversión. Por lo que “...la lucha armada no

² Lajous Vargas, Adrián (Ex director de PEMEX). La reforma de la industria petrolera. Pp.78. CEPAL

simplemente recaía sobre el tema de la renta petrolera sino por ver el alcance de un estado periférico en revolucionar su propio marco jurídico, de afectar intereses creados; más allá, fue una lucha anti-imperialista que dejó sus primeros grandes logros en México expandiéndose posteriormente al mundo³.

El tema central de mantener la industria petrolera como mexicana no se remite sólo a un tema económico; sino a un tema político de orgullo nacional sobre el cual se sientan las bases de lo que hicieron los mexicanos en un momento crítico en contra de intereses extranjeros, llevando a la paraestatal al éxito, y que concibieron lo que hoy en día es PEMEX, creando un gran capital político de identidad nacional.

Profundizar los puntos clave de la historia de la industria petrolera permite entender el actual contexto del país, resaltando que no se trata de una reforma propuesta en años recientes, sino todo lo contrario cuenta con un enorme capital político, nacional y transnacional que empujan a los altos niveles políticos a su aprobación. Ya lo comentaba el Mtro. Lorenzo Meyer "el punto central es que hay un enorme capital político acumulado desde Madero pero sobre todo a partir de la lucha de Venustiano Carranza, de la defensa no muy buena de Álvaro Obregón cuanto tuvo que firmar los acuerdos de Bucareli⁴, del intento que hizo Calles con la primera ley petrolera que se le frustró hasta llegar al momento único del General

³ Meyer Cosío, Lorenzo. Foro público sobre la reforma energética en el Senado de la República. México 2013.

⁴ Acuerdo firmado en 1923 entre los países de México y EUA. Oficialmente llamado "Convención Especial de Reclamaciones" por pérdidas sufridas por ciudadanos o sociedades de los EUA causadas por las guerras de la Revolución Mexicana. Los puntos se resumen en cuatro: 1. Las propiedades agrícolas expropiadas a estadounidenses se pagarían con bonos, si no eran mayores a 1755 hectáreas, 2. Las propiedades que rebasaran dicha extensión, el pago sería de inmediato y al contado, 3. Se integraría una comisión que se encargaría de revisar las reclamaciones pendientes a partir de 1868 (reclamaciones originadas por la Revolución se resolverían aparte), 4. Con relación al petróleo, el artículo 27 no era retroactivo para los norteamericanos que habían adquirido sus concesiones antes de 1917, lo que les permitía seguir explotando libremente el hidrocarburo.

Lázaro Cárdenas en que México derrota a dos grandes imperios, uno que declinaba y otro que iba en ascenso⁵.

Los primeros registros de intento de exploración industrial de las chapopoterías mexicanas datan de 1863, sólo dos décadas más tarde dichos intentos adquirieron carácter más serio.

“...Los primeras expediciones norteamericanas en busca del petróleo mexicano pueden resumirse en tres grandes razones: a) la demanda interna del país vecino ya era considerable, más que en países industriales, b) geológicamente hablando, México representaba la prolongación natural de los campos petroleros texanos y c) Estados Unidos de América, a finales del siglo XIX, era ya un país exportador de capitales, y México un vecino dispuesto a recibirlos⁶”.

A nivel nacional, la primera empresa en establecerse fue la Waters Pierce Oil Co., fundada en 1887, Subsidiaria de la Standard Oil. Esta empresa tenía como objetivo importar petróleo de Estados Unidos y refinarlo, en Tampico, para satisfacer la demanda local cuyo uso era primordialmente para el ferrocarril. Hasta 1906, fue la única empresa que contaba con una refinería.

En 1901, bajo la organización de Edward L. Doheny, comenzó la producción de petróleo en el país. El entonces presidente Díaz asumió con entusiasmo dichas operaciones previendo una transición del uso del carbón⁷, (principal fuente de energía tanto para ferrocarriles como las industrias mineras y eléctricas) al petróleo. De esta manera, se promovieron concesiones que permitían a los

⁵ Foro público sobre la reforma energética en el Senado de la República. PRD. México 2013.

⁶ Meyer Cosío, Lorenzo. *El desarrollo de la industria petrolera en México*. El Colegio de México, 1981.

⁷ De 1900 a 1910 representó entre el 2.2% y el 3.7% de las importaciones totales. Estadísticas económicas del Porfiriato: comercio exterior de México 1887-1911. Pp.249

petroleros derechos de importar, libre de impuestos, cualquier maquinaria requerida por la empresa así como una exención sobre todo impuesto interno, con excepción de el del plazo de concesión (por diez años).

En la cumbre del auge petrolero mexicano se exportaba a veintisiete países, donde los principales destinos eran los puertos norteamericanos y europeos (principalmente ingleses). En cierta medida, los puertos norteamericanos fueron sólo receptores temporales de combustible mexicano pues éstos eran reexportados a Europa. Fue hasta 1922 en que ante el aumento de las exportaciones de Venezuela, Perú y Colombia, aunado a la baja producción nacional, se perdiera la importancia que México tenía en los mercados extranjeros. A partir de la expropiación de 1938, se enfocó a que la producción petrolera se dedicara al abastecimiento de las necesidades del país, no sólo por la pérdida de mercados extranjeros, sino por el creciente consumo interno, llevando de manera paralela, a un aumento del ritmo de industrialización del país, promovida por la segunda Guerra Mundial.

1.1 El desarrollo de la industria petrolera nacional

Puede hacerse una distinción de cuatro etapas principales de la industria petrolera que abarca el periodo comprendido entre 1901 y 1938.

La primera etapa se remite a los últimos años del Porfiriato, que va de 1901 a 1910, donde se tuvo baja producción y modesto ritmo de crecimiento. En dicho periodo Doheny y Pearson descubren los primeros campos, en la zona del Golfo, en donde se perforan los primeros pozos con valor comercial. Posteriormente se descubren otros campos, permitiendo un incremento acelerado de la producción.

El periodo seguido comprende los años entre 1911 a 1921, "época dorada" de la industria petrolera, donde la producción petrolera mexicana fue sólo superada entonces por la de los EUA. La bonanza de México era alentada por el aumento de reservas producto de una demanda mundial cada vez más alta, la fabricación del automóvil y la Primera Guerra Mundial. Fue así que México pasó de aportar el 15.4% de la producción mundial en 1911 al 25.5% en 1921. Paralelo a ello, el éxito en Texas disminuía y el Medio Oriente aún no era explotado a fondo. Dichos resultados generaron especulaciones de tal índole que se decía que sin la producción de los campos mexicanos sobrevendría una escasez mundial de petróleo.

Un descenso radical e ininterrumpido de la producción nacional caracterizó al periodo de 1922-32 derivado de importantes descubrimientos a nivel internacional. Es así que con el descubrimiento de los yacimientos del Lago de Maracaibo los ánimos puestos en México se desplomaron, trayendo como consecuencia el cierre de refinerías, el abandono de oleoductos y el despido de personal trabajador, como resultado del cese de inversiones en el país. Tal fue el desplome de la plataforma de producción del país que de representar, en 1924, el 13.7% de la producción mundial cayó a sólo 3% para 1930.

Se atribuye el descenso a razones políticas y económicas de las compañías trasnacionales para ejercer presión al gobierno, mediante ~~de~~ la reducción de paga de impuestos y el aumento del desempleo, orillándolo a aceptar un cambio legislativo constitucional más adecuado a sus intereses.

Finalmente, en el periodo comprendido de 1933 a 1938 en el cual, la producción advierte una ligera, pero constante, mejoría. Periodo en el que se tuvo una relativa

recuperación al descubrirse y explotar los depósitos de Poza Rica por El Águila. La explotación era cada vez más desalentadora por una combinación de bajos precios, restricciones arancelarias norteamericanas, impuestos mexicanos e incertidumbre sobre los derechos de propiedad. México, para fines del siglo XIX, contaba con un modelo económico basado en el flujo de capital extranjero que permitió, en gran medida, la apropiación privada de los derechos de propiedad de los recursos mineros.

1.2 Política desestabilizadora: Cambios estructurales en PEMEX

En 1901 se expide la primera Ley del Petróleo facultando al Ejecutivo federal a otorgar permisos a particulares y compañías para explorar y explotar terrenos propiedad de la nación. Con ello, bajo el mandato del presidente Porfirio Díaz, comienza el desmantelamiento de los derechos de propiedad existentes e inicia la industria petrolera mexicana, basada en inversiones extranjeras, bajo condiciones fiscales favorables a las compañías petroleras.

Derivado de la contienda revolucionaria de 1910, en el proyecto de la consolidación del país, se tiene como objetivo prioritario devolverle a la nación la propiedad sobre los recursos mineros así como el control sobre las actividades sustantivas de la industria; siete años más tarde se expide la Constitución que nos rige actualmente y, mediante el artículo 27 constitucional, se restituye a la nación los derechos de propiedad sobre los recursos del subsuelo. Ciertamente su implementación ocurrió con retraso, sin embargo, permitió a la nación manejar la fiscalidad de la industria lo cual fue reconocido por las compañías internacionales. Vertiginosamente se inició una nueva dinámica de explotación basada en el abastecimiento nacional con propósito de apoyar la industrialización del país.

En 1917, bajo el gobierno de Venustiano Carranza, se visualizan dos premisas importantes: la primera donde se decreta un impuesto *ad valorem* del 10% sobre las exportaciones de petróleo, generando la oposición de las compañías extranjeras, seguido del establecimiento de pago de una regalía del 5% por concepto de la producción total desarrollada por propietarios de la superficie o arrendadores. Esto fue el parteaguas entre el gobierno federal y las compañías petroleras, de las cuales no se hizo esperar respuesta, pues rechazaban la nueva legislación en vigor acusando al gobierno mexicano de querer confiscar los derechos adquiridos sobre suelo y subsuelo.

En 1925 el presidente Plutarco Elías Calles promulga la primera Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, creándose, por decreto, la dependencia de Control de Administración del Petróleo Nacional, al cual las compañías petroleras rechazaron sujetarse, aduciendo subsistencia de las concesiones otorgadas en el gobierno de Porfirio Díaz.

El Sindicato Revolucionario de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM) cuestiona los ambientes laborales imperantes por las empresas transnacionales, proponiendo un contrato único que homogenizara los salarios y mejorara las condiciones laborales; éstas lo rechazan inmediatamente. Pese a ello, la Junta de Conciliación y Arbitraje falla a favor del sindicato. En último momento dichas empresas quieren buscar un arreglo, sin embargo, el presidente Lázaro Cárdenas había anunciado ya la de expropiación de sus bienes, aplicando la Ley de Expropiación, expedida el 25 de noviembre de 1936.

No obstante, "...la nacionalización no descartó en un primer plano la participación privada, las concesiones así como otras figuras legales ya que en la versión primera

del artículo 27 constitucional existía la posibilidad de concesiones⁸. Empero para el 9 de noviembre de 1940, tras reformar el artículo 27 y 28, se detalla los alcances y límites de la industria petrolera precisándose que será el Estado el encargado de explotar los recursos fósiles, así como que dicho acto no constituirá monopolio. De esta manera, el Estado mediante PEMEX toma las operaciones de la industria con derecho exclusivo sobre la exploración y explotación de hidrocarburos, asignación de terrenos, así como, las actividades relativas a la cadena de valor comercial de la industria.

Al finalizar el sexenio de Luis Echeverría Álvarez se cuenta con dos grandes crisis petroleras internacionales, entre 1971 y 1974, donde México ofrece aumentar volúmenes de producción exportables, a cambio de préstamos internacionales, derivando en un aumento de la deuda pública, que alcanzó los 19,000 millones de dólares, perfilando la crisis económica de la época y la búsqueda de su solución a través de la solicitud de créditos al Fondo Monetario Internacional.

El periodo gubernamental siguiente, de José López Portillo, se distinguió por una excesiva sobreexplotación de yacimientos, producto de presiones de EUA, acelerándose los trabajos de perforación a través de contratistas privados. Bajo este contexto se colocó a la paraestatal como eje primordial para financiar el proyecto de industrialización nacional a partir de las exportaciones petroleras.

Al finalizar el sexenio se alcanzó una crisis financiera sin precedentes, que ascendió a 90.000 millones de dólares, producto de una frágil economía petrolizada, además de un desplome drástico del precio internacional del barril de

⁸ Cuando la expropiación tuvo lugar aún seguían vigentes 1.596 títulos de concesión confirmatoria abarcando una superficie de 5.741.59 hectáreas y 82 títulos de concesión ordinaria lo cual da cuenta de la relevancia de las concesiones. (Vargas Suarez, Derechos de propiedad e industria petrolera mexicana, 2010) Pp.8

petróleo crudo, diez dólares, con lo cual el gobierno, al no poder sostener la economía, tuvo que devaluar el peso mexicano frente al dólar.

Posterior al desplome drástico de los precios internacionales del crudo, éste se utilizó para evitar el desplome económico del país a partir de préstamos internacionales y contratos de deuda. "... Fue a partir de entonces que la paraestatal se vio limitada por programas de ajuste estructural impuestos por el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional encomendándosele ser la principal fuente para el presupuesto nacional desintegrándola verticalmente mediante la desregulación de actividades⁹". El proceso fue acompañado por una mayor liberalización, privatización y contratismo, de actividades que modificaron principios constitucionales, mediante reformas jurídicas, para desplazar la inversión pública de esas tareas.

Fue en 1983, con el gobierno de Miguel de la Madrid Hurtado, cuando se realizó una reforma constitucional que distinguía las áreas estratégicas a las que denominó como prioritarias. En lo referente a las áreas estratégicas se instituyó no admitir concesiones, permisos, ni se considerarían como monopolios, por lo que el gobierno federal seguiría manteniendo el control y la propiedad (art. 28, párrafo 4).

Las presiones, del país vecino del norte, en limitar la producción de productos petroquímicos no cesaban. Por lo que para 1986, por disposición oficial, de ser clasificados 36 productos petroquímicos como básicos pasan a ser considerados como secundarios, dando pie a una era de importaciones. Asimismo se impulsó privatizar filiales de PEMEX como lo fue la cesión de funciones comerciales a un grupo de empresas denominadas Petróleos Mexicanos Internacional (PMI).

⁹ *Ibid.* Pp. 12

“...La claudicación manifiesta del Estado mexicano para mantener la soberanía sobre los hidrocarburos se inició (1985) con la adopción de las políticas de Reconversión Industrial. Esta política se ha integrado de estrategias y acciones financieras, fiscales, de exploración y explotación de reservas, comercio exterior, seguridad, medio ambiente, sobre regulación a PEMEX y desregulación al mercado privado, reorganización de PEMEX, la relación de la empresa con sus clientes y proveedores, pasando por las alianzas estratégicas con la iniciativa privada, cambios en los procesos de exploración y producción, refinación, petroquímica, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización, acciones encaminadas a la destrucción de la capacidad interna para desarrollar proyectos, así como para generar una dependencia tecnológica del extranjero¹⁰.”

Bajo el mando presidencial de Carlos Salinas de Gortari se alejó más aún la industria del mandato constitucional por medio de la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) en 1992. Con ello se incorporaba económicamente al país con el resto de Norteamérica. Ésto representó un marco de referencia para una posterior reforma al artículo 27 constitucional donde se autoriza a sectores de la industria del gas natural y eléctrico, transporte, almacenamiento y distribución a la participación del sector privado tanto nacional como extranjero.

“...1992 fue un año crucial en la legislación interna de la paraestatal modificándose gradualmente el régimen de propiedad y sus funciones en la industria petrolera. La ley orgánica de 1992 quita a PEMEX el objetivo de manejar todas las actividades,

¹⁰ Hickman Sandoval, Alfonso. La reconversión industrial: inicio de las reformas neoliberales privatizadoras en PEMEX previas a la Reforma Energética de 2008. México 2011. Editorial Cosmos

reduciéndose a “ejercer la conducción central y la dirección estratégica de las actividades de la industria”, parteaguas para una reestructuración organizacional¹¹.

De la aprobación de dicha Ley se crean las cuatro filiales dependientes de una estructura central, tipo holding, dividido en: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, y PEMEX Petroquímica. Igualmente se crea la Comisión Reguladora de Energía que, para 1996, funge como un órgano regulador de las actividades del *downstream* del gas.

“...Durante 1995-1998 hubo una prevaeciente inversión en el extranjero para refinar crudo antes que en el propio país de tal modo que las importaciones de petrolíferos incrementaron a un porcentaje de 33%. Todo bajo el argumento que es más barato importarlas que producirlas ya que con los costos de oportunidad que se utilizan es más barato importar que añadir valor y basar los precio en los costos de producción¹²”.

Bajo el mandato del presidente Vicente Fox Quesada, muy similar a la estrategia propagandista del ejecutivo en curso, Enrique Peña Nieto, se realizó una difusión populista en donde se infería temor sobre la escasez, en torno a las reservas, apuntando como la mejor opción la intervención privada. Dichos cambios lograron tener lugar en actividades corriente arriba de la industria, de este modo destaca la “...apertura de las actividades de exploración y producción en la cuenca de Burgos a través de los Contratos de Servicios Múltiples que tienen la característica de dejar

¹¹ Navarro Arredondo, Alejandro. La reestructuración organizacional en Petróleos Mexicanos. Pp. 1-37. México 2007. Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública. Nro.25. Cámara de Diputados LX legislatura

¹² (Vargas Suarez, Derechos de propiedad e industria petrolera mexicana, 2010) Pp.15

en manos de las corporaciones internacionales actividades sustantivas de la industria en donde el contratista se trasforma en productor independiente¹³.

“...La reversión del modelo estatal se ha logrado a través de la implementación de mecanismos para desmembrar sus capacidades endógenas tales como la innovación y el desarrollo tecnológico a favor de un *outsourcing* que prometía reducir costos. Todo lo anterior ha ido socavando las bases gerenciales, financieras y técnicas de PEMEX culminando con la Reforma Energética de 2008¹⁴”.

La reforma aprobada en el sexenio del presidente Felipe Calderón, particularmente en el Reglamento “...permitió la transformación de la generalidad legislativa en un sistema contractual en el que están presentes diversos mecanismos de transferencia de la renta petrolera a los inversionistas¹⁵”. Si bien esta reforma trajo como aporte la consolidación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), como órgano desconcentrado de la SENER, con facultades de regular la exploración y extracción del petróleo a través de dictámenes técnicos de los proyectos, no incrementó la competencia en el mercado de los hidrocarburos así como tampoco logró atender los grandes problemas.

Esta serie de premisas de desmantelamiento regulatorio de la paraestatal simplemente representó la antesala de lo que actualmente se tiene aprobado (Reforma energética 2013) que se discute en el pleno del senado.

¹³ *Ibid.* Pp.16

¹⁴ *Ibid.* Pp.21

¹⁵ *Ibid.* Pp.19

1.3 Tecnología, recursos humanos, y política: Papel del IMP en la historia de la industria petrolera nacional

“...El progreso continuo en cuanto a eficiencia, productividad e innovación tecnológica ha logrado desarrollar la industria energética mundial garantizando su competitividad a corto y largo plazo. De igual modo ha permitido el incremento simultáneo de desempeño desde el punto de vista de la salud, la seguridad y el cuidado ambiental. La ola de innovaciones puestas en marcha ha cambiado la geopolítica del petróleo entre los países. Es por ello que en el futuro el progreso técnico seguirá siendo la piedra de toque para que la curva de oferta permanezca invertida, posiblemente hasta que el oro negro sea sustituido sin sobresaltos y ordenadamente por otras fuentes de energía¹⁶”. Esto nos exige realizar un análisis exiguo, pero significativo, del papel que ha tenido el desarrollo tecnológico en el rubro petrolero nacional y del papel que ha desempeñado el IMP en el mismo.

El elemento clave dentro, y de mayor valor, de cualquier industria es, sin duda, sus recursos humanos que aunado a un desarrollo tecnológico, acorde a las necesidades imperantes de mercado, potencializan totalmente a la empresa. Sin embargo, la importancia de invertir en desarrollo de talento para la investigación en el sector de los hidrocarburos ha sido mínima (véase Fig. 1); esta falta de interés se vuelve abismal al momento de contrastar con las innovaciones en investigación y tecnología de otros países. Tal es el caso que “...el IMP reportó que el total de recursos financieros destinados a la formación de recursos humanos pasó de 66 millones de pesos en 2006 a 45 millones de pesos en 2011¹⁷”.

¹⁶ Domínguez Vargas, Guillermo y; Rodríguez-Padilla, Víctor. Tecnología: Factor de equilibrio del mercado petrolero internacional. Pp. 12-15.

¹⁷ *Ibíd.* Pp. 22

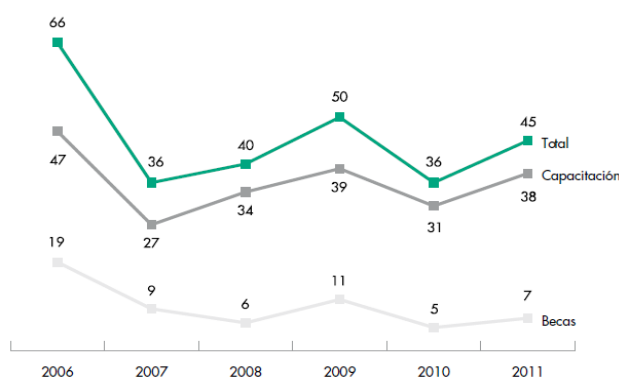


Figura 1: Inversión en la formación de recursos humanos (\$ millones). Fuente: IMP.

La investigación científica en el país se ha manejado bajo el mismo esquema de escasez de recursos de inversión. De tal suerte que en el País "...de 2,148 instituciones dedicadas a la investigación científica y tecnológica, sólo 122 estudian temas de la industria petrolera¹⁸.. este dato refleja la poca -o casi nula- importancia que han tenido dichas instituciones respecto al papel tan trascendental que juega este sector como columna vertebral de la economía nacional.

De acuerdo al Dr. Héber Cinco Ley el presupuesto necesario para investigación del instituto asciende a un poco más de 900 millones de pesos anuales¹⁹, sin embargo tan sólo para 2007 sólo recibió del gobierno 404 millones de pesos tal como se aprecia en la figura 2. Este raquítico presupuesto implica cubrir, a medias, el 45% de los gastos en investigación. La diferencia es compensada con ganancias generadas por sus operaciones.

¹⁸ México 2013 (Centro de Investigación para el Desarrollo, A.C., 2013) Pp. 17

¹⁹ Director del Instituto Mexicano del Petróleo en el periodo comprendido entre 2007-2010. Consultado en: <http://revistafortuna.com.mx/contenido/2008/04/15/agoniza-el-instituto-mexicano-del-petroleo/>

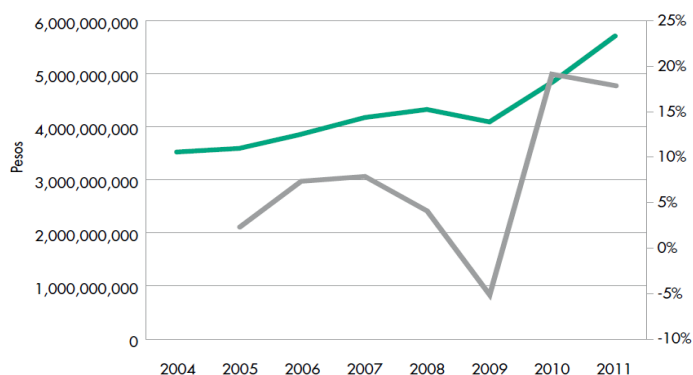


Figura 2: Recursos destinados a la investigación petrolera. Fuente: CIDAC.

El Instituto Mexicano del Petróleo fue concebido, en 1965, por excelencia, como piedra angular de la investigación científica petrolera, y como evaluador de los avances tecnológicos, con miras siempre en incrementar la capacidad productiva de PEMEX. Empero, su situación actual ha sido un total abandono de modo que "...la tasa de crecimiento de los recursos destinados a dicho instituto no corresponde con las necesidades de financiamiento a la investigación petrolera²⁰..

Para finales del siglo XX comienza una etapa de industrialización global. Estados Unidos, al igual que muchas otras naciones, mantiene estrechas relaciones entre ciencia e innovación como palanca económica y tecnológica; sin embargo, no sucedió lo mismo en América Latina.

En México este auge comenzó a partir de 1965, con la creación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), a iniciativa de Jesús Reyes Heróles quien propuso al presidente, Gustavo Díaz Ordaz, la creación de un organismo de apoyo que incentivara la independencia tecnológica en la exploración, explotación e ingeniería de proyectos, adquirir flexibilidad en la planeación de la producción, manejo de los recursos naturales y orientar sus desarrollos tecnológicos a futuro.

²⁰ *Ibid.* Pp. 21

En una primera instancia se le encomendó a PEMEX trabajos geológicos al noreste del país para definir mejor sus posibilidades petroleras, soluciones sobre recuperación secundaria; igualmente se estableció un sistema complejo de control de calidad reduciendo las importaciones de catalizadores en refinación y petroquímica. Tal fue la importancia que adquirió el instituto que para mediados de 1970 era considerado uno de los centros de investigación en petróleo y petroquímica más importantes del Tercer Mundo²¹. Sin embargo las cosechas de éxitos aún no terminaban, 20 años más tarde cubría casi todos los aspectos de la industria y había desarrollado más de 40 procesos de transformación industrial, algunos se exportaron, y poseía el índice de patentamiento por institución más alto del país. "...En 1993 tenía 389 patentes vigentes y 64 patentes en el extranjero, en su mayoría procesos de refinación y químicos (30%), aditivos y productos químicos (25%), catálisis y manufacturas (14%)²². Desgraciadamente, para 2012 sólo contaba con 172 patentes vigentes y 4 en el extranjero.

Los éxitos alcanzados por el Instituto, con finalidades tan complejas y diversificadas, sorprendió al consejo directivo del mismo. La clave de este éxito, en palabras de Reyes Heróles, fue que "el Instituto contó desde un principio con los fondos necesarios y que aceptó que se acometieran tareas que pudieran tomar plazos más o menos largos para fructificar". Y en efecto, más tarde se consolida una de las primeras plantas de proceso de refinación, materializando la ingeniería de proyecto del mismo instituto. Años más tarde, en 1972, se dio un hito importante mediante la instalación del Centro de Procesamiento Digital de Datos Geofísicos (CPDDG) el cual permitiría desarrollar modelos matemáticos,

²¹ Para 1970, México capacitaba a científicos y técnicos de Brasil, Ecuador y España.

²² Escobar y Cassaigne. Avances y perspectivas del Instituto Mexicano del Petróleo, a un cuarto de siglo de su creación. Pp. 3. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, XXII (1990).

aplicables a programas de ingeniería petrolera, ahorrando el procesamiento de datos geofísicos²³. En 1973 incrementó sus escalas y complejidad, como lo fue la refinería de Salamanca Gto., que duplicó su capacidad de proceso de crudo considerándose una de las más grandes del mundo²⁴.

“...De 1977 hasta 1981, debido a las políticas orientadas a favor de la exploración y explotación en el mar, el IMP enriqueció su acervo logrando que México alcanzara los primeros lugares a nivel mundial tanto en reservas como en producción; asimismo dominaba la secuencia en el desarrollo tecnológico desde el estudio básico, elaboración de ingeniería de proceso y proyecto constructivo final, lo cual pocas instituciones poseían²⁵”.

Resultado de la crisis de 1982, la cual trajo consigo una restricción al presupuesto público, aunado al cambio de políticas económicas, se modificó la relación entre el IMP-PEMEX reflejándose en que las actividades comenzaron a ser facturadas y contabilizadas como servicios a PEMEX²⁶. Enfrentados a escasez de recursos la transformación fue difícil y lenta; de esta manera el gobierno federal comienza una reducción de gasto y personal, en actividades administrativas, para reposicionarlas en actividades enfocadas a trabajos de ingeniería. Fue así cómo se acotaron las necesidades definidas por PEMEX al IMP que más bien era de bajo perfil tecnológico y concentrado en servicios.

Por supuesto, este paquete de hechos traería un atraso significativo al IMP debido a que los últimos trabajos encomendados por PEMEX eran enfocados, en su

²³ Para esas fechas se procesaban en el extranjero.

²⁴ Reafirmando la capacidad ingenieril desarrollada por la Gerencia de Refinación de PEMEX y el IMP.

²⁵ Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C. La participación del Instituto Mexicano del Petróleo en el desarrollo de la industria petrolera nacional. Pp. 12. Archivo Histórico del IMP.

²⁶ Desde 1986 en lugar de pagar una cantidad fija mensual al Instituto, se estableció un sistema de pago a base de facturas aprobadas por las áreas y en conformidad con el área de PEMEX que recibía el servicio.

mayoría, a servicios²⁷. De esta manera el instituto, al dedicarse a proveer servicios para las actividades operativas de Pemex, no logró concretar proyectos de largo plazo que le permitieran comercializar internacionalmente nuevos productos, representando una limitante para el desarrollo tecnológico de la paraestatal.

Las limitaciones presupuestales impuestas al IMP resultaron en un atraso significativo en el quehacer científico y tecnológico, traduciéndose en pérdidas monetarias a la paraestatal y por ende a la economía nacional. Bajo una visión cortoplacista no es sorprendente la falta de capacidad tecnológica para aguas profundas, premisa por la cual se han basado los últimos gobiernos en hacer hincapié de la "necesidad" de permitir la apertura tecnológica extranjera en todo su esplendor. Es importante recalcar que el Instituto sí emprendió investigaciones de frontera, sin embargo, sus prioridades al estar enfocados hacia desarrollos para las operaciones diarias "no le servían a PEMEX", por lo que dicho proyecto fue transferido a las instituciones universitarias competentes²⁸. Limitando una vez más la capacidad real del instituto.

El IMP representó un catalizador de patentes e innovaciones que permitieron el auge de la producción petrolera en las décadas de 1970 y 1980, pero la escasa -o casi nula- importancia que se le ha dado en años recientes ha reducido sus capacidades endógenas orillándolo prácticamente a ser una empresa de servicios.

El sistema científico y tecnológico mexicano sigue siendo pequeño para el desafío nacional y global, con innovaciones discontinuas, débiles relaciones entre universidades, industria y gobierno, y sujeto a la inestabilidad de las decisiones

²⁷ A partir de 1982 empieza una subcontratación del IMP con base en servicios. Todo lo que hacía el IMP se le pagaba como servicios, hasta la misma investigación básica.

²⁸ Universidad Nacional Autónoma de México e Instituto Politécnico Nacional.

gubernamentales. Para ello "...preocuparse por la tecnología implica considerar el análisis del desequilibrio en perspectiva histórica, en donde la creación, transferencia, cambio e innovación tecnológica permiten entender al capitalismo como un sistema evolutivo, más que un sistema lineal y en equilibrio"²⁹.

1.4 Reforma energética 2013: ¿Un nuevo capítulo para el sector energético en México?

La realidad financiera, elevada carga fiscal, pasivos laborales, corrupción y sindicato sólo son algunos elementos que han condicionado la eficacia y eficiencia de PEMEX, culminando en la aprobación de la reforma energética de diciembre de 2013. Representando un cambio de paradigma sin precedentes.

La apertura energética conlleva por sí mismo un cambio de paradigma; sin embargo esto es garantía de éxito. Es imperante necesidad lograr la mayor transparencia, tanto en los negocios como en los contratos derivados de esta reforma, pues en un país donde los beneficios personales, políticos y colectivos se anteponen a intereses para el bien común el número de reformas carecen de sentido. Asimismo es fundamental romper con esa hermeticidad de acceso y divulgación de la información fidedigna -como se ha manejado hasta ahora- que permita monitorear constantemente cambios en cualquier proceso. Este principio de "...máxima publicidad deberá aplicarse en un sentido amplio a todas las compañías operadoras, proveedoras y de servicios que intervengan en la industria petrolera"³⁰.

²⁹ Guajardo S., Guillermo. El papel del Instituto Mexicano del Petróleo en el cambio tecnológico de PEMEX: la búsqueda de un margen de maniobra en el subdesarrollo, CA. 1965-1990. Ponencia. Congreso de la Asociación Mexicana de la Historia Económica.

³⁰ Shields, David. ¿Reforma frágil? Periódico Reforma vía Energía a Debate. Consultado en: <http://energiaadebate.com/%C2%BFreforma-fragil/> 25/Marzo/2014.

El decreto de reforma a la Constitución en materia energética, aprobada el pasado diciembre de 2013, elimina el monopolio gubernamental sobre la cadena de valor para el suministro de hidrocarburos; con ello PEMEX –también CFE- pasa a ser una empresa productiva del Estado permitiéndose celebrar con transnacionales contratos de participación en los eslabones más importantes de la cadena de valor. Es decir, que todos los procesos de extracción, explotación, transporte, refinación, petroquímica, distribución y comercialización podrán ser realizadas por el sector privado –preponderantemente empresas transnacionales- y que por ley podrán ser propietarias de las instalaciones requeridas para ello.

Las participaciones entre empresas públicas del Estado, PEMEX y CFE, con particulares se darán en base de una serie de modalidades de contratación. Es así que para la etapa del *Upstream* existirán cuatro diferentes modalidades de contratación; en tanto que para la etapa de *Midstream* y *Downstream* será por contratos y permisos respectivamente.

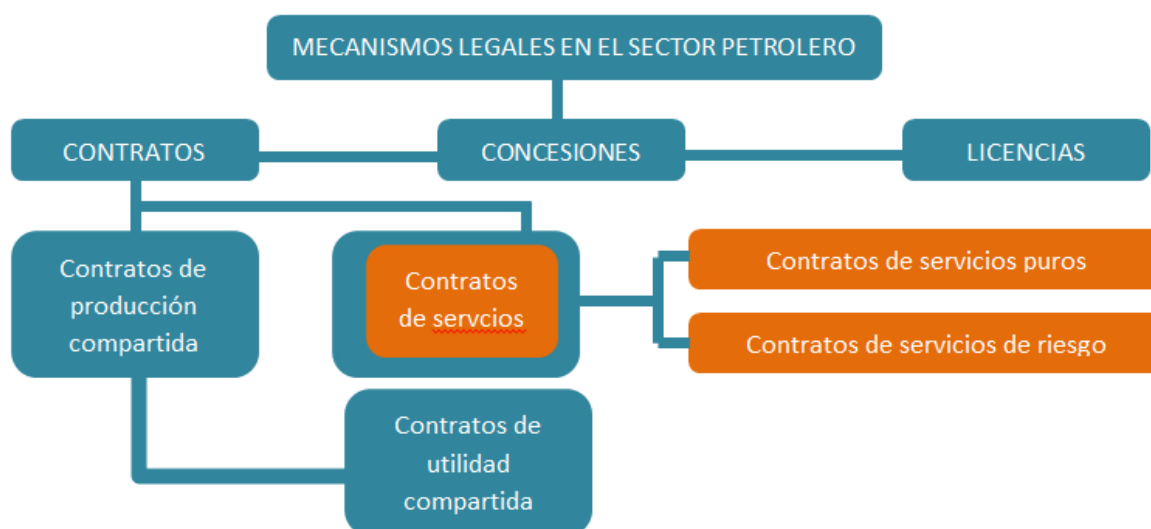


Figura 3: Mecanismos legales en el sector petrolero. Fuente: IMCO

Esta nueva estructura, próxima a verse, lía la necesidad de modernizar a todo el sector energético, ello implica fortalecer a las instancias reguladoras inmediatas; asimismo trae consigo la creación de nuevos organismos reguladores (fig.4).

	Organismo	Función
Nuevo orden de competencias	SENER	Diseñará los contratos y lineamientos técnicos para las licitaciones
	CNH	Responsable de asignar concesiones y contratos
	CRE	Otorgará permisos para transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos, así como regular accesos y desarrollo de redes de conducción.
	SHCP	Establecerá las condiciones económicas y fiscales de los contratos
Nuevos Organismos	FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO PARA LA ESTABILIZACIÓN Y DESARROLLO	Fideicomiso encargado de recibir los ingresos, realizar los pagos a contratistas, las transferencias para las inversiones, fondos para estados y para sustentabilidad ³¹
	CENTRO NACIONAL DE CONTROL DEL GAS NATURAL	Encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento.
	CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA	En materia de electricidad, establecerá los términos legales requeridos que fomenten el acceso abierto y operación eficiente del sector eléctrico y vigilará su cumplimiento
	AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE	Regulará y supervisará las instalaciones y actividades del sector. Principal foco de atención será prevenir derrames y accidentes en el manejo de hidrocarburos.

Figura 4: Nuevo orden de competencias y Nuevos organismos. Fuente: La Jornada

Es imperante comprender que la implementación de la Reforma Energética será gradual y que los proyectos emanados por ella, atravesarán múltiples riesgos, y serán a largo plazo (mínimo entre 10 a 20 años). Asimismo, es importante asumir que no sólo se avecina un cambio en la industria, petrolera y eléctrica, sino que implica una revolución jurídica y legal al margen de la Ley en todos los estratos sociales.

La explotación de los principales campos del país, en especial los yacimientos gigantes y supergigantes, atraviesan una etapa de declinación pronunciada propio de la declinación natural debido a su ciclo de vida productiva (algunos a punto de alcanzar su fase de abandono) tal como se muestra en la figura 5. Bajo este contexto, la Reforma Energética tiene en puerta una gran labor por hacer al tener

que incentivar a las empresas a invertir sin una garantía sólida de abasto de insumos de energéticos.

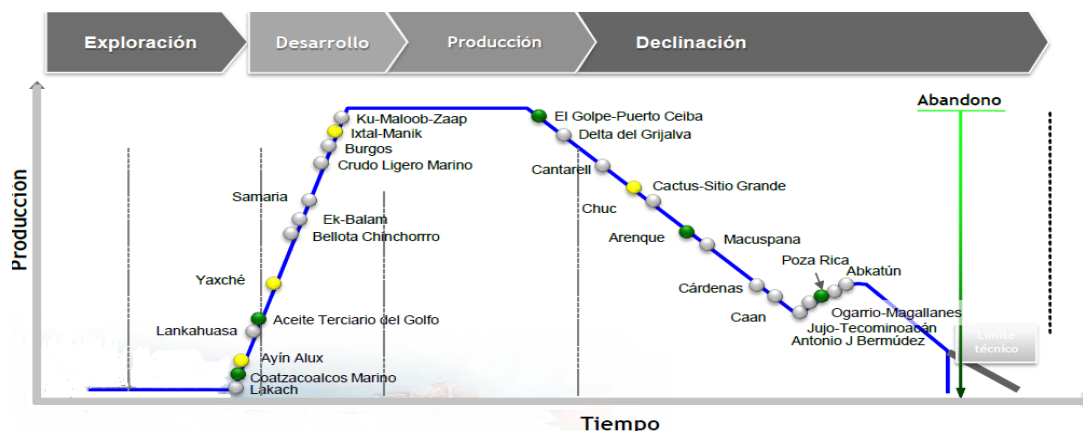


Figura 5: Historia de explotación de los principales campos petroleros en México. Fuente: PEMEX.

Esto involucra realizar ofertas sustanciales a las empresas que sean acordes al riesgo que van a enfrentar; recordemos que las empresas de servicio al no dedicarse al comercio de hidrocarburos sólo se limitan a prestar su servicio a cambio de una contraprestación en efectivo. En cambio ahora se trata de empresas que en efecto incurren en riesgo pero su propósito fundamental es aumentar su capital mediante la incorporación de reservas petroleras a costa de lo que sea. De tal suerte que lo preciso no es la determinación del instrumento de contratación, sino lo que realmente importa es su contenido –detallado, simple y eficaz– así como el entorno social, político y jurídico en que se ejecute.

Por medio de la Reforma Energética se pretende modernizar la industria de los hidrocarburos, volverla más competitiva y eficiente; sin embargo esto no es suficiente para que grandes empresas busquen hacerse socias con PEMEX o interesarse en el país. Se requiere de "... un aparato institucional que, como mínimo, proyecte una política de hidrocarburos a largo plazo; regule una asignación de bloques de exploración y producción que sea transparente, racional, y competitiva; imponga una política fiscal de Estado tanto a la empresa pública como a las

privadas que participen con ella; garantice que las empresas y sus subcontratistas operen en condiciones óptimas de seguridad, salud y medio ambiente³¹.

Finalmente, es preciso señalar que un país con instituciones endebles no puede generar el entorno propicio para negociaciones sanas. Por ello es fundamental que México, antes de adentrarse de lleno a la apertura, primeramente consolide "...instituciones robustas, Estado de Derecho, mecanismos de transparencia y rendición de cuentas eficaces, además de estabilidad y madurez en su sistema político e industrial³²". De este modo asegurar las condiciones propicias de negociación con las empresas, para que éstas se interesen en invertir salvaguardando siempre los intereses de la Nación.

Capítulo II: Problemática de la disponibilidad y suministro interno de gas natural.

El proceso de agotamiento de las reservas originales continúa y el envejecimiento de grandes yacimientos convencionales avanza; pues "... poco más del 48% de la producción mundial proviene de campos maduros, es decir, que han alcanzado su pico de producción y comienzan su etapa de declinación; asimismo el 70% de la producción acumulada proviene de campos con más de 30 años de explotación³³" (fig.6). La declinación natural de los campos maduros –gran mayoría de los proyectos en la cartera de PEP- ya representa un reto importante para su reactivación y disminución de sus tasas aceleradas de declinación; aunado a este problema se tiene una, cada vez más, creciente demanda de productos petrolíferos.

³¹ (Grunstein, 2010) Pp. 12

³² *Ídem.*

³³ Lucero Aranda, Felipe de Jesús M.I. Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción. FI-UNAM.

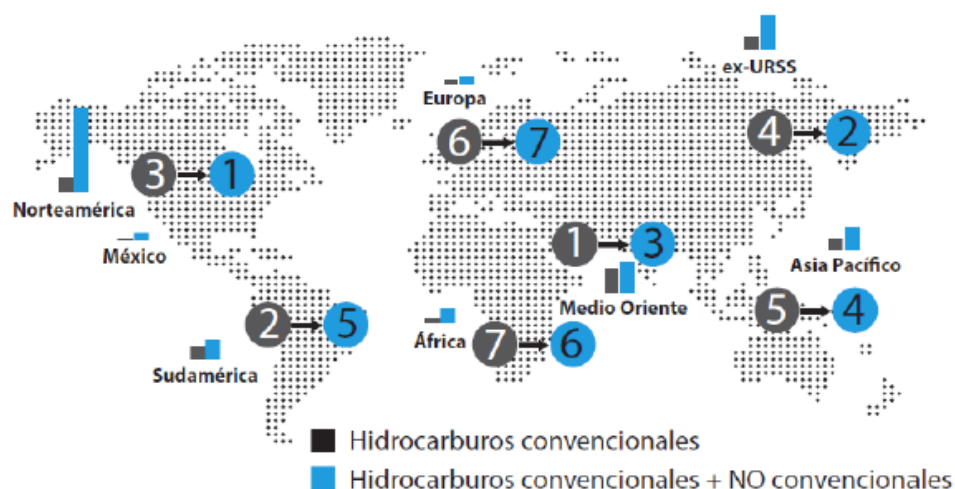


Figura 6: Movimiento de posiciones respecto a sus hidrocarburos. Fuente: IMCO con datos del INEGI

La disminución en la producción de gas natural en el último lustro ha sido notable, esto, como resultado, ha ido acompañado por un aumento en el volumen de importación de dicho recurso. El consumo de gas natural, a partir de 2001, ha aumentado a una tasa de 5.6%, alcanzando un volumen de 7, 923 MMpcd en 2012; del cual 40% ha sido empleado como insumo para la generación de energía eléctrica por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Es así que el volumen promedio de importación anual en 2009 fue de 422 MMpcd mientras para 2013 ascendió a 1,289.7 MMpcd.

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014 ³⁴
Producción (MMpcd)	7031	7020	6594	6385	6370	6501
Volumen de importación (MMpcd)	422.0	535.8	790.8	1089.3	1289.7	1294.1

Tabla 1: Producción y volumen de importación de gas natural. Fuente: PEMEX³⁴.

El aumento drástico en los niveles de importación refleja ya una situación problemática en el suministro interno de gas natural con constantes alertas críticas en el sector. A esto se le suma la situación estructural actual, tanto de infraestructura de manejo y transporte, que difícilmente podrá ser erradicado a

³⁴ Consultado en: <http://www.ri.pemex.com/>. Indicadores petroleros

mediano plazo. Es visible que "...la brecha entre la producción y el consumo internos no podrá cerrarse sin descubrimientos sustanciales de gas natural y una ampliación de la infraestructura de manejo y transporte del gas³⁵..

A pesar de que el petróleo es el recurso que genera más ingresos, el gas ha mantenido una relación estrecha, gas seco, pues éste contribuyó con 19% de las reservas y; con un 28% de las reservas remanente de gas no asociado. Las reservas nacionales de gas seco para el periodo comprendido entre 1999-2008 cayeron un 33% traduciéndose de 35 a 17 años su relación reservas probadas a producción. No obstante, el descenso fue aún mayor para fines de 2008, pues la misma relación fue de 7.7años.

Este contexto obliga a reflexionar acerca de la necesidad de emprender nuevos proyectos estratégicos que permitan reposicionarnos en un mercado cada vez más competitivo, incluso para la misma seguridad energética del país. De lo contrario, el apego de nuestra economía con potencias ricas en fuentes de energía fósiles, especialmente Estados Unidos de América, conllevará a un debilitamiento y sometimiento de precios internacionales y a las reservas mundiales.

En primera instancia se hará un breve diagnóstico de la situación del gas natural a nivel internacional, permitiéndose abordar temas como demanda, oferta, precios, etc., para posteriormente traslapar dicho contexto a nivel nacional. Esto nos permitirá abordar un juicio generalizado de la problemática imperante de este recurso.

³⁵ (Lajous Vargas, Dilemas del suministro de gas natural en México, 2013) Pp. 38

2.1 Gas natural internacional

El gas natural ha logrado posicionarse en los primeros lugares como una de las fuentes más utilizadas a nivel mundial debido a sus grandes bondades tales como ser más limpio que el carbono y otros hidrocarburos. Su escenario es prometedor, pues ante el esquema de precios bajos permiten hacer competitivo al sector desde hace ya varios años.

2.1.1 Reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural, al término de 2012, mostraron un reducción del 0.3% respecto al año 2011, totalizaron 6,614 billones de pies cúbicos (MMMbpc) posicionándose Irán como el país con mayores reservas probadas de este recurso (véase tabla 2).

Posición	País	Reserva probada (bpc)	Relación R/P (años)
1.	Irán	1,187.3	>100
2.	Rusia	1,162.5	55.6
3.	Qatar	885.1	>100
4.	Turkmenistán	618.1	>100
5.	Estados Unidos	300.0	12.5
6.	Arabia Saudita	290.8	80.1
7.	Emiratos Árabes	215.1	>100
8.	Venezuela	196.4	>100
9.	Nigeria	182.0	>100
10.	Argelia	159.1	55.3
11.	Australia	132.8	76.6
12.	Irak	126.7	>100
13.	China	109.3	28.9
14.	Indonesia	103.3	41.2
15.	Noruega	73.8	18.2
35.	México	12.7	6.2
Total Mundial		6,614.1	55.7

Tabla 2: Reservas probadas de gas natural, 2012. Fuente: SENER

Es dable citar que Estados Unidos había traído consigo una fuerte ola promocional de recursos entrampados en shale gas/oil, sin embargo “la BP recortó su estimación de sus reservas probadas, esto debido a que los precios del gas natural son actualmente muy bajos, aunada a una reducción en la actividad de perforación. De

manera que las reservas de Estados Unidos al cierre de 2012 se estimaron en 300bpc, lo que representó una reducción de 3.8% con respecto a 2011³⁶. La declinación natural de los campos es inminente, esto se refleja en algunos países productores europeos y del hemisferio sur cuyas reservas probadas de gas natural disminuyen constantemente.

2.1.2 Demanda

En los últimos años el gas natural ha pasado a ser una de las mejores opciones de consumo entre los combustibles fósiles, reflejo de la baja emisión de bióxido de carbono (CO₂), así como a los bajos precios y su relativa estabilidad. Este contexto ha incentivado a nivel mundial un mayor consumo, de tal suerte que para 2012 la demanda mundial promedió 319,801 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) reflejando un incremento de 2.2% respecto al 2011 como lo muestra la tabla 3. Tal aumento fue propiciado principalmente por dos países, Estados Unidos y China, representando más de la mitad del incremento de dicha demanda. Sin embargo es de destacar que Estados Unidos se posicionó como el mayor consumidor debido principalmente a que "...durante la primavera de 2012 los precios spot de gas natural cayeron a niveles históricamente bajos, lo que repercutió en un aumento significativo su uso para la generación de electricidad, por encima del carbón³⁷.

³⁶ (Secretaría de Energía, Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2013-2017, 2013) Pp. 31

³⁷ *Ibid.* Pp. 34

País	Consumo	País	Consumo
Resto del mundo	80,456	Alemania	7,259
Estados Unidos	69,678	Italia	6,627
Rusia	40,162	Emiratos Árabes	6,071
Irán	15,061	India	5,264
China	13,879	Egipto	5,076
Japón	11,264	Tailandia	4,944
Arabia Saudita	9,919	Corea del Sur	4,827
Canadá	9,717	Ucrania	4,785
México	8,072	Uzbekistán	4,619
Reino Unido	7,554	Argentina	4,566

Tabla 3: Países con mayor consumo de gas natural, 2012 (MMpcd). Fuente: SENER.

De manera general, Europa y Euroasia fue la única región que presentó una disminución en su consumo de gas natural que osciló en -2.3% respecto a 2011 resultado de precios elevados del gas natural así como el cambio de gas a carbón en la generación de energía eléctrica. No obstante esta región sigue siendo el mayor consumidor con una participación de 32.6%. La región de Norteamérica tuvo un aumento en su consumo de gas natural del orden de 3,488 MMpcd en relación al año 2011 de tal manera que totalizó un consumo de 87,467 MMpcd representando el 27.5% del total mundial.

La región Asia Pacífico registró un aumento en 2012 de 2,817 MMpcd totalizado en 60,300 MMpcd representando el 18.8% del total de consumo mundial; cabe citar que el 42% del aumento en la región fue debido al consumo acelerado de China. Por su parte la región de Medio Oriente tuvo un aumento de 4% alcanzando un consumo de 39, 792 MMpcd principalmente por la demanda en sus ramas industriales de petroquímica.

Centro y Sudamérica, para finales de 2012, promediaron 15,928 MMpcd representando el 5% del consumo total mundial (figura 7) reflejando un aumento, con respecto al año anterior de 796 MMpcd. La región de África registró un aumento en la demanda pasando de 11,025 MMpcd en 2011 a 11,849 MMpcd en

2012; a pesar de ello esta región representó la menor participación de consumo siendo de 3.7%.

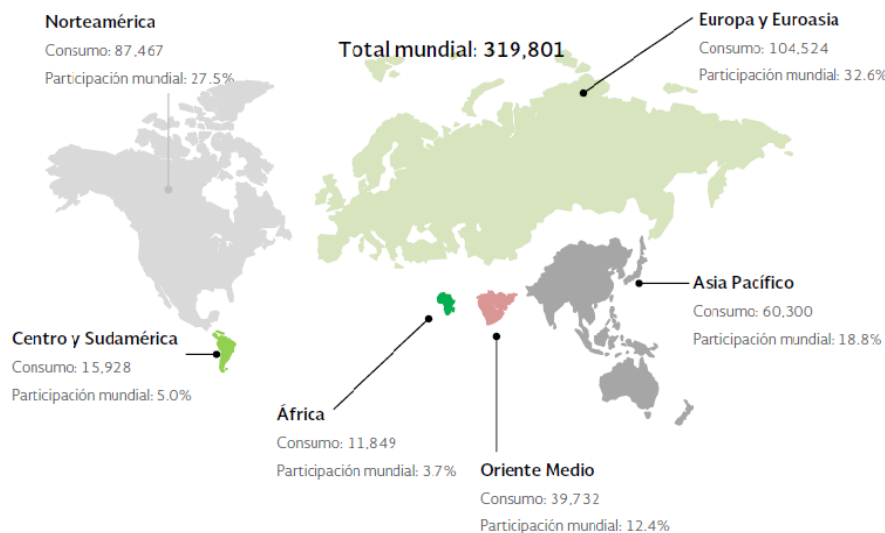


Figura 7: Consumo mundial de gas natural, 2012, MMpcd. Fuente: SENER.

2.1.3 Oferta

La oferta de gas natural en 2012 reflejó un ligero incremento, en comparación al año 2011 de 1.9%, totalizando en 324,579 MMpcd. A pesar de que la región con mayor aportación fue Europa y Euroasia las regiones que tuvieron mayor incremento fueron Norteamérica y Medio Oriente. En 2012 la región Norteamericana presentó un aumento de 3.1% adicional al año inmediato equivalente a 86,492 MMcpd (ver figura 8).

En 2011 Estados Unidos tuvo un aumento considerable en la oferta de gas natural bajo un esquema de precios competitivos y de la explotación masiva de recursos entrampados en lutitas gasíferas. Sin embargo para 2012 se registró una tendencia ligeramente a la alza de 3.1% respecto a 2011, esto obedece a que al comenzar 2012 los precios del gas se desplomaron haciendo cada vez menos rentable los proyectos. De tal suerte que para 2012 muchas empresas redujeron su número de

perforaciones, que aunado a las tasas altas de declinación representaron una disminución de la producción.

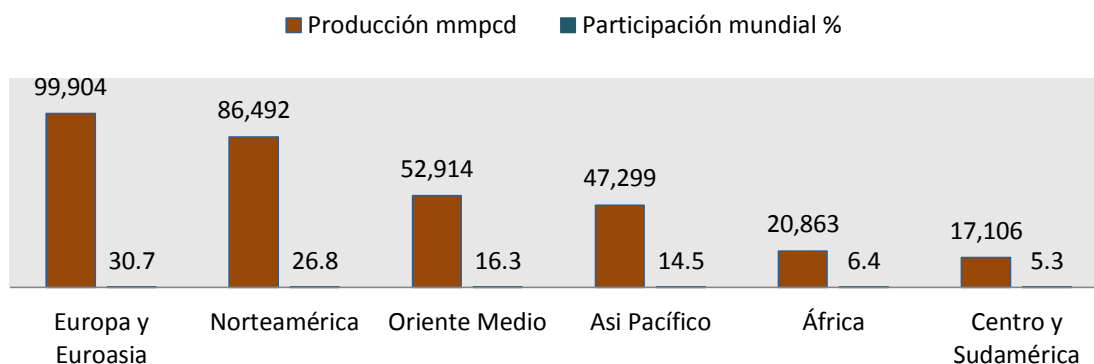


Figura 8. Producción mundial de gas natural, MMpcd. Fuente: SENER.

Por otra parte, en las estadísticas reportadas por BP, México ocupa la posición 15 entre los principales productores de gas natural a nivel mundial, con 5,614 MMpcd en 2012³⁸ como lo muestra la tabla 4.

Pais	Producción	Pais	Producción
Estados Unidos	65,745.6	Malasia	6,294.6
Rusia	57,147.4	Turkmenistán	6,211.1
Irán	15,486.3	Holanda	6,160.9
Qatar	15,153.4	Egipto	5,874.3
Canadá	15,104.9	México	5,641.2
Noruega	11,088.2	Uzbekistán	5,493.4
China	10,345.5	Emiratos Arabes	4,984.6
Arabia Saudita	9,919.0	Australia	4,732.4
Argelia	7,863.8	Nigeria	4,170.1
Indonesia	6,857.1	Resto del mundo	60,304.5

Tabla 4: Países con mayor producción de gas natural, MMpcd. Fuente: SENER

2.1.4 Precios internacionales

En comparación con el aceite cuyo precio es representativo a nivel mundial, la determinación del precio del gas natural está relacionada con factores regionales. Los precios del gas natural se encuentran vinculados a los centros de referencias de gases naturales y vinculados a las cantidades de gas natural importadas (fig.9). Los centros de referencia por excelencia son Estados Unidos (Henry Hub), Canadá (Alberta), Reino Unido (NBP). "...La regionalización de los precios del mercado

³⁸ *Ibid.* Pp. 33.

reflejó diferentes cotizaciones de precios de importación de gas natural de Europa, Japón y Estados Unidos. El precio spot de Europa atañe al precio promedio de adquisición de gasoductos transfronterizos y del gas natural licuado que arribó a todos los países³⁹. El precio de Japón corresponde al valor promedio asignado a las importaciones de GNL, el cual se mantiene indexado al valor del llamado JCC (Japan Crude Cocktail), y que corresponde al precio promedio mensual de los cargamentos de petróleo crudo importados por Japón. En el caso de Estados Unidos, corresponde al promedio del precio de las importaciones por gasoductos con Canadá y México, y el precio de las importaciones de GNL; en ambos casos indexados a los precios spot de Henry Hub y a pequeños diferenciales de transporte⁴⁰.

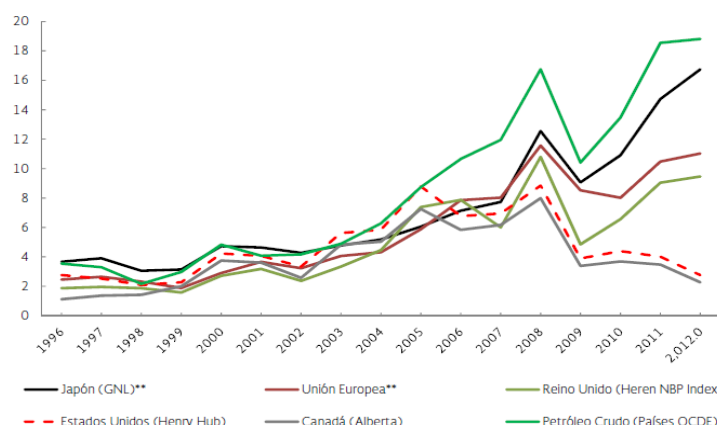


Figura 9. Precios internacionales de gas natural 1996-2012 (US/MMBTU). Fuente: BP Statistical review of world energy 2013.

Por otra parte, existe una variedad de precios spot de gas natural debido a la regionalización de los mercados. En el caso de los precios spot del mercado en el Reino Unido, éstos alcanzaron 9.03 (US\$/MMBTU) en 2011, es decir 2.47 (US\$/MMBTU) más que en 2010. Esto se atribuyó entre otros factores, a la rigidez de los mercados de GNL y la dependencia de las importaciones. Esto contrastó con

³⁹ *Ibid.* Pp. 40.

⁴⁰ *Ibid.* Pp. 43

el precio Henry Hub de Estados Unidos, el cual registró un promedio de 4.01 (US\$/MMBTU) durante ese año, derivado de la abundancia en los niveles de inventarios y de producción. El precio del gas en Alberta, Canadá fue de 3.47 (US\$/MMBTU). Los indicadores del gas vinculados al petróleo presentaron cotizaciones de 10.61 (US\$/MMBTU) para el promedio de la Unión Europea y 14.73 (US\$/MMBTU) para el GNL de Japón durante 2011.

2.1.5 Contexto generado por auge de gas en los Estados Unidos de América del Norte

El contexto norteamericano merece una atención especial de estudio, esto por dos cuestiones primordiales en primera porque Estados Unidos a lo largo de ya varios años ha implementado técnicas de fracturamiento hidráulico, sin embargo hasta hace unos años sus ventajas se han hecho visibles a través de la explotación de gas entrampado en lutitas pero que los resultados arrojados no son los que se esperaba.

Por otra parte México presenta un déficit de gas natural hecho por el cual se ve obligado a importar dicho recurso, que para 2012, ascendió a un total de 2,130 MMpcd. El total importado de gas proviene de diversos mercados donde el de mayor porcentaje de participación proviene de Estados Unidos con un 78.5%, el resto fue importado de otros mercados cuya distribución puede verse en la figura 10. Esto implica un collage de precios a los que encuentra sometido el país.

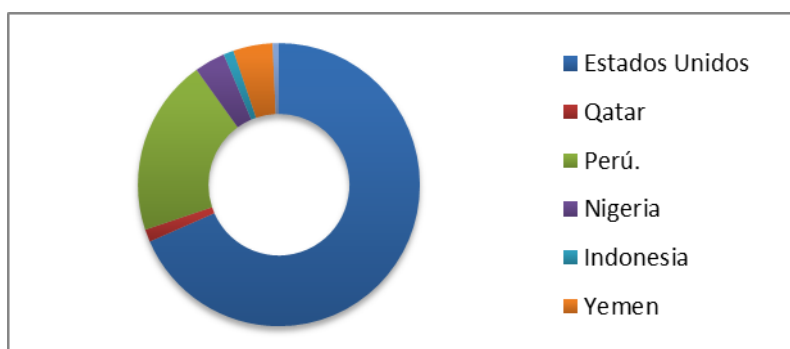


Figura 10. Exportación de gas natural a México, en mmpcd 2012. Fuente: SENER.

La explotación de recursos entrampados en lutitas en el país del norte trajo consigo una serie de reflexiones acerca del potencial que representaba su aprovechamiento, dado los esquemas de mayor limpieza y producciones en menores tiempos, en la realidad esto se vino abajo con los resultados obtenidos. Esto lleva a cuestionarse acerca de la sostenibilidad de dichos proyectos ante las tasas de declinación aceleradas que presentan estos yacimientos, aunado a todos los costos que requiere su explotación. Es un hecho irrefutable el potencial que tiene Estados Unidos respecto a estos recursos, sin embargo lo que está en tela de juicio es la factibilidad de mantener las tasas de extracción a mediano plazo.

Este contexto, alentado por los bajos precios, ha llevado a una desaceleración en las actividades de perforación, pues "...de 790 equipos de perforación en Enero pasaron a ser 432 en diciembre de 2012⁴¹". Este cierre parcial de las empresas en las actividades de perforación buscan "...mantener sus concesiones y asociaciones hasta que los precios del gas vuelvan a elevarse por encima de los 6 dls/mpc⁴²" de tal suerte que sólo 16 empresas han alcanzado producir volúmenes comerciales.

Estados Unidos como pionero de la llamada "nueva revolución tecnológica", a través del fracturamiento hidráulico masivo, se abrió paso entre grandes compañías

⁴¹ *Ibid.* Pp.43

⁴² (H. Estrada, 2013) Pp. 36

para adoptar este modelo de explotación de yacimientos no convencionales, shale gas, promoviendo un potencial técnicamente recuperable muy por encima de lo que las estadísticas arrojan. Incluso se prevé que "...las reservas se calculan sobre la base de las altas tasas de producción iniciales, las cuales disminuyen rápidamente⁴³". De tal suerte que existen empresas que están vendiendo derechos sobre superficies con reservas semiprobadas (2P), o en su defecto algunas empresas reorientan sus operaciones a yacimientos ricos en líquidos debido su mayor comercial.

Si bien la explotación de este recurso representa volúmenes de reservas adicionales a las existentes, en países que cuentan con él, a la fecha todo aquel indicio de ser sustentable a corto, incluso mediano, plazo se ha disipado, pues en un principio los altos precios mitigaban los costos⁴⁴, sin embargo, posterior al pico de precios en 2008, se ha venido reduciendo drásticamente las operaciones plus a las caídas aceleradas de producción las cuales se manifiestan a tiempo temprano y sólo pueden ser atenuados con nuevas perforaciones, estimulaciones (que implica, a su vez, aumento de costos).

A pesar de los grandes desarrollos tecnológicos, que en el rubro petrolero día a día se avanza con un ritmo sinigual, a la fecha los implementados en la explotación de recursos entrampados en lutitas no han sido suficiente; sin embargo han atenuado, en cierto porcentaje, los costos en estos proyectos. Empero, en el caso de México es necesario realizar un estudio de fondo que dé sustento de lo que realmente tiene el país técnicamente recuperable y aprender del contexto norteamericano.

⁴³ *Ídem*

⁴⁴ El precio spot Henry Hub en 2012 alcanzó un mínimo histórico de 2.7 dls/mmBTU.

Puede concluirse que esta industria es relativamente incipiente y su estudio por igual, lo cual no permite realizar un juicio definitivo del futuro de este recurso. Al no contar con los conocimientos suficientes no es posible estimar con exactitud la magnitud del recurso, el volumen técnicamente recuperable así como la rentabilidad del emprendimiento de estos proyectos. Sin embargo, el panorama del país vecino es poco alentador y es necesario aprender de esa experiencia puesto que muchos países, entre ellos China y Argentina, incentivados por las cifras reportadas, emprendieron el mismo modelo con resultados pesimistas. México está en aras de realizar una réplica del mismo proyecto que el país vecino, sin embargo es necesario aprovechar al máximo su experiencia vivida y realizar más estudios que conduzcan a una mayor optimización de la explotación de estos recursos y así prevenir el máximo número de secuelas provenientes de un proyecto anticipado basado en premisas con bajo contraste crítico.

2.2 Mercado de gas natural nacional

México ha sido privilegiado por contar con amplios recursos naturales a lo largo y ancho del país, por supuesto que los hidrocarburos, en menor o mayor medida, no han sido la excepción. México ocupa el lugar 36 de reservas de gas con 12,500 millones de pies cúbicos⁴⁵, sin embargo esta cifra se reduce drásticamente cuando se realiza una comparación con potencias gasíferas como lo es Rusia la cual asciende a recursos con reservas probadas superiores a 1.5 billones de pies cúbicos; ésto nos hace pensar acerca de la riqueza aceitera y bajos niveles de gas propio de la geología del país.

A pesar de contar con el recurso, a la actualidad la tendencia nacional de consumo crece con tasas aceleradas del orden de 5.6% anuales, desde 2001, alcanzando un

⁴⁵ (Instituto Mexicano para la Competitividad, 2013) Pp. 74

volumen de 7,923 MMpcd totalizando un incremento de 82%, orillando a la importación para equilibrar la demanda interna. De hecho, hasta el decenio comprendido entre 1999-2008 las reservas de gas seco disminuyeron 33% y la relación reservas a producción cayó a la mitad al descender de 35 a 17 años.

En el siguiente cuadro (ver Tabla 5) pueden apreciarse los cambios porcentuales de la participación de los diferentes sectores consumidores de gas natural. El sector de generación de energía eléctrica mostró aumentos considerables principalmente a la operación de plantas de ciclo combinado; de este modo sumando el parque de generación de CFE y las centrales construidas por productores independientes suman 45.6% del total de generación bruta de electricidad del servicio público de tal suerte que para 2012 el consumo total ascendió a 5,319.3 MMpcd, 3.4% más que en 2011. Es dable mencionar que existe un mayor consumo de gas natural en el sector eléctrico por parte de los privados que de la misma CFE⁴⁶. En cambio, el sector petrolero ha manifestado bajas en su consumo. Por su parte el sector industrial ha mostrado una tendencia a la baja con un ligero repunte de consumo en el año 2012.

Participación por año (%)	1994	1995	2000	2009	2012
Sector petrolero	37.1	56.1	51.2	46.6	34.0
Sector eléctrico	17.0	17.6	23.3	39.3	46.6
Sector industrial	43.6	23.9	23.5	12.4	17.7
Sector residencial	1.8	1.7	1.3	1.1	1.3
Sector servicios	0.6	0.6	0.4	0.3	0.4
Sector autotransporte			0.0	0.02	0.0

Tabla 5: Consumo de gas natural por sector 1994-2009⁴⁷ y 2012⁴⁸, (MMpcd).

⁴⁶ En la generación de energía eléctrica los porcentajes por sector en 2012 quedaron de la siguiente manera; sector privado: gas natural 74.6%, Coque de petróleo 19.0%, Combustóleo 4.0%, Carbón 0.7%, Diésel 1.7%. Sector público: gas natural 56.7%, combustóleo 25.6%, Carbón 16.1%, Diésel 1.5%.

⁴⁷ Cornejo, Sarahí Ángeles. Producción y suministro de gas natural en México. Consejo Nacional de Universitarios. 2012. Pp. 158

⁴⁸ (Secretaría de Energía, Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2013-2017, 2013) Pp. 80

La brecha consumo-producción a lo largo de los años ha ido variando con un incremento ligeramente tenue, no obstante, a partir de 2008 nótese un aumento considerable de tal brecha, es decir, mientras que en el periodo comprendido entre 2005-2007 la diferencia porcentual equivalía en promedio a 8%, a partir de 2008 comienza a dar un salto de 15.8% promedio, como se muestra en la Tabla 6.

Año	Producción	Consumo	Año	Producción	Consumo	año	Producción	Consumo
1992	2.6	2.8	1999	3.6	3.7	2006	5.5	6.4
1993	2.8	2.9	2000	3.7	4.0	2007	5.2	6.1
1994	2.9	3.1	2001	3.7	4.1	2008	5.1	6.4
1995	2.9	3.0	2002	3.8	4.5	2009	5.7	7.0
1996	3.2	3.2	2003	4.0	5.0	2010	5.6	7.0
1997	3.3	3.4	2004	4.2	5.2	2011	5.6	7.4
1998	3.6	3.8	2005	5.1	5.9	2012	5.6	8.1

Tabla 6: Producción y consumo de gas natural en México, 1992-2012 (MMMpcd). Fuente: BP Statisticalreview of WorldEnergy, 2013.

Por supuesto que ésto trajo consigo un aumento en las importaciones específicamente de Estados Unidos, nuestro mayor proveedor. De hecho "...las exportaciones de gas natural de Estados Unidos a México aumentaron un 14% en 2012 para alcanzar 1,690 MMpcd, el mayor volumen desde 1973⁴⁹... es decir en ese mismo año México importó el mayor volumen de gas en 40 años..." Las importaciones de gas natural se realizan vía ductos por terminales de GNL (gas natural licuado). México cuenta con nueve puntos de importación por ductos y tres terminales de regasificación de GNL, el cual importa de países como Nigeria, Noruega o Perú⁵⁰.

Se ha afirmado que existe una demanda de gas natural cuyo comportamiento es exponencial mientras que las reservas originales comienzan su fase de declinación

⁴⁹ Fuente: <http://eleconomista.com.mx/industrias/2013/03/14/mexico-importa-eu-mayor-volumen-gas-40-anos> consulta: 02/04/2014, 13:40.

⁵⁰ (Instituto Mexicano para la Competitividad, 2013) Pp. 113

natural pronunciada, producto mismo del envejecimiento de grandes campos. Empero, retomando el cuadro Producción y Volumen de Importación de Gas natural, tomado con datos de PEMEX, se puede analizar que en efecto las importaciones han aumentado considerablemente como hecho furtivo de la declinación de la producción de gas natural (Tabla 7), sin embargo es igualmente apreciable que sí ha habido una disminución de la misma pero que no corresponde a declinación en picada como se dice, de hecho puede verse que existe un pequeño repunte de la producción en 2014 respecto a 2013.

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014 ⁵¹
Producción (MMpcd)	7031	7020	6594	6385	6370	6501
Volumen de importación (MMpcd)	422.0	535.8	790.8	1089.3	1289.7	1294.1

Tabla 7: Producción y volumen de importación de gas natural. Fuente: PEMEX.

Es indiscutible que la demanda de gas natural es cada vez mayor pero también válido preguntarnos acerca de la capacidad de aprovechamiento de la producción y de minimizar los costos producidos por las importaciones demandantes. En el contexto actual, de mayor importación, remite a hechos históricos atrás –y no a la escases actual- con trasfondo geopolítico, para ello puede citarse a la especialista Sarahí Ángeles Cornejo quien afirma que “la producción de gas natural ha experimentado una reducción como resultado de la aplicación de las políticas de estabilización y ajuste estructural diseñadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial (BM), para atender las exigencias que pusieron los acreedores internacionales como una condición para renegociar una salida temporal a la deuda externa, cuya crisis llevó al gobierno mexicano a recurrir al

FMI y al Tesoro estadounidense, y al gobierno de Reagan, quienes impusieron planes y programas a México de acuerdo con los intereses de esa potencia⁵¹.

Y en efecto a partir de 1986 mediante la política de reconversión industrial PEMEX se abre a la competencia internacional bajo la idea de que era "preferible importar los productos que la competencia había abaratado y eso favorecería a los productos internos con la reducción de costos⁵²". Aún y cuando hasta 1988 la brecha consumo-producción se mantenían una proporcionalidad (ver Tabla 8).

Año	1984	1985	1986	1987	1988
Producción	2.8	2.8	2.4	2.5	2.5
Consumo	2.7	2.8	2.5	2.5	2.5

Tabla 8: Consumo y producción de gas natural, 1984-1988, (MMMpcd). Fuente: BP Statistical review of WorldEnergy, 2013.

Al presente no es sorpresa un mayor consumo interno de gas natural pues éste varía en función del crecimiento poblacional que, intrínsecamente, intensifica su uso. Ello obliga a la necesidad de cerrar la brecha consumo-importación mediante la incorporación de descubrimientos importantes de gas natural así como una urgente ampliación de la infraestructura de transporte y manejo del mismo.

Una premisa difundida acerca de la reducción de gas natural es minimizar lo más posible la caída de la producción en Cantarell esto llevó a una disminución de gas asociado⁵³. Por su parte la baja de gas no asociado⁵⁴, como se muestra en la Fig.11, se debe a un conjunto de factores como lo es escasos de incorporación de nuevos descubrimientos, baja producción del proyecto Veracruz por contar con campos

⁵¹ Cornejo, Sarahí Ángeles. Producción y suministro de gas natural en México. Ed. Consejo Nacional de Universitarios-Juan Pabls. 2012. Pp. 145

⁵² *Ídem*.

⁵³ Es aquél gas que se extrae junto con el petróleo y contiene cantidades variables de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas.

⁵⁴ Es aquél gas que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo, es decir gas seco. Su composición se rige principalmente por Metano en un 99%.

maduros, preferencia presupuestal a proyectos de aceite, disminución del presupuesto a Burgos, etc.

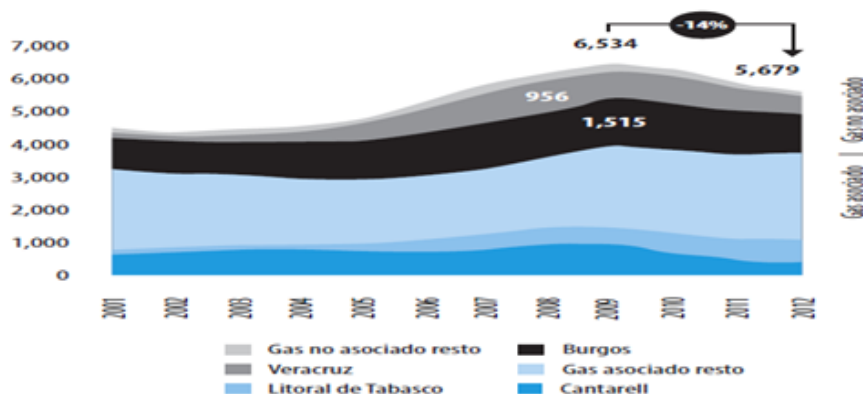


Figura 11: Producción de gas natural 2001-2012 (MMpcd). Fuente: IMCO.

Sin embargo, el problema no sólo estriba en la baja producción de gas natural que no va acorde al consumo interno del país, sino que también la falta e ineficiente infraestructura al día de hoy hace más difícil el proceso de transporte y distribución. Actualmente la red de gasoductos tiene como objetivo básicamente satisfacer la demanda de consumo de las plantas de ciclo combinado de CFE mediante gas proveniente de activos del sureste. Las limitaciones en el alcance de la infraestructura actual han propiciado "...cuellos de botella⁵⁵ en el flujo del norte hacia el sur y de los centros productores del Golfo hacia el occidente⁵⁶". También las deficiencias en la capacidad de transporte de los ductos se encuentran en el límite permisible, en 2011 la capacidad de los ductos de importación (localizados en Tamaulipas y Chihuahua) registró un volumen de 1,356 MMpcd de los 1,530 MMpcd que tiene como capacidad máxima.

⁵⁵ Los principales cuellos de botella se encuentran en los ductos de Reynosa-Los Ramones y San Fernando-Los Ramones.

⁵⁶ (Instituto Mexicano para la Competitividad, 2013) Pp. 95



Figura 12: Red nacional de gasoductos. Fuente: IMCO con datos del INEGI.

La actual configuración de la infraestructura (Fig. 12) ha dejado saldos rojos críticos, al menos en lo que respecta los últimos dos años. Contrario a lo previsto en 1995 cuando se permitió la participación de la iniciativa privada en el almacenamiento, transporte y distribución del gas, como promovedor de la infraestructura interna, a la fecha ha sido muy escueto; de hecho los grandes desarrollos de infraestructura han sido promovidos por CFE con objetivo principal de asegurar el suministro a sus instalaciones (plantas eléctricas).

Las alertas críticas⁵⁷ emitidas por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) de 2010 a la fecha han aumentado un 125% ocasionando paros⁵⁸ a empresas de la industria de la transformación en las operaciones, debido principalmente a la falta de suministro. "... Según la Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN), los cuellos de botella en el Sistema Nacional de Gasoductos

⁵⁷ Son avisos de PEMEX para con sus clientes que reflejan un desequilibrio entre la demanda y la oferta de gas, solicitándoles reducir la demanda.

⁵⁸ Las regiones más afectas por las alertas críticas han sido D.F, Puebla, Toluca, Guadalajara y el Bajío. Milenio (13-09-2012). Padecen en Bajío abasto de gas natural.

http://leon.milenio.com/cdb/doc/notias2011/25fec51cf41c5bb8b4ba0a289c57619?quicktabs_1=1

(SNG) causaron pérdidas a empresas privadas por más de 1,500 millones de dólares en la producción entre 2011 y 2012⁵⁹.

Por otra parte, la CFE ha sido el agente con mayores pérdidas resultado de este desabasto que para 2012 le representó un costo de 18 mil 900 millones de pesos⁶⁰. Aunque con la información disponible no permite calcular el impacto directo, el Gobierno Federal estimó en 18,900 millones de pesos el costo de las 11 alertas críticas lanzadas en 2012 en la parte centro-occidente del país.

Citado en párrafos anteriores, actualmente existe un mayor consumo por parte de privados que de la misma comisión, es decir, "...de las 22 centrales privadas en operación que generan para la CFE son de ciclo combinado a base de gas natural, la CFE importa ese gas (muy caro) y se lo suministra (muy barato)"⁶¹.

Esto permite realizar una reflexión acerca del contexto, pues mientras a la CFE le cuesta más suministrar gas natural para la generación de energía eléctrica, por medio de plantas de ciclo combinado, a privados cuyo porcentaje obedece a un 74.6% la misma comisión ha hecho importantes recortes en el uso de dicho recurso, para la misma actividad, de tal suerte que oscila en un 56.7% compensándolo con combustóleo. Aunado a ello, cabe destacar que CFE es obligado a compartir la infraestructura de interconexión así como las redes eléctricas nacionales –construido con recursos públicos-. Esto llevar a cuestionar la insistencia de generación de energía eléctrica por medio de trasnacionales a partir del gas de que se carece.

⁵⁹ (Instituto Mexicano para la Competitividad, 2013) Pp. 97

⁶⁰ Aun cuando el precio del gas natural en Estados Unidos es de 3.5 DLS/MMBTU, PEMEX o importa en 21 dólares.

⁶¹ Frente de Trabajadores de la Energía. CFE paga 19 mil millones por importar gas. Energía 13/9/2013.

Como solución a mediano plazo el gobierno federal de Felipe Calderón presentó el Programa de Cambio Estructural de Gas Natural con meta fundamental de aumentar un 38% de la longitud de transporte y 125% de la red de distribución⁶².

“...El plan establece que para 2013 y principios de 2014 debe incrementarse la capacidad de compresión en la red de gasoductos y así aumentar la capacidad de transporte norte-sur, además, se deberá importar GNL por Manzanillo para surtir el occidente del país. Aunque es más el gas importado por Manzanillo, no existe otra alternativa porque no hay infraestructura para importarlo por tierra en la frontera norte. Esta estrategia es apenas una medida paliativa para el problema⁶³”.

Es dable mencionar que para finales del presente año dará comienzo la fase I del gasoducto Los Ramones, de inversión mixta, permitiendo duplicar la capacidad de importación del país aproximadamente del orden de 2,100 MMpcd el cual permitirá ampliar la red de ductos que van desde Texas hasta la zona industrial del centro de México. Mientras que para 2015 se prevé inicie la fase II cuya ruta será Los Ramones-Guanajuato y un gasoducto con capacidad máxima de 1,400 MMpcd.

2.2.1 Oferta y demanda nacional de gas natural

2.2.1.1 Oferta

“...La oferta de gas natural a nivel nacional, se integra con base a las importaciones y a la disponibilidad total de gas natural considerando la producción de campos de

⁶² Lo que implica la construcción de ocho gasoductos troncales.

⁶³ (Instituto Mexicano para la Competitividad, 2013) Pp. 83

PEMEX Exploración y Producción (PEP) y el procesamiento de PGPB ⁶⁴. Bajo esta premisa, la producción de gas natural en 2012 por parte de PEMEX fue de un 80.86% y el restante, 19.14%, fue producto de las importaciones; así la oferta de gas natural alcanzó un nivel de 5,692.35 MMpcd.

De esta manera para el mismo año la disponibilidad de gas natural fue de 7,600.63 MMpcd de la cual PEP representó cerca del 84.01% de la producción mientras que el 15.99% por PGPB. Con ello inventarios de producción de gas natural alcanzaron un nivel de 6,526.70 MMpcd⁶⁵ de donde 4,570.70 MMpcd fue gas asociado reflejando un porcentaje del 70.03%, igualmente el 29.97% restante fue gas no asociado traduciéndose en 1,956.16 MMpcd aproximadamente.

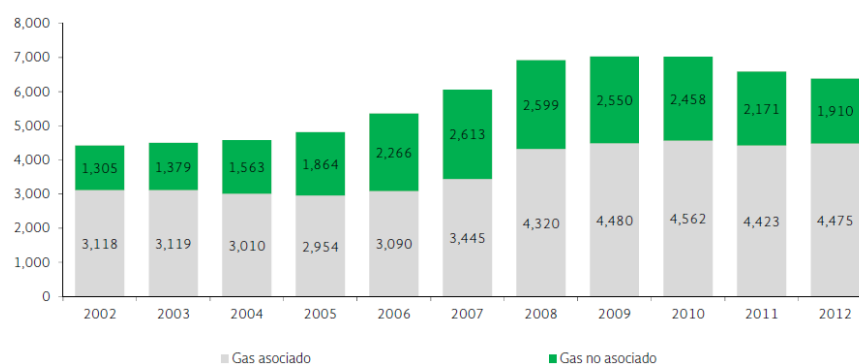


Figura 13: Producción de gas natural por tipo, 2002-2012. Fuente: SENER.

En la Tabla 9 se proporciona la participación aproximada por región en la producción de gas natural. Es apreciable que las principales zonas abastecedoras son la región Norte y la región Sur donde sumadas su participación representaron el 58.75% de la producción nacional. La mayor participación de la región Norte es atribuible a la creciente actividad de desarrollo de campos así como a la explotación de yacimientos con 843 pozos de los cuales 24 se localizan en Veracruz, 133 en Poza Rica- Altamira, 173 en Burgos, y 513 en el activo Aceite

⁶⁴ (Velasco Paz, 2012) Pp. 126

⁶⁵ Incluye N₂.

Terciario del Golfo (ATG); a pesar de ello representó una reducción de 6.5% respecto a 2011.

Región	2009	2010	2011	2012	2013
Sur	1,600	1,765	1,692	1,652	1,571
Norte	2,537	2,500	2,288	2,139	2,061
Marinas	2,894	2,755	2,614	2,593	1,763

Tabla 9: Producción de gas natural, MMpcd. Fuente: Base de datos institucional de PEMEX.

La producción de nitrógeno asociado al gas para 2012 totalizó un volumen de 708 MMpcd obtenido principalmente de los activos Cantarell (marina noreste) y Bellota-Jujo y Samaria-Luna (marina Sur) representado 4.1% menos que en 2011. De manera que, la extracción de gas natural hidrocarburo (sin nitrógeno) fue de 5,676 MMpcd.

Ante el déficit de la oferta de gas natural en el Sureste mexicano plus a las dificultades logísticas para importarlo de Estados Unidos, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) autorizó a PGPB la importación de GNL como medida para balancear el Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI). No obstante, esto implicó "...una erogación extraordinaria para PGPB toda vez que ésta se realizó a previos cercanos de 20 dólares por MMbtu respecto a los 3.5 dólares por MMbtu que costaba traerlo de Estados Unidos⁶⁶".

2.2.1.2 Demanda

De manera general la demanda para 2012 de gas natural nacional se resume en cuatro grandes rubros: Ventas Internas con un 59.52%, 39.93% autoconsumo de PEMEX, Exportaciones 0.02%, y otros 0.53%. De tal modo que ésta, durante 2012 aumentó en un 2.6% sumando 6,678.4 MMpcd.

⁶⁶ CNNexpansion. A PEMEX se le fuga el gas natural. Disponible en <http://www.cnnexpansion.com/negocios/2013/05/06/a-pemex-se-le-fuga-el-gas-natural>.

	Descripción	MMpcd	%
Origen	Producción de PGPB	3,628.26	63.74
	Etano a ductos de gas seco	63.73	1.12
	Directo de campos	911.06	16.01
	Importación	1,089.30	19.14
	Otras corrientes suplementarias		
Destino	Consumo PEMEX	1,998.23	35.10
	Autoconsumo PGPB	274.82	4.83
	Exportación	0.91	0.02
	Ventas internas	3,388.22	59.52
	Empaque	0.01	0.00
Otros		30.19	0.53

Tabla 10: Oferta y demanda nacional de gas natural. Fuente: Sistema de Información Energética con información de PEMEX⁶⁷

La oferta nacional derivada de recursos fósiles ha sido mayormente atendida por recursos aceiteros mientras que los recursos gasíferos siempre se han mantenido en un segundo plano y siempre en un menor porcentaje. Este hecho puede deberse a las condiciones geológicas-geográficas que predominaron en un determinado momento para la proliferación de kerógeno con potencial generador de aceite. Esta baja en la oferta de gas natural puede explicar las altas importaciones realizadas producto de una demanda creciente interna. Por otra parte se sabe que el valor agregado a los productos aceiteros es mucho más elevado que los gasíferos, esto explica su jerarquía en la cartera de proyectos de PEMEX.

Es así que el gas natural ha ocupado el papel principal como fuente de energía al sector eléctrico público representando un 58.6% del total⁶⁸ consumido por dicho sector. El predominio de gas natural como precursor de energía eléctrica se ve reflejado en su uso para la utilización de plantas de ciclo combinado, las cuales para junio de 2012, veintidós centrales generaban energía eléctrica de las 27 centrales existentes de productores de energía independiente (PEI).

⁶⁷ *Ídem*. Pp. 127

⁶⁸ Debido a que el gas natural está ampliamente extendido en las centrales termoeléctricas convencionales, turbogás y ciclo combinado.

Una manera de poder entender el déficit entre la oferta y la demanda nacional de gas natural es abordando la distribución de factores que aceleren dicha brecha como lo son: concentración poblacional (directamente proporcional a su consumo), centros industriales, plantas de generación eléctrica, actividades petroleras, y por supuesto infraestructura que permita la interconexión de regiones⁶⁹. Esto permite realizar comparaciones que permitan ver los problemas y retos presentes en la distribución de gas natural. Por ejemplo, Veracruz fue el estado de mayor consumo debido principalmente a la actividad petrolera, empero para finales de 2012 existieron seis estados⁷⁰ de la república sin registro de consumo de gas natural debido de la falta de infraestructura.

La región Sur-Sureste cuenta con una gran producción de gas natural con lo cual puede abastecer las regiones Centro y Centro-Occidente, sin embargo a su vez representó para 2012 el mayor consumidor con un 37% del consumo total nacional, dedicado principalmente a la actividad petrolera. El segundo mercado regional de mayor consumo fue el Noreste totalizando un 33.2% donde al estar asilado del suministro de gas natural donde "... las importaciones en esta región no pueden ser sustituidas con producción territorial⁷¹". "...La región Noreste no sólo abastece su demanda con gas natural importado y con producción propia, si no que envía el hidrocarburo a otras regiones⁷²". Puede extraerse del cuadro que esta región es la de menos consumo; igualmente que dicha región es limitada en el envío de gas natural a las regiones Sur-Sureste, Centro y Centro-Occidente debido a una restricción en la capacidad de compresión (consultar la Fig. 15 y Tabla 11).

⁶⁹ De manera estratégica, se cuenta con cinco mercados regionales en el país: Noroeste, Noreste, Centro, Centro-Occidente y Sur-Sureste.

⁷⁰ Baja California Sur, Guerrero, Nayarit, Quintana Roo, Sinaloa y Zacatecas.

⁷¹ (Secretaría de Energía, Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2013-2017, 2013) Pp. 95

⁷² Ídem

Región	2008	2009	2010	2011	2012
Sur-Sureste	2,512.3	2,522.7	2,579.8	2,412.4	2,472.6
Noreste	1,807.9	1,834.0	1,965.6	2,219.3	2,217.0
Centro-occidente	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4
Centro	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1
Noroeste	428.9	408.3	380.0	399.3	445.3

Tabla 11: Consumo regional de gas natural, 2002-2012 (MMpcd). Fuente: IMP.

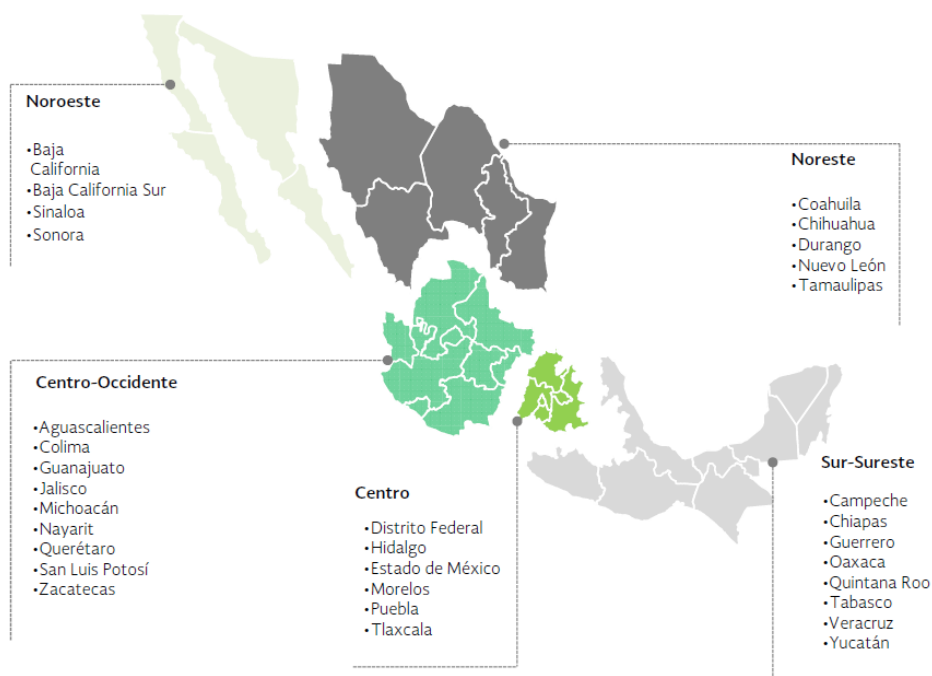


Figura 14: Regionalización de los mercados de gas natural y gas L.P. Fuente: SENER.

2.2.1.3 Ventas internas y consumos de PEMEX.

Con un valor de 50,247.24 millones de pesos fue lo correspondiente a las ventas internas de gas natural en el país durante el año 2012 lo cual se traduce a un volumen total consumido de 3,388.22 MMpcd. En el siguiente cuadro puede verse los sectores de consumos.

Sector	MMpesos	%	Sector	MMpcd	%
Autogeneración	1,732.57	3.45	Autogeneración	122.79	3.62
Comercializadores	1,886.50	3.75	Comercializadores	124.91	3.69
Industrial Y Distribuidoras	19,007.93	37.83	Indus. Y Distribui,	1,237.50	36.52
Industrial	13,647.34	27.16	Industrial	883.39	26.07
Distribuidoras	5,360.60	10.67	Distribuidoras	354.12	10.45
Eléctrico	27,620.24	54.97	Eléctrico	1903.02	56.17
CFE	19,565.48	38.94	CFE	1,325.74	39.13
Cia. De Luz	-	-	Cia. De Luz	-	-
IPP	8,054.76	16.03	IPP	577.28	17.04
Valor total	50,247.24	100.0	Volumen total	3,388.22	100.0

Tabla 12: Ventas internas y consumos. Fuente: PEP. Subdirección de Distribución y Comercialización.

2.2.2 Infraestructura en ductos.

PEMEX al concluir 2012 contaba con una red de gasoductos de 11,917.4 km de donde 11,141.6 km se encontraban en operación producto de la vigencia de 20 permisos de transporte de acceso abierto⁷³. Esta red se integra al SNG y el sistema Naco-Hermosillo pertenecientes a PGPB⁷⁴ misma que es encargada primordialmente de transportar dicho recurso a las entradas de las ciudades, igualmente cuenta con una parte de infraestructura de participación privada⁷⁵ quienes se encargan de la distribución en el interior. A pesar de los permisos otorgados la evolución de la infraestructura de transporte se ha visto limitada respecto a la demanda ocasionando que en algunos tramos de la red en los cuales se trabaja a su máxima capacidad (Fig. 16).

⁷³ 17 correspondieron a sistemas en operación, uno en construcción y dos por iniciar obras.

⁷⁴ Al cierre de 2012 poseía una red de gasoductos con extensión de 9,038 km.

⁷⁵ En algunos casos fronterizos interconectadas con el sur de EUA, otros conectados con SNG o aislados.



Figura 15: Distribución de ductos privados y de PGPB. Fuente: PEMEX.

Producto de las grandes distancias a las cuales es transportado, el gas natural se despresuriza; por lo que es necesario el apoyo de estaciones de compresión las cuales re-presionarán al fluido, permitiéndole llegar a su destino final⁷⁶ bajo condiciones operativas óptimas. Para ello se ha distribuido a lo largo de la red de ductos 20 estaciones de compresión, de las cuales PEMEX operó once⁷⁷ mientras que la iniciativa privada nueve tal como se muestra en la tabla 13.

Compresión PGPB			Compresión Privada			
Región	Estación	Potencia (HP)	Región	Estación	Potencia (HP)	
Noreste	Santa Catarina	9,400	Noreste	Rosarito	8,000	
	Los Ramones	21,250		Los Algodones	30,888	
	Estación 19	23,700		Naco	14,300	
	Chávez	7,110		Gloria a Dios	14,300	
Centro-occidente	Valtierrilla	4,700		El Sueco	6,160	
Sur-Sureste	Cempoala	55,000		El Caracol	46,350	
	Lerdo	55,000		Los Indios	46,350	
	Chinameca	55,000		Centro-occidente	El Sauz	13,500
	Cárdenas	55,000		Centro-Occidente	El castillo	2,500
	Cd. PEMEX	7,150	Total de compresión privada	182,348		
	Emiliano Zapata	35,000				
Total de compresión PGPB		328,310	Total de compresión		510,658	

Tabla 13: Estaciones de compresión de gas natural a 2012 (HP). Fuente: PGPB.

⁷⁶ Actualmente existen 18 zonas de distribución de gas natural, con una extensión de 46,312 Km y 2.1 millones de usuarios.

⁷⁷ Diez estaciones son propiedad de PGPB y una de PEP (Estación Cd. PEMEX).

De acuerdo con la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 (ENE) a pesar de los intentos de incentivar a la industria privada, cuando 1995 se permitió su entrada, la expansión del SNG ha sido escasa y limitada para poder satisfacer la demanda creciente de dicho recurso que entre 2000-2011 creció con una tasa constante anual de 5.7%⁷⁸. Bajo este contexto no es sorpresa que el SNG roce el límite de capacidad permitido alcanzando un 85%. La estrategia pretende reforzar la infraestructura existente y asegurar el abasto en un mayor número de regiones ello implicará un nuevo arreglo institucional, incremento de infraestructura y desarrollo de mercados potenciales.

Es visible que a pesar de la incorporación de la iniciativa privada en el SNG el avance ha dado mucho que desear. Dicha incorporación se ha manifestado bajo premisas poco claras pues la información compartida a la consulta pública ha sido limitada y parcial, se carece de datos contundente en la estructura de los proyectos como financiamiento, regulación, propiedad, diseño, proceso de adjudicación etc. Como ejemplo, cuando se dijo que PEMEX sería el operador de los ductos, posteriormente se le encomendó el sistema del pacífico a CFE limitándola a capacidad y servicios de transporte hasta sitios definidos, sin embargo "...la trayectoria y diámetro de los gasoductos serían definidos por su dueño y operador, quien debería ser un particular con experiencia demostrada⁷⁹". Esto nos permite realizar una comparación crítica, pues por un lado los gasoductos trabajan a su máxima capacidad generando cuellos de botella en ciertos tramos y por otro lado, ésta afirmación de la estrategia de gasoductos que decide encomendar a un particular definir el diámetro trayectoria de los mismos.

⁷⁸ Impulsado primordialmente por su utilización en los sectores petroleros y eléctricos

⁷⁹ (Lajous Vargas, Dilemas del suministro de gas natural en México, 2013) Pp. 31

2.2.2.1 Plantas de regasificación

Sin embargo, complementario a las proyecciones, de mejora de la infraestructura de transporte y distribución del gas natural, es necesario realizarlo de igual manera para el almacenamiento. "...El almacenamiento es la actividad de recibir y conservar el gas LP para su posterior suministro, ya sea para consumo propio o su posterior devolución a terceros", esto permitirá garantizar el abasto en periodos de exceso de oferta, pudiéndose extraer cuando la producción sea baja; esto puede apreciarse con más detalle en la Tabla 14, Figura 17.



Figura 16: Estados con almacenamiento disponible. Fuente: CRE.

Descripción	En operación			En proyecto
	Terminal de GNL de Altamira	Energía Costa Azul	Terminal KMS de GNL	Energía Costa Azul, Ampliación
Localización	Altamira, Tamaulipas	Ensenada, B.C.	Manzanillo, Colima	Ensenada, B.C.
Capacidad de regasificación (MMMMpcd)	0.50-0.76	1.00-1.30	0.5	1.0-1.3
Capacidad de almacenamiento (m ³)	300,000	320,000	300,000	
Entrada en operación	30/09/06	14/05/08	17/08/12	indefinida

Tabla 14: Permisos de almacenamiento de GNL, 2012. Fuente: CRE.

La terminal Altamira se encarga de abastecer de gas natural a las centrales de ciclo combinado Altamira V, Tuxpan V, Tamazunchale I y Tuxpan II. Mientras tanto, la planta Costa Azul tiene como objetivo abastecer las centrales de ciclo combinado

en Rosarito y en Mexicali. Finalmente la más reciente terminal, inaugurada en 2012, localizada en Manzanillo Colima: la terminal KMS, la cual tendrá como objetivo abastecer la central Manzanillo 1 así como futuras centrales⁸⁰ así como a las centrales El Sauz, Salamanca y Bajío⁸¹.

Ante la reducción de la oferta de gas natural del país, PGPB ha inclinado su abasto hacia las importaciones, para ello ha incrementado a su máxima capacidad de importación al Sur de Texas; asimismo la SENER ha iniciado un mecanismo de importación de GNL por los puertos de Manzanillo y Altamira. Por otra parte, a nivel nacional, se iniciaron las gestiones para los proyectos de Los Ramones, fase I y II, como la estación de compresión Emiliano Zapata buscando incrementar la capacidad de transporte.

Sin embargo es necesario que las instituciones competentes en el tema, como la SENER y la CRE, precisen el porqué de la falta en la capacidad de almacenamiento del país cuyo instrumento puede garantizar el suministro, o en su caso reducir paulatinamente las importaciones.

2.2.3 Comercio exterior de gas natural

Producto de un mayor volumen de importaciones, con objeto de satisfacer la demanda de gas natural para los sectores eléctrico e industrial, para finales de 2012 totalizó 2,130 MMpcd lo que representó un aumento del 21.7% respecto a 2011. Del total de importaciones realizadas, el 78.5% se realizó mediante ductos, mientras que por barco (GNL) representó un 21.5%⁸².

⁸⁰ Guadalajara I y II (mediante la incorporación del gasoducto Manzanillo-Guadalajara).

⁸¹ Mediante su interconexión al Sistema Nacional de Gasoductos.

⁸² (Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas natural 2012-2026, 2012)

Citado en párrafos anteriores, ante el desabasto de gas natural en el país, como medida compensatoria, las importaciones por ductos proveniente del Sur de Texas se mantienen a niveles máximos de tal suerte que representó el 74.7% del total de las importaciones realizadas de Estados Unidos, 17.8% por California y 7.5% por Arizona⁸³. En la Figura 18 podemos contrastar datos proporcionados por PGPB del comercio llevado a cabo así como el consumo interno de la paraestatal.

	2011		2012		
	III	IV	I	II	III
Comercio exterior (neto)	1 599	1 516	1 843	2 053	2 054
Exportaciones terrestres	1	1	3	1	1
Importaciones terrestres ^a	1 229	1 167	1 397	1 687	1 865
Pemex	757	732	893	1 132	1 243
Terceros ^b	472	435	504	555	613
Importaciones gas licuado ^c					
Altamira	371	324	418	308	134
Ensenada	...	26	31	59	65
Manzanillo	nd	nd
Producción de gas seco	4 783	4 711	4 705	4 658	4 540
Consumo interno ^d	5 531	5 417	5 570	5 721	5 732
Consumo Pemex	2 118	2 211	2 268	2 301	2 287
Ventas internas	3 413	3 206	3 302	3 420	3 445
Electricidad	2 129	1 813	1 909	2 081	2 117
Industria	833	854	851	895	894
Otros	451	539	542	444	434
Memorándum					
Consumo interno aparente ^e	6 373	6 201	6 520	6 642	6 543
Producción neta sector público ^f	678	811	632	383	269

Figura 17: Comercio exterior y consumo interno de gas natural 2011-2012. Fuente: PGPB vía Base de Datos Institucional.

2.2.4 Ventas internas y consumos de PEMEX

2.2.4.1 Ingresos por venta de gas natural

Las ventas de gas natural en 2012 registradas por PEP a PGPB y PEMEX Refinación (PR) equivalió a 6,892 MMUSD⁸⁴ representando un 6.80% del total de ventas de PEP por concepto de hidrocarburos comercializados. El registro fue menor respecto al año 2011 con una diferencia de 2,024 MMUSD.

⁸³Tales importaciones tuvieron lugar por medio de puntos de interconexión localizados en: Baja California, Sonora, Chihuahua, Coahuila y Tamaulipas.

⁸⁴ (Velasco Paz, 2012) Pp. 57

Cliente-Producto-Gas Natural		Importe (MMUSD)	Volumen (MMpcd)	Precio (USD/mpc)
PGPB	Gas Húmedo Amargo	4,783.25	3,402	3.84
	Gas Húmedo Dulce	1,220.17	1,022	3.26
	Gas Seco	887.77	911	2.66
PEMEX Refinación	Gas Húmedo Amargo	0.05	0.05	3.05
Total		6,891.24	5,335	3.53

Tabla 15: Importe, volumen y precio por cliente-producto de gas natural de PEP. Fuente: PEP. Subdirección de Distribución y Comercialización

2.2.4.2 Volumen de venta de gas natural

Durante 2012 los volúmenes de gas natural se mantuvieron relativamente constantes con un promedio aproximado de 5,335 MMpcd reflejando un déficit de 248 MMpcd respecto al 2011 (contrástese con la Figura 19).

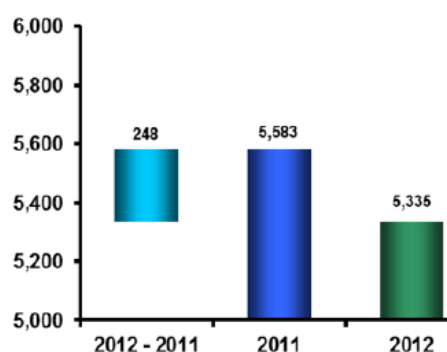


Figura 18: Volúmenes de gas natural. Fuente: PEP, Subdirección de Distribución y Comercialización. Anuario Comercial 2012.

De esta manera se pudo estimar un precio promedio de gas natural de 3.53 USD/MPC posicionándose 0.85USD/MPC por debajo del año 2011.

2.2.4.3 Egresos por compra de gas natural

El consumo de los volúmenes de compra para 2012 tuvo una diferencia respecto al año inmediato de 71.7MMpcd (ver Tabla 16) promediando un volumen de 1,314.0MMpcd. Por otro lado el precio medio de compra del mismo recurso en 2012 fue de 2.66 USD/MPC con una diferencia de 1.15 USD/MMBTU por debajo del precio en 2011.

Balance- Gas Natural					
Importe	MMUSD	Volumen (MMpcd)		Precio (USD/Mpc)	
Venta	Compra	Venta	Compra	Venta	Compra
6,981	1,257	5,335	1,314	3.53	2.61

Tabla 16: Balance de Gas Natural. Fuente: PEP, Subdirección de Distribución y Comercialización

Relacionando volúmenes comprados con precios se pudo estimar que para 2012 hubo un total de egresos, por parte de PEP, de 1,257.11 MMUSD. Tal tendencia obedece a causas como el abastecimiento de equipos de bombeo neumático, uso combustible, entre otros. Asimismo es posible mencionar que "...actualmente se cuenta con 24 puntos de Entrega Recepción de los cuales extraen Gas Natural del Sistema Nacional de Gasoductos y los restantes 7 de los Centros Procesadores de Gas de PGPB, con estos puntos se cubre la demanda de PEP⁸⁵..

2.2.4.5 Distribución de ingresos de gas y líquidos por región y activo

Los Activos Integrales de Burgos, Samaria-Luna, Litoral de Tabasco y Ku-Maloob-Zaap pertenecientes a las regiones Norte, Sur, Marina Suroeste y Marina Noreste respectivamente generaron el mayor ingreso al cierre del año 2012 representando un 59.2%. Los ingresos de PEP producto de la comercialización de Gas Natural y sus líquidos ascendió a 8,095.90 MMUSD (Tabla 17, Fig.20).

	Descripción	Gas Natural	Total		Descripción	Gas Natural	Total		Descripción	Gas natural	Total
Región Norte	Burgos	1,341.0	2,253.41	Región Sur	Cinco Presidentes	162.79	2,402.44	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	599.84	1,532.4
	Poza Rica-Altamira	167.36			Bellota-Jujo	507.91			Litoral de Tabasco	932.59	
	ATG	165.86			Samaria-Luna	1,039.04			Cantarell	126.75	
	Veracruz	579.20			Muspac	692.70			Ku-Maloob-Zaap	576.21	
								Marina Noreste			702.9

Tabla 17: Ingreso por comercialización de hidrocarburos a nivel Región y Activo (Millones de dólares).

Fuente: PEP, Subdirección de Distribución y Comercialización.

⁸⁵ Ídem. Pp. 80.

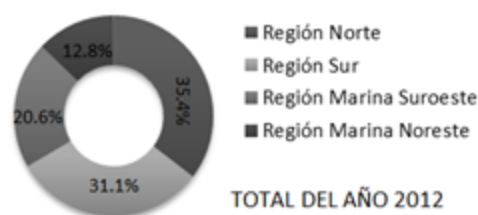


Figura 19: Ingresos por región. Fuente: PEP, Subdirección de Distribución y Comercialización. Anuario Comercial 2012.

2.3 Problemática del suministro de gas natural nacional

La problemática del mercado de gas natural que vive el país al presente implica cambios de paradigmas tanto a corto como a largo plazo, resultado de la primordial evolución en el contexto norteamericano al cual está sujeto⁸⁶, reflejándose cambios en las condiciones de oferta y demanda de dicho combustible. El emprendimiento de la explotación de recursos no convencionales en el país vecino del norte ha inducido al desplome de los precios de gas natural en nuestra nación alentando consecuentemente el crecimiento de la demanda interna la cual enfrenta una baja o declinante producción.

Para el periodo comprendido entre 2007 y 2012 la demanda de gas natural aumentó a una tasa de 17% mientras que la producción fue muy limitada, a razón de 2%, de tal suerte que "...se ha evidenciado la incapacidad de los gasoductos del STNI para surtir los puntos de oferta y consumo de forma adecuada⁸⁷". Este escenario ha surgido bajo la influencia de dos grandes factores concatenados mutuamente; es decir, en primera instancia se tiene el inminente auge de la explotación de gas no convencional (gas de lutitas) en los Estados Unidos incrementando tanto las

⁸⁶ Dado que el precio del gas natural nacional está referenciado al precio spot del Sur de Texas: Henry Hub.

⁸⁷ (Centro de Investigaciones para el Desarrollo, A.C., 2013) Pp. 3

reservas como la producción, paralela a una disminución en los precios (aproximadamente del 70% a partir del 2008⁸⁸).

De este hecho se desprende un segundo factor importante de la problemática pues al reducirse los precios dado que éstos se encuentran referenciados con el mercado del sur de Texas (Henry Hub), y a su vez los precios de PEMEX, para la venta de primera mano de PGPB, se encuentran referenciados a este mercado. Esto ha desincentivado la producción de gas natural nacional, pues bajo el enfoque de mayor rentabilidad, se inclina hacia la producción de petróleo por encima de proyectos de gas.

Estas premisas nos indican que no es de extrañarse el aumento del consumo de gas natural como insumo primario para la generación de energía eléctrica, así como para la reinyección a pozos despresurizados reuniendo el 66% del consumo de total de gas natural⁸⁹, es decir un 39% y 27% respectivamente.

Para mediados del 2012 las importaciones de gas natural para satisfacer los puntos de consumo se vieron limitadas por la poca flexibilidad del STNI producto de cuatro factores primordiales:

1. Menor disponibilidad de gas natural en el sureste para consumo de terceros⁹⁰
2. Aumento en la demanda de gas natural asociado a la generación de energía eléctrica⁹¹
3. Falta de incentivos, por parte de PGPB, para obligar a los adquirientes a atender los llamados ante alertas críticas⁹².

⁸⁸ (Secretaría de Energía, Prospectiva del Mercado de Gas natural 2012-2026, 2012) Pp.70

⁸⁹ El crecimiento de ambos sectores durante los últimos 10 años fue del 10.7% y 4.8%.

⁹⁰ (Lajous Vargas, Dilemas del suministro de gas natural en México, 2013) Pp. 45.

⁹¹ *Ídem*

4. Inexistencia de un régimen de reserva de capacidad en el sistema por parte de PGPB, como administrador del SNG para solventar picos de consumo⁹³

Conjuntamente estos factores han propiciado un desabasto, representando importantes pérdidas, para la producción industrial del centro-occidente, elevando los costos de generación de energía eléctrica⁹⁴.

Como medida correctora de tal situación PGPB promovió incrementar el flujo de gas importado del norte hacia el sur del país mediante el aumento de la capacidad de compresión al ducto troncal Zempoala, Veracruz, del SNG. Empero el deterioro del balance de gas en el sistema de ductos lo impidió y como medida compensatoria, al STNI, la CRE autorizó a PGPB la importación de Gas Natural Licuado de Estados Unidos vía marítima generando gastos extraordinarios⁹⁵ a PGPB.

De frente a la problemática del suministro de gas natural el Gobierno Federal lanza, por medio de la SENER, la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural planteando dar mayor impulso a dicho hidrocarburo (Se prevé sea el combustible de transición hacia un sector energético sustentable). No obstante, "...La Estrategia se equivoca, al plantear que el problema central de la industria es la falta de condiciones de competencia y de infraestructura: éstos son solamente los efectos⁹⁶". La crisis de la industria adolece a la falta de estrategias y objetivos a largo plazo que establezcan el papel que tendrá dicha industria en el desarrollo del

⁹² *Ídem*

⁹³ *Ídem*

⁹⁴ El gobierno Federal estimó en 18,900 millones de pesos de pérdidas producto de las 22 alertas críticas hechas en 2012.

⁹⁵ Cerca a los 20 dólares por MMBTU respecto a los 3.5 dólares por MMBTU que costaba traerlo de EUA.

⁹⁶ Ramírez Villegas, Jaime. Retos de la industria del gas natural como combustible de transición. Revista: Energía a Debate. Fuente: <http://energiaadebate.com/retos-de-la-industria-del-gas-natural-como-combustible-de-transicion/> Consultado: 03/06/2014.

país; igualmente es necesario definir el grado de participación del Estado en cada una de las etapas de la cadena de valor para realmente generar mayor competencia. La estrategia debe contemplar objetivos bien definidos tanto en profundidad de dónde qué se quiere llegar, qué se pretende conseguir, y lo más importante a qué plazo:

1. En primer lugar "...realizar importaciones de volúmenes adicionales de GNL por Manzanillo, en segundo lugar es la sustitución máxima posible de gas natural por combustóleo en plantas de la CFE y en refinerías; la tercera posibilidad, bajar los niveles de producción en la refinería de Cosoleacaque que demanda gas en grandes volúmenes. Es imprescindible que para la aplicación de cualquiera de las tres opciones es necesario hacer una valoración costo-beneficio para cada una así como ajustes en precios como en procesos⁹⁷.
2. A mediano plazo resulta indispensable realizar un diagnóstico integral de las causas en la subinversión de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural (tanto para el sector público como el privado) esto podría permitir ejecutar el plan con objeto de superar las restricciones producto de la falta de capacidad de transporte en el SNG, así como su conexión con el sistema de transporte del país del norte. Asimismo, es necesario analizar medidas para revertir el estancamiento de la producción interna de gas natural. Para ello en el año anterior, 2013, el gobierno federal lanzó un programa que contempla la ampliación de gasoductos para introducir gas natural a estados como Sonora y Sinaloa, la ampliación de la capacidad en los ductos de Chihuahua al igual que los de la frontera norte al centro.

⁹⁷ (Lajous Vargas, Dilemas del suministro de gas natural en México, 2013) Pp. 19

3. Finalmente, a largo plazo, es necesario que el gobierno federal diseñe e instrumente políticas firmes que puedan orientar los principales agentes económicos, al igual que poder establecer y hacer cumplir con un marco regulatorio consistente y moderno acorde a la revolución energética-tecnológica que se vive en el mundo actual. Ello requerirá la creación de instituciones regulatorias fuertes y con plena autonomía de gestión, sólo así podrán alcanzarse soluciones favorables a viejos y nuevos problemas.

Tanto la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural como la misma Reforma Energética apuestan en resarcir el problema del bajo nivel de reservas por medio de la explotación de shale gas a expensas del optimismo derivado por el reporte *“World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States”* de la U.S Energy Information Administration (EIA, 2011). El reporte, como se verá en el capítulo siguiente, coloca a México en el cuarto lugar a nivel internacional en relación con reservas de recursos entrampados en lutitas; nuevamente la estrategia pasa por alto sentar elementos, fundados en una base técnica sólida, de una planeación a largo plazo, que especifique qué tipo de industria se desea y cuál es el camino para alcanzarla.

La Reforma Energética, por medio del Centro Nacional del Control de Gas Natural (CENAGAS), busca generar alicientes positivos para denotar la inversión privada en SNG. Este órgano surge como entidad pública descentralizada “...con personalidad jurídica y patrimonio propio, responsable de operar para todos los actores del sector, vigilar el adecuado funcionamiento del sistema de transporte y almacenamiento de gas natural⁹⁸”; en decir, PEMEX⁹⁹ transferirá la infraestructura

⁹⁸ Presidencia de la República. Decreto de Reforma Energética.

⁹⁹ Por medio de PGPB; quien es dueño del 90% de la red de transporte actualmente.

que posee al CENEGAS. Este último promete fungir como gestor independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, buscando minimizar las fallas del suministro así como hacer eficiente la distribución. Mediante la legislación secundaria se vaticina la separación del transporte y el almacenamiento de gas natural de la comercialización; dicha desintegración de mercado podrá marcar efectos positivos sobre el precio y la calidad del servicio.

Como medida para atenuar la gran problemática generada por la casi nula incorporación de reservas de gas natural busca atraer inversión en forma masiva para la explotación de gas de lutitas -y a aguas profundas-. Sin embargo más adelante, en este mismo estudio, se fundamenta que la viabilidad de estos recursos es poco alentadora con excepción de los Estados Unidos, el cual representa un caso aislado, por contar con gran infraestructura y que aun así ha tenido problemas en el desarrollo de dichos proyectos, incluso en fase incipiente.

Con lo que es válido reflexionar de la necesidad de realizar cambios constitucionales. Es muy válido esperar cambios positivos derivados de esta Reforma, como aumentar la competitividad y eficiencia de PEMEX. Si el objetivo buscado es atraer inversión para la explotación de gas y/o aceite de lutitas y aguas profundas en lugar de haber modificado, como primera vía, el Artículo 27 Constitucional se pudo haber planteado "una apertura amplia, cambiando el 27, y luego –como lo hizo Brasil en los años 90– reservar para la compañía nacional ciertas áreas donde es más fuerte –como aguas someras en el caso de Pemex– y que le permitirían seguir siendo la compañía dominante^{100.}

¹⁰⁰ Shields, David. ¿Reforma óptima? Energía a Debate vía: Periódico Reforma. Consultado: 04/06/2014.

Capítulo III: Lutitas de gas: ¿Alternativa viable? Retos y oportunidades en México.

La demanda de energéticos a nivel mundial es cada vez mayor, ello implica una necesidad imperante de tener que incorporar reservas de hidrocarburos. Esto ha incentivado a la búsqueda de alternativas energéticas, además de las convencionales, así como la incorporación de hidrocarburos no convencionales tales como: tight gas (arenas comprimidas), coalbed gas (gas asociado a depósitos de carbón), hidratos de metano, arenas bituminosas y Shale gas/oil (gas/aceite de lutitas). Inicialmente estos recursos no podían ser aprovechados debido al escaso desarrollo de tecnología para su explotación comercialmente rentable. Sin embargo con variables de mercado a favor, como precios altos de hidrocarburos y desarrollo de mercados mundiales, se ha podido robustecer la investigación –hasta la misma explotación- de dichos recursos consolidándose como parte de las futuras reservas de hidrocarburos de los diferentes países.

Es una apremiante necesidad actual establecer cambios en materia de política energética, en países que cuenten con este tipo recursos, pues sólo con el aumento a la inversión, tanto de investigación como en desarrollo de tecnología, podrá asegurarse el abasto de energía a mediano plazo como para futuras generaciones.

Actualmente se ha dado un auge prioritario sobre recursos entrampados en lutitas, shale gas/oil, debido al fuerte potencial de producción, bajas declinaciones por pozo, alta recuperación final con respecto a otros yacimientos no convencionales por ejemplo Tight gas¹⁰¹.

¹⁰¹ Tres ventajas de shale gas sobre Tight gas son: costos de exploración moderados, desarrollos más exitosos y bajas tasas de declinación de la producción.

La explotación de recursos no convencionales en los países del norte, especialmente Estados Unidos, sustentan la posibilidad de que México cuente este tipo de recursos al compartir algunas cuencas geológicas comunes en la frontera norte, como la cuenca de Burgos o la Cuenca de Chihuahua, por ejemplo; y que en Estados Unidos tienen otro nombre. De acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos éste posiciona a México en el cuarto lugar a nivel internacional en relación con reservas de gas de lutitas, con ello se prevé que el país cuenta con 681 millones de millones de pies cúbicos¹⁰² (MMMMpc) técnicamente recuperables, es decir, 11 veces más que las reservas remanentes de gas natural del país¹⁰³. Esto permite plantear preguntas sobre el futuro de México, en cuanto a estos recursos, y cómo optimizar su explotación.

El hallazgo de depósitos no convencionales, gas y/o aceite de lutitas, se produjo hace más de 30 años en los Estados Unidos¹⁰⁴; sin embargo, hasta hace pocos años los resultados tecnológicos comenzaron a dar frutos a costos competitivos. Mediante la perforación horizontal y fracturamiento hidráulico¹⁰⁵ se comenzó a dar una razonable explotación en shale gas, permitiendo explotar grandes yacimientos de gas, reposicionando así las reservas de Estados Unidos¹⁰⁶ de dicho recurso.

Es así que "...la nueva industria de gas de lutitas podría representar una aportación significativa para cubrir las necesidades de México a largo plazo; sin embargo, es

¹⁰² (Escalera Alcocer, 2012), Pp. 10

¹⁰³ Desde luego, estas cifras tienen que ser confirmadas con estudios técnicos del más alto rigor.

¹⁰⁴ El Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) y el Instituto de Investigación de Gas (GRI, por sus siglas en inglés) fueron los pioneros en desarrollar tecnologías para la producción comercial de gas natural desde la lutita relativamente profunda Devónico (Huron) al Este de los Estados Unidos.

¹⁰⁵ La aplicación de técnicas de fracturamiento para estimular la producción de aceite y gas comenzó a crecer rápidamente en la década de 1950.

¹⁰⁶ Adicionalmente el aceite en lutitas transformará el mercado de petróleo en los próximos cinco años.

necesario dimensionar y tomar las medidas para mitigar los impactos ambientales derivados de la producción de gas no convencional¹⁰⁷.

3.1 Definición y características del gas de lutitas

Referirse al gas atrapado en lutitas remite a aquél que es generado y almacenado en rocas de muy baja permeabilidad (de 10^{-3} a 10^{-11} milidarcies), ricas en materia orgánica del orden del 0.5%, con litología no necesariamente 100% de lutitas¹⁰⁸. En otras palabras se refiere a las rocas sedimentarias de grano muy fino que son susceptibles al fracturamiento natural o inducido. Granulométricamente hablando, el término *shale gas* describe rocas clásticas de grano muy fino como Siltstone y Shale, es decir, en español equivalentes a limolita y lutita, respectivamente.

De esta manera podemos definir a un yacimiento de aceite/gas atrapados en lutitas como un sistema de rocas arcillosas ricas en contenido orgánico, el cual puede presentar permeabilidades de muy bajas a súper bajas, que funcionan bajo una función tripartita: generadora-almacén-sello producto de no haberse alcanzado la migración.

Dentro de la gama de factores que implican la explotación de estos recursos no convencionales, gas de lutitas, el de mayor trascendencia son las bajas –hasta ultra bajas- permeabilidades¹⁰⁹ (de 10^{-3} a 10^{-11} milidarcies) que poseen dichos yacimientos. Para ello es necesario crear canales que conecten a los poros mediante fracturas a una escala masiva para poder producir gas de manera comercial. Esto ha

¹⁰⁷ (H. Estrada, 2013) Pp. 14.

¹⁰⁸ Intercalada entre delgadas y finas capas de areniscas o arcillo-carbonosa.

¹⁰⁹ La permeabilidad puede definirse como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella.

podido lograrse mediante la implementación de técnicas como pozos horizontales con multi-fracturamiento hidráulico.

La denominación de un play no convencional, gas y/o aceite de lutitas, implica que cumpla al menos con las siguientes características de la roca:

- Riqueza orgánica total de: $COT > 2\%$, Kerógeno tipo II y III¹¹⁰.
- Rangos de madurez térmica: $R_o > 0.9\%$. y $T_{m\acute{a}x} > 440^{\circ}C$.
- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas
- Aceite y/o gas en los espacios porosos (microporosidad) y fracturas.
- Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.
- Propiedades mecánicas de la roca favorables al fracturamiento.
- Profundidad (normalmente entre 1,000 m y 5,000 m).

3.1.2 Diferenciación entre yacimiento de gas convencional y no convencional

Es hacendera mencionar en primer lugar lo que en la industria petrolera constituye un yacimiento para posteriormente diferenciar entre uno convencional y uno no convencional. Se entiende por yacimiento a "...la porción de una trampa¹¹¹ geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente¹¹²". Los hidrocarburos atrapados en este receptáculo se encuentran sometidos a altas presiones y temperaturas en función de la profundidad a la que se encuentra la zona productora, entre otros factores.

Un yacimiento convencional puede describirse bajo las mismas premisas del sistema petrolero, el cual consiste en un sistema natural que cuenta con todos los elementos y procesos geológicos necesarios que permiten la existencia de

¹¹⁰ El kerógeno tipo II tiene gran potencial para generar hidrocarburos líquidos y gaseosos, se asocia a sedimentos marinos de ambientes reductores. Mientras que el kerógeno tipo III generador principalmente de gas seco, con inclusiones de kerógeno tipo II puede generar algo de líquidos, se compone de materia orgánica terrestre.

¹¹¹ Es toda aquella estructura geológica que permite que el aceite/gas se acumule y conserve de manera natural durante un cierto periodo de tiempo.

¹¹² (Alvarado Arias, , 2012). Igualmente puede consultarse Petroleum Resources Management System.

yacimientos con gas y/o aceite. "...Los elementos clave que definen la existencia de un sistema petrolero son las rocas generadoras, almacenadora, sello, trampa, la migración y el sepultamiento necesario para la generación térmica de los hidrocarburos. Estos elementos deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales (sincronía) que permitirán que los hidrocarburos se acumulen y se preserven¹¹³.

Mientras en un yacimiento convencional la generación de hidrocarburos se da en la roca madre debido a condiciones favorables que presenta para su conservación temporal posteriormente, por migración, se alojan en la roca almacén (debido a la porosidad y permeabilidad que poseen) pues la roca sello presenta poros de tamaño subcapilar que impiden que emigren más allá los fluidos; en un yacimiento no convencional la roca madre no ha expulsado totalmente los hidrocarburos generados por ella actuando entonces como roca almacén y roca sello al mismo tiempo.

Puede resumirse que "...los yacimientos no convencionales tienen tres características comunes: contenido energético bajo con respecto al volumen de la roca, dispersión de yacimientos en áreas muy extensas y permeabilidades muy bajas. Su viabilidad económica suele ser incierta debido al bajo contenido de gas en las rocas generadoras. El volumen extraído por pozo es muy inferior al de yacimientos convencionales¹¹⁴.

¹¹³ Guzmán, Holguín, 2001.

¹¹⁴ (H. Estrada, 2013) Pp. 18.

3.1.2.1 Propiedades geológicas

En términos generales una lutita es una roca sedimentaria, detrítica, conformada por partículas cuyo tamaño se reducen al de la arcilla¹¹⁵ o del limo, 1/256 mm. Las rocas detríticas constituyen aproximadamente el 50% de las rocas sedimentarias, clasificadas como lutitas, y constituyen la roca generadora por excelencia en los yacimientos convencionales del mundo. Una lutita tendrá potencial generador cuando, al estar sometida a presión y temperatura suficiente, en conjunto con los fenómenos de subsidencia y sepultamiento creciente, han alcanzado la madurez termal necesaria¹¹⁶.

Las lutitas presentan una morfología litológica laminar (debido a que su ambiente de depósito es, generalmente, de baja energía en el cual los granos finos son transportados en suspensión) en estratificaciones muy finas y tienden a ser fisibles¹¹⁷ (Fig.21). Altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno son escenarios concretos para su proliferación.

Existe una continua confusión en la terminología aplicada al término "shale" en su traducción de inglés a español y viceversa, por ello es importante realizar dicha aclaración. Una lutita es una roca detrítica con partículas de talla menor a 0.0039 mm; un mudstone es una roca carbonatada compuesto por micrita y con menos de 10% de interclastos. Sin embargo, es oportuno precisar que mud-rock y mudstone son términos sinónimos para una roca carbonatada, cuyas características son las

¹¹⁵ En términos geológicos se puede definir a una arcilla como una roca consolidada cuyo tamaño de partícula es menor a 2µm, consolidando el 67% del total de la roca.

¹¹⁶ Las lutitas productoras de aceite son menos maduras termalmente que las que producen gas seco y requieren mayor calentamiento adicional para poder producir.

¹¹⁷ Propiedad que poseen algunas rocas de dividirse fácilmente en capas finas a lo largo de pocos espacios, más o menos planas, y aproximadamente paralelas a las superficies (Bates y Jackson, 1980).

<http://www.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detríticas/lutitas.htm> Consulta: 06/02/2012, 16:17pm.

mencionadas anteriormente¹¹⁸. Con ello se puede concluir que la locución Shale semeja a una lutita con fisilidad mientras que el vocablo SLATE indica una roca metamórfica o lutita con esquistosidad¹¹⁹.



Figura 20: Clasificación de las calizas según Dunham 1962.

Para la realización de pronósticos del potencial de una lutita para producir volúmenes de hidrocarburos económicamente viables implica una correcta caracterización¹²⁰, que para efectos de dicha tesis se limita a la caracterización estática. Con lo que se puede decir que el objetivo de la caracterización estática es "...determinar cualitativa y cuantitativamente, características y propiedades geológicas y petrofísicas de los sistemas rocas y roca-fluidos, así como de las principales propiedades físicas, químicas y termodinámicas de los fluidos, y definir su distribución en el yacimiento¹²¹".

La formación de lutitas remite a un ambiente de depósito con muy baja energía como: ambientes continentales (llanuras de inundación, ríos, fondo de lagos), ambientes de transición (delta, llanuras mareales, lagos) y ambientes marinos (plataformas continentales, cuencas oceánicas profundas), mares, abanicos aluviales, deltas y abanicos submarinos, lagunas, pantanos (representación gráfica:

¹¹⁸ L. Bates, Robert y A. Jackson, Julia. Dictionary of Geological Terms. American Geological Institute.

¹¹⁹ <http://www.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detriticas/lutitas.htm> Consulta: 06/02/2012, 16:17pm.

¹²⁰ Requiere mayor énfasis en la mineralogía y la composición geoquímica

¹²¹ Villamar Viguera, Manuel Juan Ing. Apuntes de caracterización estática de yacimientos. FI-UNAM

Figura 22). En otras palabras, la formación de lutitas tiene lugar en ambientes sedimentarios acuosos y de baja energía dinámica.

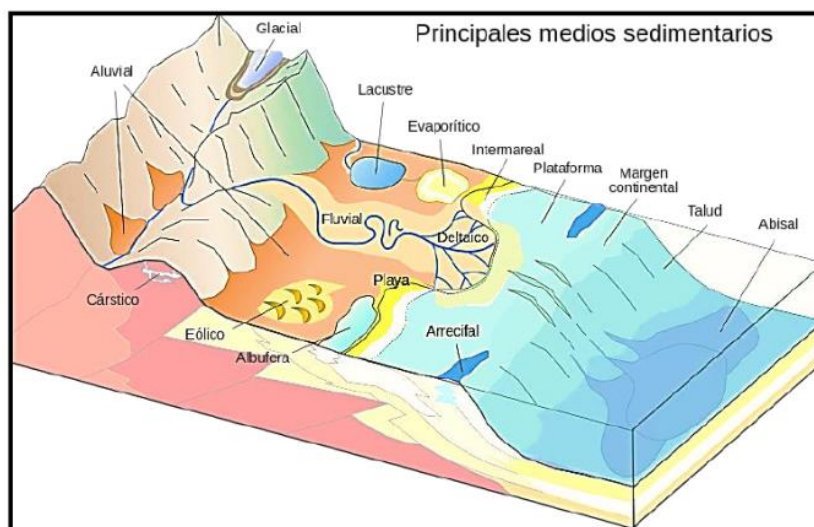


Figura 21: Principales medios sedimentarios. Fuente: FI-UNAM DICT

Las lutitas se constituyen por granos de lodo formado por arcilla y limo, superior o inferior a 0.0039 ($1/256$) mm, esencialmente por arcilla, que poseen fisilidad o/y laminación muy fina; sin embargo, es prudente aclarar que tanto la forma como el tamaño de grano va estar en función del tipo de erosión y transporte que el material orgánico haya sufrido (consultar Figura 23). Esto implica que éstas se encuentran catalogadas en la clasificación de rocas sedimentarias detríticas, las cuales por la litificación de los sedimentos, son clasificadas en tres grandes rubros: lodolita, areniscas (tamaños de arena entre $1/16$ a 2 mm) y conglomerados (constituida por granos redondeados del tamaño de la grava mayor a 2 mm).

CLASIFICACION DE SEDIMENTOS			
Límites de Clases (milímetros)	Clases de tamaño		Término para roca
256 16 4 2	G r a v a s	Peñascos	Conglomerado Brecha Rudita Rocas rudáceas
		Mataténas	
		Guijarros	
		Gránulos	
1 0.05 0.25 0.125 0.0625	A r e n a s	Arenas muy gruesas	Arenisca Arenita Rocas arenáceas
		Arenas gruesas	
		Arenas medianas	
		Arenas finas	
		Arenas muy finas	
0.0312 0.0156 0.0078 0.0039	L i m o s	Limo grueso	L i m o l i t a Argilita Rocas argiláceas Lodolita Rocas Lodosas Lutita
		Limo medio	
		Limo fino	
		Limo muy fino	
		Arcilla	

Figura 22: Clasificación del tamaño de grano de las rocas sedimentarias¹²². Fuente: FI-UNAM DICT.

3.1.2.2 Propiedades mineralógicas

Como se ha citado en párrafos en anteriores, los sedimentos detríticos de la talla de la arcilla o arcillosos al ser sometidos a procesos diagenéticos de sobrecarga o compactación dan como origen a las lutitas. Una vez formadas dichas rocas se distinguen tres grandes partes de su estructura: 1) soporte o esqueleto, 2) matriz, y 3) cemento.

Es posible determinar la composición de una lutita bajo dos criterios: en función de la mineralogía y por sus componentes petrofísicos. Bajo el primer criterio se mantiene la distribución aproximada siguiente: Cuarzo 30%, Feldespatos 5%, Micas 5%, Arcillas (>4 μ m) 20%, Arcillas 40%; cabe destacar que existen otros materiales presentes en su estructura como carbonatos, óxidos de hierro (Fe₂O₃), sílice, pirita, materia orgánica, entre otros que mantienen porcentajes muy bajos. Por otra parte, en función del tamaño de grano o componentes petrofísicos, se considera una distribución bajo dos principales sedimentos con diferente tamaño:

¹²² Martell Andrade, Bernardo Ing. Apuntes de Petrofísica y Registro de Pozos. Facultad de Ingeniería-UNAM.

limo (<62 μm) con un 60% mientras que clastos del tamaño de la arcilla (<4 μm) con un 40%, tal como lo señala la Tabla 18 siguiente.

Componentes petrográficos		Composición mineralógica	
Limo (<62 μm) 60%		Cuarzo (limo)	30%
		Feldespatos	5%
		Micas (muscovita)	5%
		Arcillas (>4 μm)	20%
Arcilla (<4 μm)	40%	Arcillas	40%

Tabla 18: Componentes petrográficos y mineralogía. Fuente: Departamento de Geología, Universidad de Oviedo.

Aunque actualmente existen varios métodos para determinar la composición mineralógica de una roca, como se verá más adelante, existe uno que en la práctica resulta muy socorrido al no contar con un equipo o laboratorio especializado cercano. Este método, un tanto a posteriori, implica inferir a partir de criterios establecidos los componentes de la lutita, contenido orgánico total (COT) así como tipo de ambiente de depósito mediante el color de la misma. De esta manera una lutita negra¹²³ supone que se dio en un ambiente reductor, es decir, en un ambiente pobre de oxígeno (por lo que el contenido de materia orgánica total es bueno) donde el componente que va a dominar será la pirita (FeS_2).

La utilización del muestreo de núcleos proporciona información geoquímica y mineralógica muy precisa, éstos son utilizados para calibrar herramientas de registro¹²⁴ de fondo de pozo. No obstante su estudio se limita al sitio en concreto

¹²³ Existen colores rojo y amarillo (suponen un ambiente oxidante y con baja materia orgánica), blanco y verde (ambiente ligeramente reductor, bajo contenido de materia orgánica); finalmente gris y negro (ambiente reductor con un buen contenido de materia orgánica).

¹²⁴ El paquete básico de herramientas de registro son las mismas que en los convencionales; por ejemplo, el registro de rayos gamma será uno de los primeros indicadores de la presencia de lutitas ricas en contenido orgánico, es decir, el potencial generador.

donde fue tomada la muestra; además de que representa un método poco eficiente y poco rentable para intervalos extensos.

La determinación mineralógica de una lutita gasífera es clave en la realización de estimulaciones, ésto mediante la identificación de su composición (cuarzo, calcita, tipos de arcilla, minerales pesados) pues formaciones con contenidos bajos en minerales arcillosos (menor 40%) y alto contenido en cuarzo representan formaciones exitosas al fracturamiento pues se favorece la fragilidad de la roca.

3.1.2.3 Propiedades geoquímicas

Mientras que con un análisis mineralógico podemos deducir la susceptibilidad de la roca a ser fracturada mediante el estudio de sus componentes mineralógicos, en un análisis geoquímico se persigue estudiar el potencial generador de la roca lutita en cuestión. Para lograr dicho objetivo los geólogos buscan un análisis detallado de ciertas propiedades geoquímicas específicas por medio de un estudio de núcleos que permitan dictaminar si la roca tiene el contenido de materia orgánica suficiente para tener un potencial generador. Las propiedades geoquímicas en cuestión son cinco fundamentalmente: mineralogía, permeabilidad, madurez térmica, volumen y capacidad de gas, contenido orgánico total (COT).

MADUREZ TÉRMICA (MT). Se refiere a la madurez con la que la materia orgánica, del depósito, y el kerógeno comienzan a transformarse en hidrocarburos producto de la presión litostática (debida a la profundidad de soterramiento) y la temperatura. Es decir, a mayor profundidad de sepultamiento y al incremento del calor, el kerógeno se transforma en bitumen, posteriormente a hidrocarburos líquidos, gas termogénico y finalmente pirobitúmenes.

El kerógeno parte de un ataque bacteriano y químico de la materia orgánica presente en la roca la cual degradará y despolimizará las macromoléculas,

resultado de una re-condensación de dicha despolimerización, que por efectos de soterramiento, presión y temperatura propiciará la generación de hidrocarburos; las tres principales etapas pueden apreciarse en la Figura 24. De esta manera puede definirse al kerógeno como "...mezcla de macerales¹²⁵ y productos reconstituidos de la degradación de la materia orgánica que se forma durante la diagénesis¹²⁶". Del tipo de kerógeno dependerá de dónde y cuándo se generarán los hidrocarburos y determinará si serán líquidos o gaseosos y su cantidad.

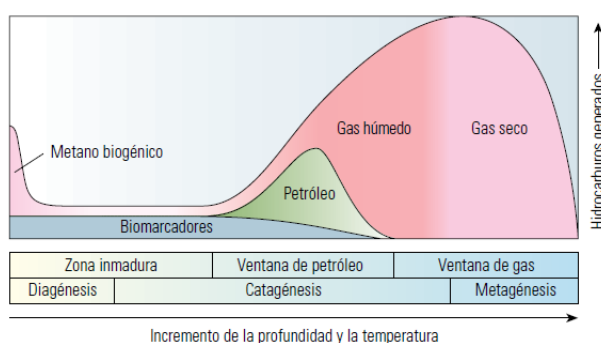


Figura 23: Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos. Fuente: Schlumberger.

Uno de los métodos más utilizados para medir la madurez térmica de una formación es el método de la reflectancia de la vitrinita (R_o) que proporciona el porcentaje de luz que reflejan las partículas de vitrinita; el porcentaje de reflexión es directamente proporcional a la madurez (porcentajes citados en la Tabla 19 y esquematizados en la Fig.25). Esto debido a que conforme el kerógeno se madura, su estructura se aromatiza y se hace más plana, más organizada y las partículas van reflejando mayormente la luz. "...La medición se realiza del porcentaje de luz

¹²⁵ Se refiere a los residuos derivados de varios tipos de materia orgánica, los cuales pueden distinguirse mediante la utilización del microscopio petrofísico, su química, morfología así como por su reflectancia (Stach et al., 1982). Existen tres grandes tipos de macerales: Liptinita (exinita) resultado de partes resinosas y ceras de las plantas; Huminita (vitrinita) procedente de tejidos leñosos de las plantas terrestres; finalmente la Inertinita, que es inerte a lo largo de los procesos de carbonización.

¹²⁶ (Alvarado Arias, , 2012)

incidente (con longitud de onda de 546 nm) reflejada de las partículas de vitrinita (de preferencia Telocollinite) bajo inmersión de aceite¹²⁷.

Madurez	Reflectancia (Ro)
Inmadurez	0.2 a 0.5
Madurez temprana	0.5 a 0.65
Madurez media	0.65 a 0.9
Madurez tardía	0.9 a 1.35
Sobre-madurez	> 1.35

Tabla 19: Escala de madurez de acuerdo a los valores de la reflectancia de la vitrinita (Ro).

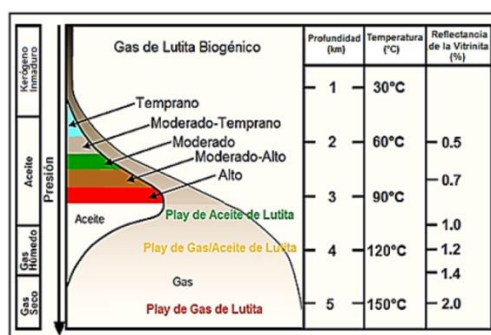


Figura 24: Correlación de la reflectancia de la vitrinita (Ro) con la profundidad en lutitas (Modificada de Repsol YPF, 2010).

CONTENIDO ORGÁNICO TOTAL (COT). Se refiere a la cantidad de materia orgánica preservada en rocas sedimentarias producto de procesos de degradación química y bacteriana asociada, a su vez, a cambios por efecto de sepultamiento, presión y calor a lo largo del tiempo. Dicho parámetro sólo remite a la cantidad de carbono de la materia orgánica sin que implique su calidad; en otras palabras describe la cantidad de carbón orgánico en una muestra de roca e incluye tanto kerógeno como bitumen¹²⁸ (consultar Tabla 20).

¹²⁷ Stach et al. 1982

¹²⁸ McCarthy Kevin y Rojas Katherine. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Oilfield Review. Pp.41

Su análisis por medio de núcleos de canal o afloramientos representan una mínima parte de la sección por lo que igualmente se puede realizar dicho estudio por métodos más sofisticados como combustión directa, combustión directa modificada, método indirecto (por diferencia), sistemas de pirolisis, etc. Resulta un análisis rápido y barato para discriminar análisis posteriores. Establecer el valor de carbono orgánico total resulta primordial para poder valorar la cantidad de gas adsorbido. Para poder estimar el COT es necesario establecer el índice de madurez del kerógeno a través de la reflectancia de vitrinita (R_o).

Carbono orgánico total, % en peso	Potencial de los recursos
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy bueno
>10	Desconocido

Tabla 20: Potencial de las formaciones de acuerdo a valores del carbono orgánico total.

3.1.2.4 Propiedades petrofísicas

“...El conocimiento de las propiedades petrofísicas permite definir la roca almacén, los volúmenes de fluido contenidos y su distribución, ayudando a entender y predecir su comportamiento¹²⁹”. Son pocas las propiedades petrofísicas que pueden medirse directo del pozo, por lo que para dicho análisis se complementa con muestras de núcleos, correlaciones e interpretación de registros. El mismo paquete de registros utilizados en recursos convencionales aplica para formaciones de lutitas gasíferas: rayos gamma, resistividad, acústicos y de neutrón. Sin embargo, el verdadero reto consiste en la interpretación de los registros pues recursos como las lutitas gasíferas fungen de manera tripartita a la vez, como roca generadora-sello-almacenadora; por lo que su análisis petrofísico requiere de una honda

¹²⁹ Rogers, 1994.

combinación de herramientas tecnológicas sofisticadas que permitan reducir la incertidumbre en la predicción del comportamiento del yacimiento. Dentro de las propiedades petrofísicas de mayor importancia se encuentran la porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos, mojabilidad y densidad.

Porosidad (ϕ). Es el volumen de poros por unidad de formación, es decir es la fracción del volumen total de una muestra ocupada por poros o huecos. Existen tres tipos de porosidades: efectiva, absoluta y potencial. La primera refiere a los espacios de la roca intercomunicadas; la segunda es la relación del volumen total de poros interconectados y no conectados; finalmente el tercero es la porosidad conectada por gargantas de sección mayor que un límite por el cual se desplazan los fluidos.

Permeabilidad (k). Es la capacidad que tiene la roca para conducir el flujo de fluidos en el medio poroso; ésta se mide en Darcys o Milidarcys¹³⁰, siendo esta última la más utilizada. Se dice que una roca tiene permeabilidad adecuada cuando posee: porosidad, poros interconectados, y poros del tamaño supercapilar. Existen dos grandes tipos de permeabilidad: absoluta (se da cuando los poros presentan un solo fluido) y efectiva (cuando los poros se presentan más de un fluido).

3.1.3 Propiedades de la roca

La realización de un análisis de las propiedades mecánicas para predecir las dimensiones y formas de las fracturas a ser creadas es tan importante como todos los análisis antes descritos. Dicha(s) predicción(es) estarán estrechamente relacionadas con el éxito o fracaso del proyecto. Por lo que las principales

¹³⁰ Un medio tiene una K de 1md cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoise se mueve un milímetro por segundo a través de una sección de un cm² de roca con un gradiente de presión de 1 atm/cm.

propiedades de interés para los cálculos del fracturamiento hidráulico, son las propiedades elásticas, particularmente la dureza o rigidez de la roca.

Si bien hay muchos modelos que permiten predecir dicho comportamiento de la roca por medio de varias ecuaciones matemáticas, el modelo más utilizado por su simplicidad, comprende dos parámetros, llamado lineal elástico. El cual se basa en conceptos de esfuerzo y deformación relacionando la Ley de Hook.

Esfuerzo. Se define como la fuerza por unidad de superficie que soporta o se aplica sobre un cuerpo, es decir, es la relación entre la fuerza aplicada y la superficie en la cual se aplica. Considerando un plano cualquiera sujeto a una fuerza F que somete al plano de área A se desglosan dos esfuerzos:

Esfuerzo normal (perpendicular al plano) $\sigma = F \text{ sen}\alpha/A$

Esfuerzo cortante (en dirección al plano) $\tau = F \text{ cos}\alpha/A$

Si la fuerza F va dirigida al plano, esfuerzo normal, se trata de compresión y de manera contraria implica tensión. Por convención de signos es positivo cuando se trata de esfuerzos de compresión, mientras que es negativo cuando se trata de esfuerzos de tensión.

Deformación. Es el cambio relativo en las dimensiones de un cuerpo como resultado de la aplicación de un esfuerzo. Suponiendo un cuerpo, éste sufre una deformación en sentido longitudinal o axial δ , o radial, ϵ , que puede medirse en unidades de longitud o de ángulo¹³¹.

Deformación unitaria: (dimensión final-dimensión inicial)/ dimensión inicial

Deformación longitudinal: $\delta = -\Delta L/L_0$

¹³¹ Cruz Espinosa, Leonardo Ing. Apuntes de terminación y mantenimiento de pozos. FI-UNAM.

Deformación transversal: $\epsilon = - \Delta r/r_0$

Relación de Poisson (ν). Se define como la relación entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal.

$$\nu = \epsilon/\delta$$

Esta cantidad es adimensional y su rango de variación está entre $0 < \nu < 0.5$.

Tipo de roca	ν
Areniscas	0.15-0.25
Calizas	0.20-0.30
Margas	0.40-0.45
Roca de sal	0.30-0.40

Tabla 21: Valores de ν para diferentes tipos de roca

Relaciones esfuerzo-deformación. Se pueden citar dos grandes relaciones; la ley de Hooke que establece que, siempre que no se exceda el límite elástico, una deformación elástica, δ/l , es directamente proporcional a la magnitud de la fuerza, F , aplicada por unidad de área (esfuerzo).

$$F/A = E (\delta/l)$$

Módulo de Young (E). Es la relación entre el esfuerzo y la deformación donde la deformación es directamente proporcional a la magnitud del esfuerzo teniendo un comportamiento elástico.

$$\sigma = E \delta$$

Tipo de roca	Módulo de Young	
	Rango	Valor promedio
Caliza y dolomía dura	8.0 a 13.0	10.50
Arenisca dura, densa	5.0 a 7.50	6.25
Arenisca de dureza media	2.0 a 4.0	3.00
Arenisca poco consolidada	0.5 a 1.50	1.00

Tabla 22: Valores de E que pueden utilizarse para diferentes formaciones.

Presión de formación. Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación, por lo que al aumentar los efectos de la presión de poro (p) el esfuerzo efectivo de la roca disminuye y se relacionan de la siguiente manera:

$$\sigma = \sigma - \alpha p$$

Existirá una variación de la presión de poro (p) en dos casos particulares: por la inyección de fluidos al yacimiento y por la declinación natural de la presión del yacimiento.

La temperatura juega un papel importante dentro de los esfuerzos de la formación de tal suerte que la magnitud del esfuerzo normal de la roca (σ) varía directamente proporcional a la variación de la temperatura (dT). Un dato importante de este efecto es que debido al enfriamiento causado por el fluido fracturante el esfuerzo efectivo de la roca disminuye facilitando el inicio de la fractura.

Presión de fractura. Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación, o de poro, y la resistencia de la roca. De esta manera será la presión necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla. La resistencia de la roca de una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida.

El estudio de la mecánica de las rocas es trascendental para la optimización en el diseño de la fractura pues permite saber cómo se desarrollará así como inferir posibles escenarios. Este análisis es de suma importancia pues manipula y controla el comportamiento de la fractura en varios aspectos como el gasto en el proceso de bombeo, su misma mecánica de dispersión, etc.

3.2 La fractura: diseño y equipo

Geológicamente hablando, las fracturas se definen como "...aquellas discontinuidades planas que separan bloques de roca con desplazamiento perpendicular al plano de ruptura¹³²". Éstas se forman por efecto de cualquier tipo de esfuerzo, pérdida de carga, pérdida de volumen, enfriamiento, por efecto de diagénesis, actividad biológica, etc.

En términos más allegados a la industria petrolera la podemos definir como "...proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura¹³³". La fractura de una roca se realiza perpendicularmente al mínimo esfuerzo y por lo tanto en la mayoría de pozos, la fractura es vertical. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece.

Data desde finales de la década de 1940 cuando se hizo la primera operación internacional de fracturamiento hidráulico aplicado a yacimientos con moderada a alta permeabilidad la cual tenía como objetivo primordial mejorar la producción, mejorar la rentabilidad de los pozos, así como, en periodos de aumento de precios de los hidrocarburos, acelerar la recuperación donde se pretendía obtener un retorno rápido de la inversión de un proyecto.

El proceso de fracturamiento hidráulico "...consiste en la aplicación de presión en una formación a tal grado de generar una falla_ sobre ésta; una vez de haberse generado, se mantiene aplicando presión para extender el punto de falla conectando las fracturas naturales y así generar un gran canal de flujo o área de

¹³² Villamar Viguera, Manuel Juan Ing. Apuntes de caracterización estática de yacimientos. FI-UNAM.

¹³³ Pazmiño Urquiza, Jorge. Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico. 2004.

drene^{134.} de fluidos del yacimiento. Dado que este canal de flujo es parcial decrece súbitamente por lo que se adiciona un agente apuntalante al fluido de fractura para así mantener las paredes de la misma abiertas por más tiempo. Una correcta estimulación por medio de fracturamiento hidráulico implica una correcta selección tanto de apuntalante como de fluido sustentante en cantidad, gasto y presión. El objetivo inmediato es conectar la mayor cantidad de zonas productoras posibles.

Esta técnica, al igual que los sistemas artificiales de producción y métodos de inyección permite crear fracturas de penetración profunda en el yacimiento, reparación de daño en la vecindad del pozo, ayudan en operaciones de recuperación secundaria, etc. Para identificar la intervención de este método en un pozo es necesario analizar las causas de las bajas permeabilidades por medio de estudio, por ejemplo con datos de pruebas de incremento de presión.

El fracturamiento hidráulico ha representado una opción de explotación para yacimientos de baja a ultra baja permeabilidad mediante su implementación a escala masiva, multietapas, para aumentar de forma considerable la producción. Sin embargo, para lograr este objetivo es indispensable la aplicación de herramientas tecnológicas que provean información rápida y confiable de la conductividad, complejidad y orientación de las fracturas hidráulicas. Un método destacado para caracterizar dichas fracturas hidráulicas es uno que monitorea a éstas por medio de equipos sísmicos¹³⁵: técnica de monitoreo microsísmico, ya aplicado en algunos campos de Estados Unidos y Japón.

¹³⁴ Garaicochea P., Francisco. Apuntes de estimulación de pozos. FI-UNAM DICT. Pp.55.

¹³⁵ Incluyendo la adquisición, procesamiento e interpretación de datos, y algunas complejidades asociadas.

3.2.1 Diseño de la estimulación por fractura

Las estimulaciones por fracturamiento suelen representar un proceso costoso, sin embargo, de llevarse a cabo correctamente, pueden traer consigo enormes ganancias. Su diseño implica comprender apropiadamente la dinámica de las fracturas a través del monitoreo de mediciones precisas por medio de diferentes softwares especializados. Con ello la realización de un óptimo fracturamiento hidráulico parte de la necesidad de un buen entendimiento de la fractura, es decir, tanto de su geometría como del comportamiento de la misma; esto permite aumentar la efectividad en los modelos y equipos de tratamientos, productividad, así como de la recuperación de hidrocarburos.

Dichos modelos de fractura a través múltiples softwares comerciales son regularmente empleados para mejorar el diseño de una fractura hidráulica por medio del cálculo de las dimensiones de la misma, geometría, a partir de datos geométricos que convergen en un resultado determinado; sin embargo, tales resultados sólo son corroborados hasta después de realizar la fractura. Durante la etapa de diseño se utilizan "... los registros sínicos del pozo con el fin de estimar constantes elásticas, especialmente el Módulo de Young y la Relación de Poisson, datos fundamentales para el diseño de la fractura¹³⁶". Pese a que estos registros proporcionan información muy valiosa, los valores arrojados son puntuales con lo que varían conforme aumenta la distancia del pozo.

Diseño de la fractura. Parte de la necesidad de reunir el máximo banco de datos tanto del yacimiento (parámetros no controlables, es decir, que son proporcionados directo de la naturaleza y no pueden ser modificables) así como del arreglo mecánico de la terminación (parámetros controlables, aquellos que pueden ser

¹³⁶ Vivas Hohl, Julio Dr. Ing. Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología.

variados para optimizar la efectividad del tratamiento), pues entre más completa y consistente sea la información más confiable será el diseño. Se prevé que la propagación de la fractura sea perpendicular al mínimo esfuerzo¹³⁷ sobre el yacimiento, en otras palabras que la presión de bombeo del fluido en la cara de la formación sea mayor al esfuerzo mínimo.

Geometría de la fractura. Este parámetro resulta ser el primer objetivo dentro del fracturamiento multi-etapas; implica comprender las características y dimensiones de la fractura que optimizarán la operación que podrá reflejarse en la disminución de costos. El modelado de este parámetro se basa en el análisis de las propiedades mecánicas de la roca, fluido fracturante, gasto de inyección, esfuerzos, así como distribución en el medio poroso mediante modelados sísmicos 2D y 3D. "... La forma más común de juzgar la eficacia de la aplicación del tratamiento y su geometría resultante es través de la realización de un análisis de la presión neta del tratamiento de fractura¹³⁸ durante como después del tratamiento.

Tamaño de la fractura. Si bien este parámetro está contemplado dentro de la geometría misma de la fractura, dada su trascendencia es de vital importancia mencionarlo por separado. El tamaño de la fractura contempla la longitud, amplitud, altura y conductividad de la misma; la altura será aquella que, posterior a la liberación de bombeo, se generará por efecto diferencial de esfuerzos de la formación *versus* la presión neta. Conforme aumenta dicha diferencia disminuye la altura de la fractura con lo que la longitud aumenta generando condicionales

¹³⁷ En algunas formaciones someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo de sobrecarga; esto provocará una fractura horizontal. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando una fractura vertical.

¹³⁸ (Birk George Waters, 2011) Pp. 12

ideales para el fracturamiento¹³⁹. Los registros de decaimiento de la temperatura en el pozo es una de las técnicas más usadas para el cálculo de la altura de la fractura.

Conductividad de la fractura. Se entiende a la conductividad generada por una fractura como la habilidad de ésta de transportar el fluido desde el yacimiento hasta el pozo; su cálculo se hace por medio del producto del ancho de la fractura por la permeabilidad del canal conductivo. A lo largo de la vida productiva del pozo la fractura va perdiendo conductividad por factores de daño que causan una reducción en la vecindad del pozo. En función de las características del apuntalante será la estimación de la conductividad de la fractura, esto se basa en características como: tipo de apuntalante, tamaño, concentración del apuntalante en la fractura, el esfuerzo de carga (generalmente relacionado con la profundidad y la presión de poro), características de incrustación de la formación, degradación bajo condiciones y ambientes *in-situ*, posible taponamiento por los residuos del fluido de fracturamiento.

3.2.2 Tipo de apuntalante y fluidos utilizados

Es de suma importancia la correcta selección del fluido¹⁴⁰ a utilizar dentro del fracturamiento hidráulico ya que éste incidirá directamente en el alcance del proyecto lo cual se verá reflejado en costos; es oportuno citar que el fluido a utilizar tendrá como ejes primordiales: vencer la resistencia de la roca, crear y propagar la fractura, transportar el apuntalante a lo largo de la fractura, así como distribuir el apuntalante uniformemente a través de la fractura en el momento del cierre de la formación.

¹³⁹ Ya que de manera contraria, la altura crece y la fractura se reduce, puede conectarse los casquetes de gas y el control de agua.

¹⁴⁰ El fluido mayormente utilizado en plays de Shale gas es el agua, Silckwater. Por lo que la amplia disponibilidad de este recurso es prioritario para la explotación de dichos plays.

El daño a la formación es algo inherente a las operaciones realizadas a la misma, sin embargo siempre se busca reducirlo a su mínima expresión por ello en la selección del fluido fracturante se busca que éste sea compatible con la formación así como con los fluidos contenidos en la misma. Igualmente se busca que cumpla con propiedades básicas como capacidad de acarrear el agente sustentante, reducir la pérdida de fluido y reducir las pérdidas de presión por fricción; estas propiedades están en función de características específicas propias del fluido seleccionado por ejemplo la viscosidad, que proporcionará la magnitud de filtrado de fluido a formación.

En términos generales, la selección de un fluido fracturante estará basado en características como:

- Tipo de formación
- Temperatura de la formación
- Presión del yacimiento
- Sensibilidad de la formación a los fluidos
- Tipo y cantidad de sustentante requerido
- Duración del fluido en la fractura
- Volumen propuesto de tratamiento
- Gasto propuesto de bombeo
- Perfil de la temperatura
- Requerimientos de control de pérdida de fluido a la formación
- Requerimientos de rompimiento de fluido

La densidad y la viscosidad, así como el gasto, juegan un papel fuerte en el fluido escogido pues con base en ellas dependerá la capacidad del fluido para acarrear el agente sustentante que es controlada por medio de aditivos. "...Una buena y adecuada viscosidad del fluido de tratamiento controla la presión interna de la fractura y las características de transporte del apuntalante¹⁴¹..

¹⁴¹ De la Cerda Negrete, Claudio Cesar. Estimulación de pozos mediante fracturamiento hidráulico. Pp.21. FI-UNAM

Una fractura por sí misma no tendría mucho mérito en un fracturamiento hidráulico sino fuera por la función que tiene el agente apuntalante de prolongar la abertura de la fractura. Un agente sustentante, o apuntalante, es un material granular, generalmente arena¹⁴² (cuyos componentes se citan en la Figura 26), que provee el medio para mantener abierta la fractura generada y crear canales conductivos en la fractura posterior al cese del bombeo del fluido de inyección; esto implica considerar la resistencia a los esfuerzos compresivos así como al tamaño de malla (grano). Su selección se basa en un conjunto de criterios de calidad propuesto por el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) como la redondez, esfericidad, distribución de grano, cantidad de finos (limos y arcillas no deseables), solubilidad en ácido y resistencia.

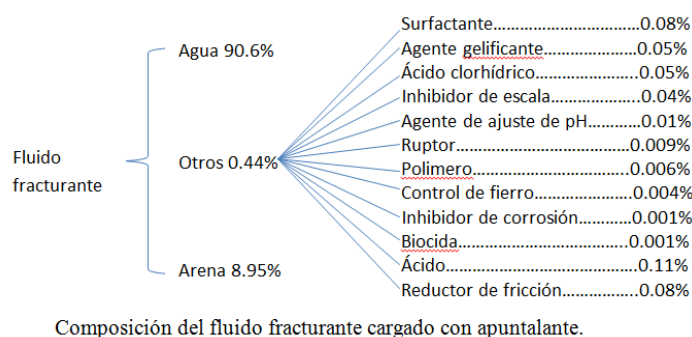


Figura 25: Composición del fluido fracturante cargado con apuntalante

Arena recubierta de resina (utilizada generalmente en etapas finales del fracturamiento hidráulico), apuntalante de resistencia intermedia y apuntalante de alta resistencia como la bauxita sinterizada¹⁴³ y óxido de zirconio son los apuntalantes más comúnmente utilizados.

¹⁴² La arena de sílice es por excelencia el apuntalante más utilizado en los EUA dado sus bajos costos y amplia disponibilidad.

¹⁴³ Es un óxido de aluminio con mayor resistencia a la arena común. Su utilización es común en formaciones profundas con grandes presiones de cierre y altos esfuerzos de sobrecarga.

Formaciones con contenido arcilloso significan un gran reto, dado que al entrar en contacto con el fluido fracturante, agua, la permeabilidad se reduce significativamente con lo que una vía viable es la utilización de tratamientos de soluciones base líquida de sal reduciendo el problema. Un estabilizador de arcillas, el cual controla la arcilla contra la invasión de agua previniendo su hinchazón, es el químico Cloruro de Potasio (KCl).

3.2.3 Equipos de fractura

Equipos de almacenamiento y agentes sustentantes. Estos recipientes contienen los fluidos de fractura como agua, agentes gelificantes, tensoactivos, soluciones buffer, ácidos, arenas y otros aditivos. Debido a ello, dado que son altamente tóxicos, es muy importante acatar las medidas de seguridad preestablecidas.

- *Tanques de almacenamiento.* Su función es almacenar el agua a usarse en el tratamiento, igualmente controla el tiempo de residencia de hidratación del gel.
- *Manifold.* Equipo que concentra el fluido de todas las bombas usadas durante el tratamiento y lo envía hacia el interior de la formación; su función es transportar los fluidos abrasivos. Tiene varios componentes de suma importancia para su operación que incluye las conexiones de entrada y salida, juntas de descarga y pivote, válvulas tipo Lo torc, válvulas check.
- *Montaña.* Receptáculo que almacena el apuntalante y regula la entrada de éste al blender.

Equipos mezcladores. La función de estos equipos es mezclar los fluidos y aditivos, que en conjunto hacen el fluido fracturante, a tasas y proporciones deseadas mediante equipos que son comandados desde la cabina de control. A su

vez, el mezclador descarga la lechada a las bombas de alta presión las cuales la inyectarán al pozo.

BLENDER. Es el equipo mezclador en sí mismo, cuya función es mezclar homogéneamente los aditivos químicos y arena en el fluido fracturante; los principales componentes que constituyen el blender son: manguera, bombas centrífugas, tina agitadora, sistema de adición de aditivos, tornillos para arena, sistemas hidráulicos, instrumentación.

Unidades de bombeo. Esta sección es de vital importancia pues provee la potencia necesaria para la generación y propagación de la fractura por medio de las presiones y gastos de inyección deseados. La ejecución eficiente de cualquier trabajo de estimulación exige la combinación correcta de equipos a boca de pozo. Esta unidad funcionará en periodos de tiempo largos con lo que su tipo debe de ser de alta presión y alto caudal, con potencial hidráulica nominal de 2000 a 3000 HHP. Las bombas más utilizadas dentro del fracturamiento son: HQ-2000, HT-400, fracturadores, Panther.

Múltiple de inyección. Esta estructura está posicionada entre las unidades de bombeo y generalmente montado en un trailer. En su parte superior está conectado al mezclado, localizado en el equipo de manejo de sustentantes, con objeto de transportar el fluido de tratamiento a las unidades de bombeo; mientras que en la parte inferior existe el de descarga a alta presión donde se conectan las unidades de bombeo a la línea principal de descarga al pozo.

Herramienta aisladora del cabezal. Este artefacto se localiza en el mismo cabezal y su función es protegerlo de daño potenciales producto de las altas

presiones así como por la acción abrasiva del sustentante. Consta de un empaque sello de alta presión capaz de resistir hasta 20,000 psi.

Líneas de tratamiento. Su uso parte de la existencia en el tratamiento de altos caudales. Normalmente son juntas de diámetro nominal de 3.5 a 4" (pulgadas) permitiendo caudales de 30 a 50 bpm dependiendo del grado de erosión presente.

Unidad de monitoreo. Se trata del centro de comando donde se encuentra conectados, y concentrados, todos los equipos de monitoreo utilizados durante el fracturamiento con propósito de precisar y optimizar las operaciones de acuerdo al diseño inicial. Este centro de operación contiene la base de datos obtenida por la exploración, control de los equipos de calidad, y las medidas necesarias en caso de una contingencia.

3.3 Retos y oportunidades de gas de lutitas. Posible alternativa para México.

El departamento de energía de los EUA en abril de 2011 apuntó que México cuenta con un potencial de recursos prospectivos no convencionales de 681 millones de millones de pies cúbicos (MMMMpc), equivalente a 136, 200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, colocándolo en el cuarto lugar a nivel mundial¹⁴⁴. Como respuesta a esta estimación la SENER, por medio de la estrategia nacional de energía (ENE 2012), realiza su propio diagnóstico del potencial que osciló entre 150-459 MMMMpc¹⁴⁵. Aun cuando la estimación realizada por la paraestatal es inferior¹⁴⁶ a la de la Energy Information Administration (EIA, por sus siglas en inglés) ésta representa una cantidad superior a las reservas de gas natural proveniente de recursos convencionales, es decir once

¹⁴⁴ World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States.

¹⁴⁵ (Escalera Alcocer, 2012).

¹⁴⁶ Las complejidades estructurales, profundidad, poco grosor de los yacimiento han incidido en el cálculo preciso de los recursos prospectivos.

veces más que las reservas 3P convencionales. Es importante mantener una postura neutral ante tales estimaciones pues por una parte el estudio emprendido en el país respecto a este recurso es muy escaso –casi nulo-; por otra parte resulta trascendente mantener en cuenta los intereses económicos y geopolíticos del país vecino del Norte los cuales siempre han ido en pro de asegurar su preponderancia en la economía nacional e internacional resguardando su lugar privilegiado en la toma de decisiones.

La EIA identifica cinco regiones potencialmente productoras de gas y condensados de lutitas: Chihuahua, Sabinas-Burgos-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz. Con lo que se puede decir que la parte noreste y centro-este de México se puede localizar yacimientos con edades geológicas similares a los de Estados Unidos dado que yacimientos de gas de lutitas de la formación Eagle Ford¹⁴⁷ se extienden a nuestro país, específicamente al noreste. Esto se corrobora a partir de febrero 2011 cuando PEMEX obtuvo su primera producción, a partir de la perforación de seis pozos, de los cuales en cuatro se encontró gas; no obstante únicamente dos producen: Emergente I (continuidad del yacimiento Eagle Ford) y Percutor I a 150 Km del pozo Emergente I.

A pesar de los pronósticos realizados por la SENER, los cuales indican una enorme oportunidad, la realidad es que en México no se cuenta con trabajos de investigación con fines petroleros hacia rocas generadoras de los sistemas petroleros explotados, que en otras palabras resultan ser las mismas rocas lutíticas.

3.3.1 Cuencas principales de gas de lutitas en México

Oportunamente la EIA describe seis cuencas donde existe gran potencial de gas y/o aceite de lutitas, sin embargo, éstas "...se ubican a profundidades mayores a 5 mil

¹⁴⁷ Haynesville-Bossier y Pearsall.

metros, fuera de la ventana de oportunidad, aún no existe tecnología para desarrollar pozos horizontales y fracturas en esas profundidades¹⁴⁸.

“...Los recursos no convencionales se estiman en 60.4 MMMbpce y están distribuidos principalmente en las cuencas de Tampico-Misantla (58%), Burgos (25%), y Sabinas (16%)¹⁴⁹. De dicha cantidad 53% se prevé es aceite de lutitas mientras que el restante 47% es de gas en lutitas. Esta es una apreciación general de la SENER – PEMEX.

3.3.1.1 Sabinas y Burgos

Se localiza al noreste del país, principalmente en el estado de Coahuila, Tamaulipas y extremo de Nuevo León extendiéndose costa afuera hacia la plataforma continental, cuenta con una extensión territorial de 120,000 km². Es considerada como la provincia productora de gas no asociado más importante del país. Esta cuenca cuenta con un área prospectiva de 43,500 km² de los cuales se dispone información de 8,048 km² por medio de sísmica 3D.

Es una cuenca de gas y condensados¹⁵⁰ perteneciente a edades del Paleoceno, Eoceno, Oligoceno (más importante por su volumen de producción) y Mioceno. Su columna sedimentaria se constituye litológicamente por una alternancia de lutitas y areniscas, depositadas siguiendo un patrón general progradante o regresivo; alcanza espesores desde los 6 a los 10 km, abarcando un periodo que va desde el Jurásico hasta el Neógeno.

¹⁴⁸ Barbosa Cano, Fabio. No exagerar el potencial del shale gas en México. Fuente: <http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2012/06/10/exagerar-potencial-del-shale-gas-en-mexico/> consulta: 27/02/2014, 16:04 hrs.

¹⁴⁹ (Instituto Mexicano para la Competitividad, 2013) Pp. 7.

¹⁵⁰ Puede verse la presencia de gas y condensados, en lentes y capas arenosas, encajonadas por potentes cuerpos de arcilla, sin embargo, debido a su bajo potencial generador expulsaron cantidades pequeñas.

Sus rocas generadoras pertenecen al Jurásico Superior y se dividen en las siguientes formaciones: La Casita (Kimmeridgiano-Tithoniano), La Peña (Aptiano), Eagle Ford (Turoniano), Midway-Wilcox (Paleoceno-Eoceno) y Vicksburg (Oligoceno), cuyas características se citan a continuación (Tabla 23):

Formación	Espesor	COT	Tipo de kerógeno	Índice de Hidrógeno (IH)	Reflectancia
La Casita	Hasta 800 m	2.6%	II y III	50-100	2.0 %
La Peña	30-160 m	1.1%	II y III	50-100 maduro-sobremaduro	1,15 %
Eagle Ford	Hasta 200 m	1.4-5%	II y III	50-389, maduro	0.7-1.1%
Midway-Wilcox y Vicksburg	Hasta 3 Km	0.9-1.8%	III	50-100, maduro	0.8-1.0%

Tabla 23: Características geoquímicas de las formaciones de la cuenca Sabinas-Burgos.

La formación geológica de esta cuenca remite a una edad del Jurásico Superior cuyas rocas generadoras se basan principalmente en dos tipos: lutitas carbonosas y calizas arcillosas. Asimismo, se puede extraer de la tabla anterior que la materia orgánica supera al 1% con lo que se asocia con un potencial generador excelente. El tipo de kerógeno predominante es II y III, precursor de gas seco (ver Fig. 27).

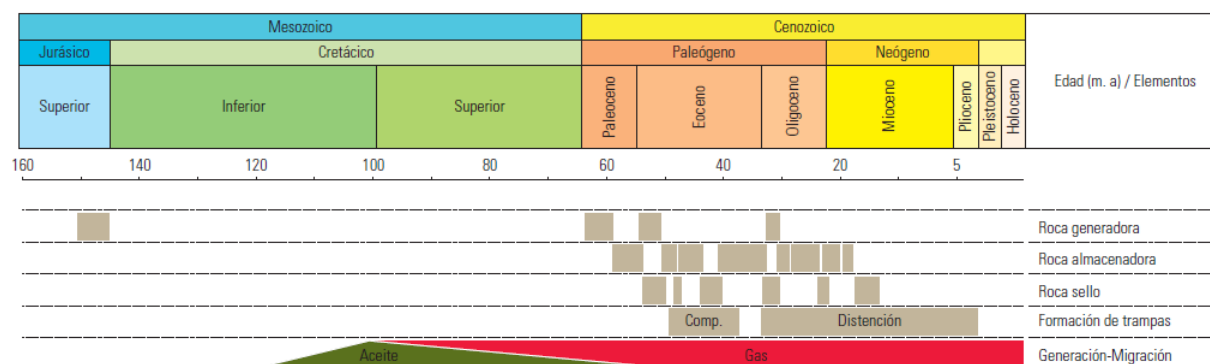


Figura 26: Tabla de Eventos geológicos para los sistemas petroleros de la Cuenca de Burgos. Fuente: Schlumberger¹⁵¹.

3.3.1.2 Sabinas-Burro-Picachos

Se localiza en la porción norte del país y cubre parte de los estados de Coahuila y Nuevo León, con producción que ha sido principalmente gas seco. Es la única que no se encuentra en la planicie costera del Golfo de México. Actualmente se cuenta

¹⁵¹ Op. Cit. (Marmissolle-Daguerre, 1984)

con información disponible de 860 km² en sísmica 3D y 2,000km en sísmica 2D. Los principales plays, desde el punto de vista de su productividad, son 1) La Virgen (Cretácico), La Casita (Jurásico), La Gloria (Jurásico) y Padilla (Cretácico).

La columna sedimentaria reposa sobre "...bloques de basamento cristalino (ígneo-metamórfico) de edad permo-triásica sobre los que se depositaron capas rojas derivados de la erosión de los paleo-elementos positivos así como rocas volcánicas producidas durante el proceso de rift¹⁵²". Las más altas concentraciones de COT (>1%) están en las formaciones: La Casita y Pimienta del Kimmeridgiano-Tithoniano, entre 0.5-1%, están las formaciones Eagle Ford del Turoniano y Upson del Campaniano (formación con potencial generador insignificante).

El potencial generador resulta ser insignificante debido a la sobremadurez de las rocas del Cretácico Inferior y más antiguas. Se considera que los primeros hidrocarburos se perdieron debido a que la generación antecedió a la formación de trampas preservándose sólo los que se originaron en tiempos post-orogénicos, es decir, después del Paleoceno-Eoceno. Es así que para la formación La Casita las rocas generadoras conciernen a facies arcillosas-carbonosas; mientras que para la formación La Peña del Aptiano corresponden facies arcillo-calcáreas; en tanto que para la formación Eagle Ford las facies son calcáreo-carbonosas de edad del Turoniano-Cenomaniano como se muestra Figura 28.

Por otra parte, las formaciones del Jurásico (en menor proporción) contienen predominantemente kerógeno tipo III, altamente alterado, variando de muy maduro a sobremaduro. La generación inició en la región cuando aún no estaban formadas las trampas.

¹⁵² Schlumberger México y Centroamérica. Evaluación de las formaciones en México. Septiembre 1984.

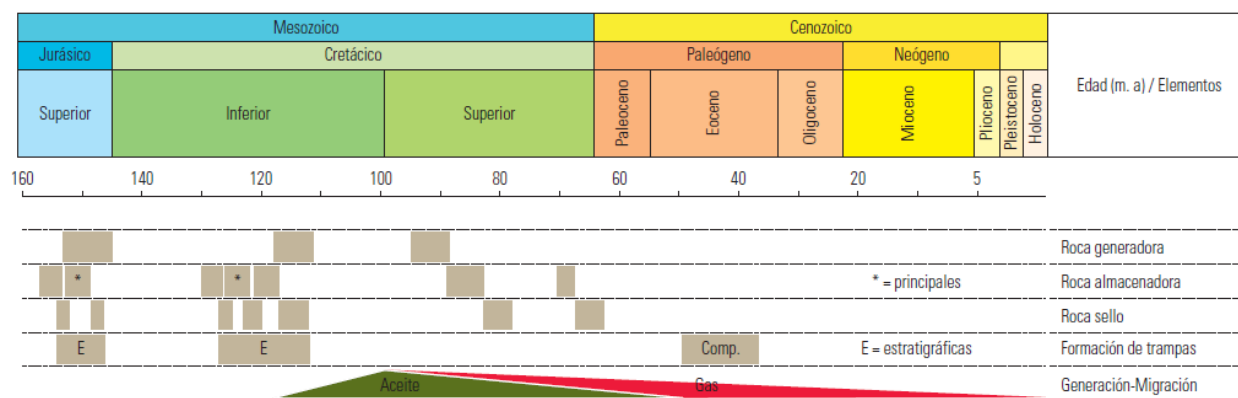


Figura 27: Modelo de generación de hidrocarburos y tablas de eventos geológicos para la cuenca de Sabinas. Fuente: Schlumberger.

3.3.1.3 Tampico-Misantla

Cuenca ubicada en el centro-oriente del país, se integra por la porción central del Frente de la Sierra Madre Oriental, Eje Neovolcánico al sur, Arco de Tamaulipas, y con el Golfo de México Profundo (tirante de agua >200m), sumando una superficie de 90,000 Km²; de la cual se cuenta con una extensión areal prospectiva de 37,000Km² y apenas 8,948Km² de información sísmica disponible 3D.

Originalmente esta cuenca cuenta con un gran legado histórico debido a las cantidades de recursos convencionales aportados. Se divide en tres provincias productoras de aceite: La Cuenca, La Faja de Oro, y el Paleocanal de Chicontepec. Esta provincia cuenta con espesores de 50 a 1,150m de lutitas carbonosas, en la parte centro-occidental, perteneciente a la Formación Huayacocotla cuya materia orgánica ha sido precursora de gas y condensado con calidades de submadura a sobremadura.

Estudios geoquímicos, por medio de correlaciones roca-aceite, han determinado que las rocas generadoras más importantes pertenecen al Jurásico Superior, con un COT >1%, generalmente maduras. Está integrada principalmente por las

formaciones Santiago¹⁵³ (Oxfordiano), Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Tithoniano). Kerógenos tipo I, II, III corresponden a la Formación Santiago del Oxfordiano, mientras que para la formación Tamán del Kimmeridgiano es de tipo II; las rocas arcillosas de la Formación Pimienta del Tithoniano el kerógeno predominante es de tipo II.

Sin embargo los intervalos con potencial generador no sólo se limitan al Jurásico Superior, también pueden visualizarse en el Cretácico. Éstos corresponden al Horizonte de Otates y a la Formación Agua Nueva; sin embargo, el poco espesor de Otates y la inmadurez de Agua Nueva les restan importancia. Adicionalmente, evidencias apuntan que rocas de edad terciaria generaron cantidades menores. La roca generadora activa se distribuye regionalmente identificándose varios focos de generación distribuidos en toda la cuenca (contrástese con la figura 29).

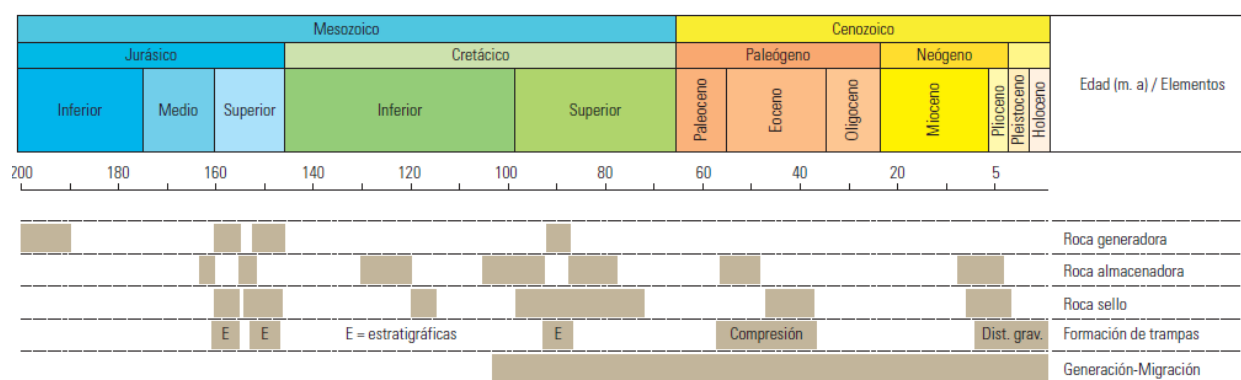


Figura 28: Tabla de eventos geológicos para los principales sistemas petroleros de la Provincia de Tampico-Misantla. Fuente: Schlumberger.

Estudios indirectos indican que la generación se inició a partir del Eoceno y Oligoceno en las áreas más profundas y/o calientes a causa del gradiente geotérmico relativamente alto que oscila entre los 25 y 30°C/km en la mayor parte de la cuenca.

¹⁵³ La capacidad generadora de la Formación Santiago del Oxfordiano ha sido escasa, aportando cantidades limitadas.

Puede resumirse que las rocas generadoras pertenecen al Jurásico Superior con un promedio de COT de 2,2% y con un índice de hidrógeno de 500 mgHC/gCOT por lo que su potencial remante aún es bueno. El kerógeno predominante es de tipo II, es decir, precursor de aceite, con reflectancia $R_o = 0.8\%$, y una relación de transformación del kerógeno en hidrocarburos del 45%.

3.3.1.4 Veracruz

Ocupando un área superficial de 30,000 km² esta cuenca se ubica en el oriente de México, extendiéndose de Veracruz hacia la plataforma continental del Golfo de México. Se encuentra dividida en dos elementos geológicos: Cuenca Terciaria de Veracruz (al oriente) y Plataforma de Córdoba (al occidente).

La columna sedimentaria, descansa sobre un basamento metamórfico granítico del Paleozoico-Triásico, se constituye por rocas carbonatadas mesozoicas y siliciclásticas terciarias, alcanzando un espesor máximo de 10 Km. "...Las calizas arcillosas mesozoicas ricas en materia orgánica se encuentran en las siguientes formaciones: Tepexilotla (Jurásico Superior), Orizaba (Cretácico Inferior Medio) y Maltrata (Turoniano) las cuales contienen Kerógeno tipo II precursor de aceite¹⁵⁴..

De acuerdo al modelado geoquímico, esta cuenca se considera un subsistema generador agotado debido a que "...las rocas del Jurásico entraron a la ventana del aceite durante el Cretácico Tardío-Paleoceno y a la fase principal de generación de gas en el Eoceno-Oligoceno, agotando su potencial durante el Mioceno¹⁵⁵.. La migración de los hidrocarburos termogénicos se dio por medio de fallas profundas, discordancias y planos de estratificación (ver Figura 30).

¹⁵⁴ Subsistemas Generadores de México. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C. Volumen XLIX, NUMS. 1-2. Enero-Diciembre de 2001.

¹⁵⁵ *Ídem.*

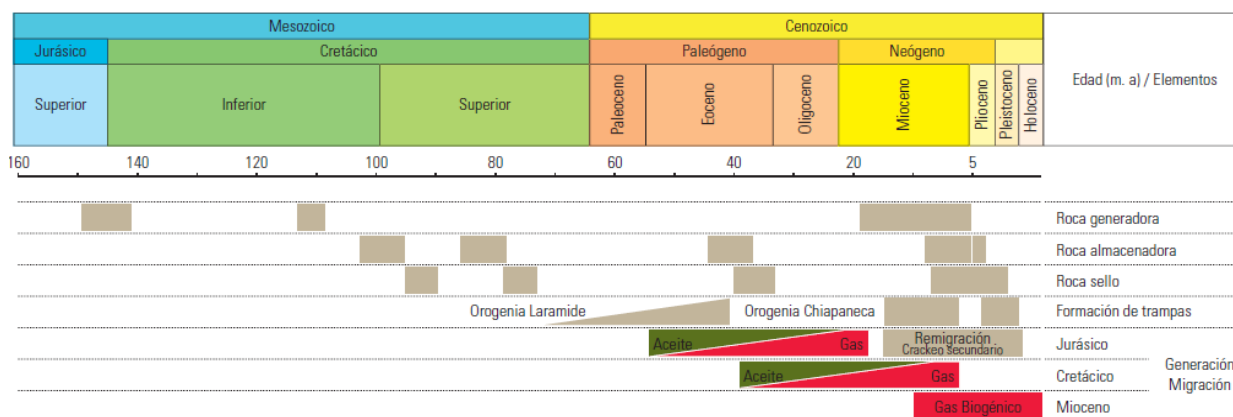


Figura 29: Tabla de eventos geológicos para los principales sistemas petroleros de la Provincia de Veracruz. Fuente: Schlumberger.

Dentro de esta cuenca se identifican tres intervalos generadores probados: Jurásico Superior, Cretácico Inferior-Medio, y Mioceno; y dos hipotéticos: Cretácico Superior (calizas arcillosas, con COT >1% y kerógeno tipo II y IV) y Paleógeno.

Las rocas pertenecientes al Jurásico Superior¹⁵⁶ se localizan en la parte sur y occidente de la provincia. Su COT es mayor a 2%, mientras que el kerógeno predominante es de tipo II, actualmente sobremaduro, generador principalmente de gas, en el Eoceno-Oligoceno, agotándose en el Mioceno. Las rocas generadoras del Cretácico Inferior-Medio se caracterizan por contener kerógeno tipo II, las cuales entraron a la ventana de generación de aceite y gas en el Paleoceno-Eoceno alcanzando la zona de gas en el Mioceno-Plioceno. Finalmente las rocas generadoras lutíticas del Mioceno contienen materia orgánica inmadura (kerógeno tipo III y IV y COT entre 5-12%) que han generado el gas biogénico que se encuentra almacenado en rocas del Mioceno Superior-Plioceno Inferior.

A pesar del conocimiento geoquímico adquirido de la cuenca, éste no asegura el origen de los aceites de los yacimientos del Cretácico ni de los gases obtenidos en el Mioceno. No obstante, sí se sabe que las rocas con mayor contenido orgánico se

¹⁵⁶ Las grandes profundidades a las que se encuentran las rocas del Jurásico Superior han impedido definir con exactitud su potencial generador.

localizan en el horizonte del Jurásico Superior, Turoniano y Mioceno Inferior y Medio.

3.3.1.5 Chihuahua

Ubicada al Norte del país, en la Provincia de Sierras y Bolsones, esta cuenca cuenta con una extensión prospectiva de 30,000 Km², de los cuales sólo se cuenta con 11,000 Km² de información sísmica 2D. Se conforma por cinco formaciones principales; no obstante la formación La Casita, al tener las condiciones más favorables de generación de hidrocarburos así como por su distribución regional, se coloca como formación más importante. Asimismo, Ojinaga Bone Spring y Ojinaga Woodford se posicionan como los principales plays.

Cuenta con una columna sedimentaria mesozoica, con espesores de hasta 7 mil metros, compuesta principalmente por rocas siliciclásticas y carbonatos del Jurásico Superior al Aptiano, carbonatos con lutitas del Albiano-Cenomaniano, y siliciclásticos del Turoniano-Senoniano en la parte superior. "...El fuerte tectonismo laramídico y post-orogénico influyó en la sobremaduración de las rocas generadoras y la destrucción de las trampas, así como en la formación de abundantes vías de migración hasta la superficie, provocando la dispersión de los hidrocarburos¹⁵⁷.

Por su parte, la Formación La Casita del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano) se posiciona como la formación más importante en la generación de hidrocarburos debido a su contenido orgánico (COT=0.5-4%), por sus espesores

¹⁵⁷ Subsistemas Generadores de México. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C. Volumen XLIX, NUMS. 1-2. Enero-Diciembre de 2001.

(varían entre 80 y 950m) y distribución regional. El kerógeno residual es de tipo III con $R_o=1.4-2.7\%$, sobremaduro, ubicándolo en la zona de generación de gas.

Por otra parte, la formación Ojinaga sobresale por tener condiciones adecuadas para generación de aceite; sin embargo, la falta de un sello regional limita las posibilidades de formar yacimientos. Se constituye por lutitas negras carbonosas pertenecientes al Turoniano con espesores hasta mil metros. Su COT residual oscila entre 0.5-1.5% correspondiente a kerógeno tipo II-III, su reflectancia abarca desde 0.6 a 1% considerándose maduro y ubicándolo en la ventana de generación de aceite.1

Formaciones Percha y Paradise del Devónico y Misisípico cuentan con potencial generador, y están constituidas por calizas arcillosas y lutitas cuyos espesores fluctúan entre 40 y 220m; su COT oscila entre 0.6-2.5%. Se ha reportado una mezcla de kerógenos tipo II y III, sobremaduros ($R_o=2-3\%$), apuntando ser generador de gas seco.

La formación La Peña se constituye por calizas arcillosas y lutitas del Aptiano Superior. Sus espesores varían entre 50 y 100m, su COT entre 1 y 3% correspondiente a kerógenos tipo III y II-III, con reflectancia $R_o=1-2\%$ considerándola sobremadura, que se ubica en las zonas de generación de aceite y condensado.

3.3.2 Sísmica

La industria de los hidrocarburos es sin duda una de las áreas con mayor innovación tecnológica fruto de los retos que involucra la disminución –incluso desaparición– de algunas fuentes de abastecimientos energéticas así como por la aparición de nuevos mercados.

El desarrollo de herramientas y equipos han permitido la obtención y monitoreo en tiempo real de los campos; estos equipos de punta, los cuales son portátiles y de acceso fácil, permiten visualizar la operación, mediante varios softwares, en tiempo real. Paulatinamente, el desarrollo tecnológico ha representado oportunidades en los costos de producción y un incremento en la productividad.

Desde hace ya varios años la sísmica ha sido elegida como el método por excelencia del fracturamiento hidráulico en el análisis las principales variables de dicho proceso. Sin embargo debido a las actualizaciones constantes en los equipos de cómputo, tanto de hardware como de software, y programas operativos han permitido un monitoreo mucho más efectivo optimizando la operación. Existen dos tipos de métodos para este propósito: la micro-sísmica y el inclinómetro.

La micro-sísmica es un método que consiste en la generación de micro-temblores, fruto de la ruptura y desplazamiento de la roca, resultado de la fuerza hidráulica aplicada mediante el bombeo de un fluido a la formación. Este método provee una imagen de la geometría de la fractura en la formación por medio de receptores, geófonos, localizados en puntos cercanos al pozo a la misma profundidad de la fractura hidráulica. Los datos reunidos son conducidos a la superficie por medio de un cable eléctrico y procesado por computadoras con softwares diseñados para tal fin siempre en tiempo real. De haber obtenido los datos¹⁵⁸, éstos son enviados y graficados al centro de control para que ingenieros especialistas dicten alguna modificación adicional al diseño original planteado.

El inclinómetro, también llamado Tiltmeter en inglés, provee una imagen de la orientación de la fractura y de su longitud horizontal. Para ello se basa en

¹⁵⁸ Propiedades de los fluidos y de los apuntalantes, esfuerzo de cierre, presión de poro, permeabilidad de la formación, propiedades mecánicas de las rocas son daos de entrada básicos para estos modelos.

detectores, conocidos como inclinómetros, localizados alrededor del pozo fracturado. Su precisión es alta, sin embargo se limita a proveer una visión de la fractura en un plano horizontal. Representa una herramienta de decisión rápida para el ingeniero con el fin de permitir alcanzar, o no, la longitud óptima estimada inicialmente o detenerla para evitar que la fractura penetre en zonas adyacentes no deseadas como contactos de agua, etc.

La sísmica es el método más ampliamente utilizado en la exploración de hidrocarburos en el subsuelo, representa una herramienta poderosa pero a la vez muy costosa por lo que su aplicación debe estar respaldada cuidadosamente con estudios previos¹⁵⁹ ya que los costos de adquisición e interpretación suelen ser muy elevados, aunado al tiempo requerido para obtenerlos, el cual es variado.

PEMEX ha adquirido sísmica 2D y 3D para el modelo de los sistemas petroleros en yacimientos convencionales así como de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos que confirman la delimitación de ciertas áreas con alto potencial. Con todo ello es importante efectuar una re-valorización de la base de datos que permita inferir nuevas opciones de explotación. "...Considerando como base una superficie de 11,500 km², que representa aproximadamente una cuarta parte del área en superficie de las paleocuenas potenciales para gas de lutitas y bajo el entendido que la mayor parte son estudios sísmicos 2D, mientras que los 3D se enfocan a áreas muy específicas, una estructura de costos está en el rango de 200 a 300 millones de dólares, incluyendo la adquisición y el procesamiento¹⁶⁰.

La adquisición de sísmica está en función del tipo de sísmica, extensión areal a estudiar, área prospectiva, etc. lo cual incidirá directamente con el costo total –el

¹⁵⁹ Con estudios geológicos, geofísicos, y geoquímicos precisando las áreas prospectivas.

¹⁶⁰ Barrera Vázquez, Orquídea Ing. Expectativa del desarrollo y explotación de gas de lutitas en México. P. 94

cual resulta ser muy elevado y en tiempo variable- por lo que previo a su adquisición es importante tener un plan bien estructurado apoyado con la sinergia con otras disciplinas.

3.3.3 Variables fundamentales de la explotación de gas de lutitas en México: ventajas y desventajas

La exploración y explotación de recursos no convencionales, gas de lutitas, se encuentra en una fase temprana de desarrollo representando retos tecnológicos, operacionales, y comerciales al mercado en general. La insuficiencia de datos no permite evaluar correctamente el alcance económico, productivo y rentable del recurso, con lo que aún es anticipado prever un escenario concreto a futuro (consultar la Tabla 24 para un comparativo entre proyectos de gas convencional y no convencional).

Algunas ventajas derivadas de la explotación de este recurso son: ser más limpio, reducción de tiempo para producir (generalmente menor a tres meses desde el inicio de la perforación), representan cantidades adicionales a los recursos energéticos (a los países que cuenten con ellos), adaptación a la infraestructura existente (reduciendo en cierto porcentaje la inversión de capital inicial¹⁶¹).

Desventajas como volatilidad de precios, periodos cortos de vida de los pozos¹⁶², índices de declinación pronunciados¹⁶³ potentes daños ambientales, necesidad de

¹⁶¹ Empero la necesidad de inversión de capital es aún grande para procesar, almacenar, y distribuir el gas por medio de un sistema de gasoducto.

¹⁶² En promedio los pozos de shale gas alcanzan más de la mitad de su producción total en el primer año con lo que el operador se ve obligado a perforar más pozos y aumentar la inversión en estimulación para mantener la tasa de producción inicial. En Marcellus el descenso fue entre 65% y 80% el primera año de producción (USDOE, 2012 y 2009).

¹⁶³ Generalmente de 82% de su volumen original en el primer año en operación, posteriormente cae drásticamente en un 50% aproximadamente.

regulación política-social para su implementación, etc. se anteponen por mucho a las ventajas que podría representar la explotación de estos recursos.

Características	Convencional (tierra)	No convencional
Enfoque	Pozo por pozo	Clústeres de 30-40 pozos
Decisiones	Proceso definido de aprobaciones	A medida que se avanza
Riesgo geológico	Alto (20-60% $P_{g_{2}}$)	Bajo (90-95% $P_{g_{2}}$)
Días de perforación	40 a 200	20 a 40
Recuperación de gas	40 a 75%	20 a 30%
Costo por pozo	80 a 200 mmd	4 a 7 mmd

Tabla 24: Comparativo de proyectos de gas convencional y no convencional. Fuente: Statoil, 2012.

La "nueva revolución energética" referida a la explotación de hidrocarburos entrampados en shale gas no tiene nada de nuevo ni nada de revolucionario. Los recursos no convencionales siempre han sido contabilizados, sin embargo, no se ha permitido la transición a ellos por falta de estudios con enfoque petrolero; por otra parte, el fracturamiento ha existido desde hace varios años, simplemente lo novedoso fue llevar dicho método a una escala masiva de explotación –lo cual había resultado exitoso en las cuencas de Estados Unidos-.

Los resultados reportados por Estados Unidos han representado un éxito sin igual con resultados casi inmediatos como la reversión de la caída de la producción de hidrocarburos así como un proceso de industrialización en zonas remotas. Sin embargo este país ha sido un caso particular y aislado debido a que "cuenta con una vasta red de carreteras que permite el acceso rápido a regiones remotas, reuniendo una inigualable base técnica y de infraestructura para el desarrollo de los hidrocarburos de lutitas que no existe en ninguna otra parte del mundo"¹⁶⁴. Esta serie de factores únicos limitan la posibilidad de que pueda reproducirse, a la misma escala y a la misma velocidad, en algún otro país.

¹⁶⁴ Ocampo Téllez, Edgar Lic. Shale, una visión escéptica. Revista Energía a Debate.

Los spots publicitarios gubernamentales han difundido que dichos recursos representarán la fuente energética durante los próximos 40 años, sin embargo basándose en las fuertes tasas de declinación reportadas la mayor parte de los campos ya están en declinación o se encuentra estancada, con excepción de Marcellus, Eagle Ford y Bakken (véase Figura 31).

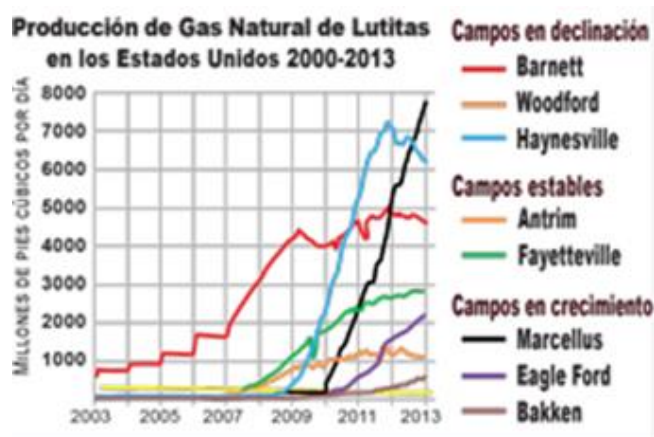


Figura 30: Producción de Gas natural de Lutitas en los Estados Unidos 2000-2013. Fuente: Energía a Debate.

Los resultados positivos obtenidos de la explotación de recursos en lutitas permitieron revertir la declinación del sector petrolero norteamericano gracias al bajo precio del gas; esto llevó a empresas a arrendar grandes extensiones de terrenos incentivados por las cifras reportadas. No obstante el pico de producción, en 2008, originó una sobreproducción lo cual trajo, como efecto colateral, el desplome de los precios del gas más allá del límite de lo rentable. El esquema de arrendamiento, “*use it or lose it*”, impedía que se pudiera disminuir el ritmo de producción. “...Al parecer, era menos grave seguir produciendo que perder los arrendamientos, debido a que las compañías son cotizadas en la bolsa de valores dependiendo de sus reservas y de su producción¹⁶⁵”, asegurando en todo momento su derecho de uso de suelo.

¹⁶⁵ Ídem.

Como consecuencia, después del pico en 2008, han cesado en un orden de 50% de equipos encargos en la operación de explotación de gas de lutitas en los Estados Unidos de las cuales sólo 16 empresas han logrado producir volúmenes comerciales.

Con excepción de Estados Unidos en ningún otro país se está desarrollando de manera masiva la explotación en este tipo de recursos. Por el momento no existe evidencia de que grandes petroleras (oil majors) busquen invertir ni siquiera a mediano plazo, esto se ha recalcado al anunciar fuertes recortes en sus montos de inversión para los próximos años. "...Shell reducirá su presupuesto de 44 mil millones de dólares en 2013 a 35 mil millones de dólares para este año; por su parte ExxonMobil lo va a reducir de 42 mil millones de dólares en 2013 a 38 mil millones en 2014¹⁶⁶."

El desinterés ha cobrado relevancia, Francia por su parte no permite la explotación de dichos recursos; Inglaterra abrió, en este año, 150 licencias de explotación; sin embargo sólo la francesa Total ha sido la única en atender la oferta, pero con una pequeña propuesta de inversión de 48 millones de dólares. Incluso en el mismo país ha habido recortes como lo fue en la cuenca Barnett que en 2008 se autorizaron cuatro mil permisos y que para 2013 se tramitaron 800 que significa una caída en la producción adicional a la que ya representa por si solos estos yacimientos.

3.3.4 Análisis y retos tecnológicos del desarrollo de gas de lutitas en México

Al inicio del presente capítulo se le notificó al lector de la evaluación preliminar realizada por el departamento de energía de los Estados Unidos (EIA) que indica que México cuenta con gran potencial de gas de lutitas técnicamente recuperables

¹⁶⁶ *Ídem.*

(50 veces mayor a las reservas probadas actualmente de gas); este hecho trajo consigo una serie de especulaciones anticipadas con bajo contraste crítico. De esta manera se anunciaba ya el gran tesoro que representaba dicho recurso atribuyéndole propiedades milagrosas como ser la clave del futuro económico y energético del país y un potenciador en la generación de empleos.

Estados Unidos presentó mediáticamente al mundo un mercado nuevo e innovador y con amplias expectativas de éxito ante recursos entrampados en lutitas, shale gas/oil, no obstante al adentrarse en su mercado es visible que éste presenta varias problemáticas. Este país es referente mundial por el éxito que ha reportado en sus estadísticas, sin embargo es dable cuestionarse "...si en Estados Unidos una cuenca tan grande y tan rica presenta dificultades como caídas de producción y disminución del número de pozos perforados tan temprano, considerando los pocos años de explotación, es razonable prever que ello impactará las modalidades, ritmos, montos y otras características de las inversiones en otros lugares, y más si carecen de las ventajas de la infraestructura como la que existe en Texas¹⁶⁷..

Los resultados de la explotación de estos recursos en Estados Unidos han sido poco redituables; en el contexto nacional la gran mayoría de los proyectos no han sido redituables, ni siquiera en su fase de arranque, excepto con dos casos particulares, cuestionándose cómo será en etapas posteriores.

Es importante realizar un balance riguroso del verdadero potencial de recursos en lutitas en el país, pues los estudios y exploraciones hasta ahora realizadas han sido exigüos y no concluyentes. No obstante, los altos estratos políticos "...tienen la absoluta convicción de que, abriendo las oportunidades, habrá una avalancha de

¹⁶⁷ Barbosa Cano, Fabio. ¿Han comenzado a disminuir las actividades de shale gas en Estados Unidos?

Fuente:<http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2013/12/22/la-produccion-en-formaciones-de-lutitas-en-estados-unidos/> Consultado: 08/03/2014, 22:33.

empresas privadas ávidas de invertir, detonar producción (...) que incluso ampliarán el empleo y abatirán los precios domésticos de la energía eléctrica, el gas y hasta de las gasolinas¹⁶⁸. Esto contrasta con el desinterés global generalizado hacia la explotación de recursos entrampados en lutitas que indica que se trata de una burbuja meramente especulativa de los Estados Unidos a merced de su propia economía.

Sólo mediante el emprendimiento de análisis rigurosos y serios, que involucren aspectos técnicos, de las variables que intervienen en exploración y explotación de lutitas se podrá tener información contundente que permita estimar el alcance de emprender estos proyectos así como conocer las implicaciones comerciales que resulten de su explotación. Si bien ésto podrá alcanzarse de mediano a largo plazo, sus resultados serán decisivos. Un primer comienzo para poder realizar un diagnóstico de la situación del potencial del país en sus recursos entrampados en lutitas es la caracterización geoquímica. Ésta resulta ser el requerimiento principal para la evaluación de un área prospectiva la cual evalúa el riesgo de carga de hidrocarburos en cuencas, plays y recursos prospectivos. Aunado a esta evaluación es importante contar con una buena campaña de perforación exploratoria para alcanzar y muestrear estas formaciones lutíticas.

Mediante el muestro de rocas, aceites y temperaturas de pozos se podrá delimitar las facies orgánicas así como la termicidad del área. "...Estos datos son utilizados para el modelado de la evolución en el ritmo de la madurez de las rocas generadoras y de los procesos de generación-migración-acumulación-preservación de hidrocarburos. Los modelos son calibrados y ajustados geológicamente,

¹⁶⁸ Barbosa Cano, Fabio. *La producción en formaciones de lutitas en Estados Unidos*. Fuente: <http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2013/12/22/la-produccion-en-formaciones-de-lutitas-en-estados-unidos/> Consulta: 09/03/2014, 12:36 am.

empleando datos de Reflectancia de Vitrinita (R_o), Temperatura Máximas de Pirólisis ($T_{m\acute{a}x}$), Índices de Hidrógeno (IH) y Temperatura de fondo de pozo¹⁶⁹.

Un correcto análisis geoquímico puede arrojarnos información crítica en cuanto a la naturaleza del sistema petrolero en cuestión. De hecho esta actividad no es nueva en el país, "...los primeros datos conocidos en México sobre el empleo de métodos geoquímicos-orgánicos enfocados hacia la búsqueda de yacimientos petroleros datan de fines del año de 1939¹⁷⁰. Estos estudios, sumados a estudios geológicos, muestran "...la existencia de diferentes subprovincias petroleras en México de diversas rocas generadoras potenciales depositadas en diferentes y bien definidos ambientes sedimentarios¹⁷¹.

Aunque Perrodon (1980) fue el primero en introducir el concepto de "sistema petrolero", Dow (1974) fue el primero en intentar definir dicho concepto basándose en una correlación roca generadora-aceite denominándolo "oil system". Bajo esta premisa puede definirse que un sistema petrolero "...está relacionado con una sola roca generadora y, por ende, está formado por una sola familia de aceites. Los hidrocarburos de cada familia tienen esencialmente las mismas características moleculares, aunque las propiedades físicas y químicas de éstos pueden variar¹⁷².

Como resultado de los estudios, geoquímicos e isotópicos, aplicados a muestras de cada una de las subprovincias petroleras mexicanas del Golfo de México se concluyó que existen cinco familias mayores, las cuales pueden correlacionarse con una fuente generadora específica, estas son:

¹⁶⁹ Subsistemas generadores de México. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C. Volumen XLIX, NUMS. 1-2. Enero-Diciembre de 2001.

¹⁷⁰ *Ídem*.

¹⁷¹ *Ídem*.

¹⁷² Guzmán, Castro, Román, Medrano, Clara, Vázquez y Ziga; 2001

- Oxfordiana marina con litología está dominada por carbonatos.
- Oxfordiana marina con litología dominada por margas.
- Tithoniana dominada por calizas arcillosas-margas.
- Cretácica marina con litología dominada por carbonatos-evaporitas.
- Terciaria marina-deltaica con litología dominada por sedimentos siliciclásticos.

De estas cinco familias se ha considerado a las rocas del Jurásico Superior del Titoniano (JST) como las más importantes localizadas en la parte suroccidental del Golfo de México. Con ello puede distinguirse 16 sistemas petroleros en el país (Tabla 25, Fig. 32).

Sistemas petroleros	Sistemas petroleros
1.- Jurásico Inferior-Medio-Jurásico Medio (!)	9.- Turoniano-Turoniano (-)
2.- Oxfordiano-Oxfordiano (!)	10.- Aptiano-Albiano (-)
3.- Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno (!)	11.- Cretácico Superior- Cretácico Superior (-)
4.- Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico (-)	12.- Aptiano-Aptiano (-)
5.- Cretácico Inferior-Cretácico Medio-Superior (-)	13.-Paleógeno-Paleógeno (!)
6.- Cretácico Medio-Cretácico Medio-Superior (!)	14.- Mioceno Inferior-Mioceno medio-superior- Plioceno (!)
7.- Cretácico Inferior-Cretácico Medio (?)	15.- Mioceno-Mioceno medio-superior- Plioceno (-)
8.- Turoniano-Turoniano (!)	16.- Mioceno superior- Mioceno superior-Plioceno

Tabla 25: Sistemas petroleros en México. Fuente: PEMEX

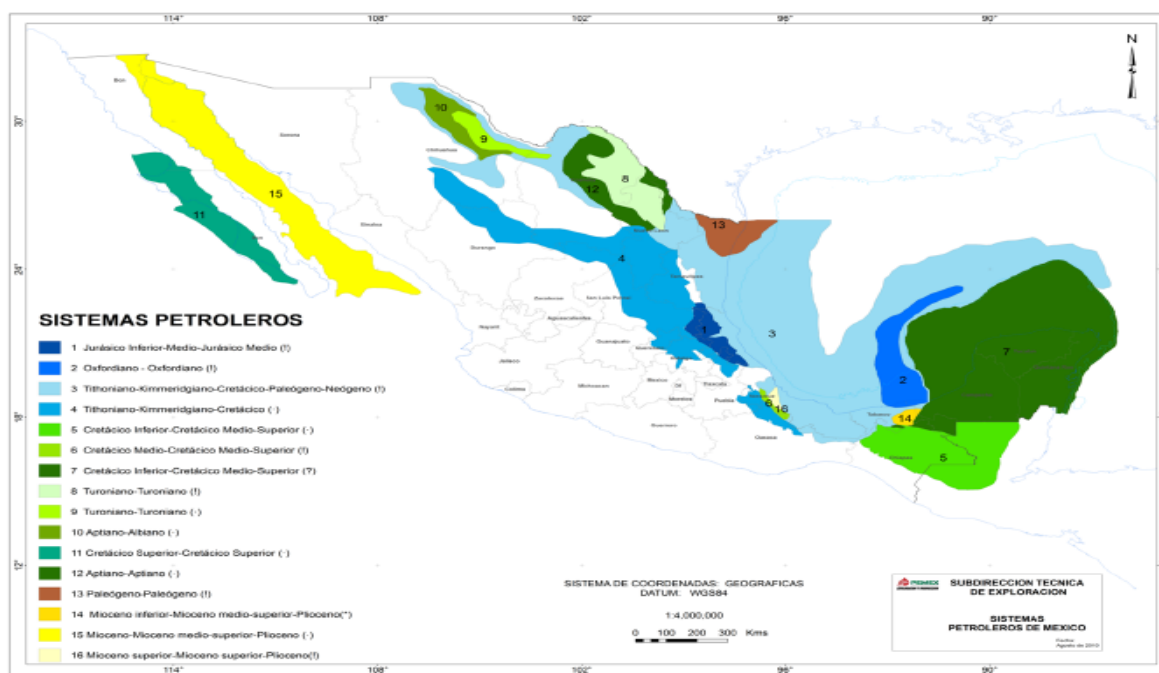


Figura 31: Mapa de los sistemas petroleros en México. Fuente: PEMEX a través de PEP.

El empleo de métodos geoquímicos-orgánicos en México data desde 1939. Sin embargo para estas fechas PEMEX mantenía una fuerte dependencia tecnológica extranjera; fue hasta finales de los 70's cuando se inicia el "boom" de la geoquímica en el país dando al IMP dicha tarea. No obstante, a la actualidad no se ha vuelto a emprender un re-caracterización que permita establecer nuevos criterios para las condiciones geoquímicas actuales, y más aún enfocado a estos recursos no convencionales lo cual implicará montos de capital elevados, así como tiempos prolongados para una evaluación definitiva.

El banco de datos geoquímicos de las cuencas petroleras en el país, puede usarse como referencia para contrastar con parámetros estándares internacionales (consultar Tabla 27) que permiten realizar una inferencia indirecta que proporcione una aproximación respecto el potencial de estos recursos en el país. Variables como COT, R_o , IH, tipo de kerógeno, análisis Rock Eval, etc., por medio de correlaciones con diferentes yacimientos de otras partes del mundo, han permitido establecer rangos cuyos valores se han aceptado como estándar.

En la Tabla 26 se citan las principales cuencas que se infiere pueden representar un potencial de recursos entrampados en lutitas. Para ello se cita las principales rocas generadoras, que resultan ser las mismas lutitas (ya mencionadas), así como sus características geoquímicas principales.

Cuenca	Formaciones	R. Generadora	COT	Espesores	Kerógeno	Ro (%)
Chihuahua	La casita	Jurásico Superior	5-4%	80-950m	III	1.4-2.7, sobremaduro
	Ojinaga	Cretácico Inferior	0.5-1.5%		II/III, aceite	0.6-1, maduro
	La Peña	Cretácico Inferior	1-3%	50-100 m	II/III y III	1.2, sobremaduro
Sabinas-Burro-Picachos	La Virgen	Cretácico Inferior	>1%		III	Sobremaduro
	La Casita	Jurásico Superior				
	Eagle Ford	Cretácico superior	0.5-1%			
	Padilla	Cretácico Inferior				
Sabinas y Burgos	La Casita	Jurásico Superior	>1%	800m a 3Km	II y II	Maduro a sobremaduro
	La Peña	Cretácico Inferior				
	Eagle Ford	Cretácico Superior				
Tampico-Misantla	Santiago	Jurásico Superior	2.2%	50 a 1,150 m	I, II, III	Madurez temprana a sobremadura
	Tamán	Jurásico Superior			II	
	Pimienta	Jurásico Superior			II	
Veracruz	Maltrata	Jurásico Superior	>2%		II/III, gas	sobremaduro
	Ojinaga	Cretácico Inferior-Medio			II	
	La Peña	Mioceno	5-12%			

Tabla 26: Principales características geoquímicas de las rocas generadoras de las prospectivas.

Si bien se citan las principales características que pueden definir el potencial generador, y por ende de éxito, este resultado sólo es parcial. Para obtener una aproximación más exacta es necesario adicionar información con estudios complementarios. Como ejemplo puede citarse a la formación Ojinaga la cual es madura ($R_o = 0.6-1\%$), posee un contenido orgánico total "bueno", el tipo de kerógeno es de tipo II/III con mayor tendencia a generar aceite; sin embargo revisando su historia geológica puede notarse que carece de sello lo que indica que los hidrocarburos pudieron haber emigrado por fallas conductivas, restándole potencial generador.

Por otro lado, puede citarse el caso de la cuenca Sabinas-Burros- Picachos que cuenta con materia sobremadura; esto indica que el potencial generador resulta ser insignificante. Si revisamos los eventos geológicos que permitieron su subsistencia, puede observarse que la generación antecedió a las trampas, lo cual indica que sólo aquellos hidrocarburos originados en tiempos post-orogénicos se preservaron, mientras que los de mayor antigüedad se perdieron.

Potencial	COT (%)	IH (mg HC/g TOC)	S1/S2	Reflectancia (Ro)	Madurez	kerógeno	Producto esperado
Pobre	0-0.5	>600	>15	>1.35	Sobremadurez	I	Aceite
Escasa	0.5-1	300-600	10-15	0.9-1.35	Madurez tardía	II	Aceite
Buena	1-2	200-300	5-10	0.65-0.9	Madurez media	II/III	Aceite-Gas
Muy Buena	2-4	50-200	1-5	0.5-0.65	Madurez temprana	III	Gas
Excelente	>4	< 50	<1	0.2-0,5	Madurez	IV	Ninguno

Tabla 27: Parámetros estándares internacionales necesarios para que una roca generadora posea potencial generador¹⁷³.

Derivado de la Tabla 27 podemos realizar una comparación entre las características que definen las rocas generadoras del país en contraste con los estándares internacionales. Gran parte de los datos indican que se tiene un potencial generador entre "bueno" a "excelente" ya que los valores de COT promedio son mayores que 2%, el tipo de kerógeno varía predominantemente entre II y III, el índice de Hidrógeno (IH) en la cuenca Tampico-Misantla es de 50 mgHC/gCOT el cual representa tener un excelente potencial generador. Sin embargo, el factor que limita este potencial es el índice de reflectancia de la vitrinita (R_o) que en su gran mayoría indica estar sobremaduro; este hecho puede deberse a la historia y actividad geológica que tuvo lugar en dichas formaciones.

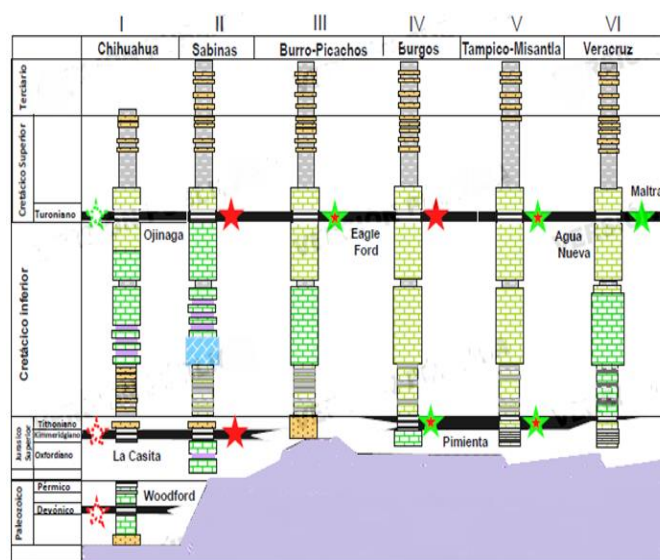


Figura 32: Columna estratigráfica de las cuencas petroleras prospectivas. Fuente: PEP.

¹⁷³ Leslie B. Magoon y Wallace G. Dow. *The petroleum System-From source to trap*. AAPG Memoir 60.

Este hecho se reafirmó en 2012, cuando se realizó la perforación de seis pozos de gas de lutitas, localizados en el área de Sabinas-Burro-Picachos-Burgos, de los que sólo dos resultaron productores: el pozo Emergente-1 y Percurtor-1¹⁷⁴. La puesta en producción del pozo Emergente-1 confirma la continuidad de la formación Eagle Ford al noreste del país y la posibilidad de localizar pozos comerciales –si se puede llamar así-. Es importante realizar un adecuado razonamiento de lo que implica compartir una cuenca geológica, es decir, implícitamente sabemos que una cuenca no tiene una estructura homogénea, esto quiere decir que los espesores, el contenido orgánico total, la madurez termal, la profundidad de sepultamiento, entre otros factores van a variar arbitrariamente a lo largo de la cuenca.

Ahora bien, habiéndose aclarado este punto, en la Figura 34 puede notarse que la formación Eagle Ford, del lado norteamericano (indicado en verde), alcanza espesores de hasta 300m, no obstante al prolongarse dicha zona productora hasta el lado mexicano puede observarse que “a la altura del pozo ocho, conforme avanza al Sureste, rumbo a San José de las Rusias, la formación se acuña, se adelgaza, y a la altura del pozo 15 casi desaparece¹⁷⁵”.

¹⁷⁴ Asimismo se perfora y se pone en producción dos pozos de aceite en lutitas, Chuchla-1 y Anhérido-1, ubicados en Coahuila y Tamaulipas respectivamente.

¹⁷⁵ Barbosa Cano, Fabio. No exagerar el potencial del Shale gas en México. Consultado en : <http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2012/06/10/exagerar-potencial-del-shale-gas-en-mexico/> 09/03/2014, 11:18am

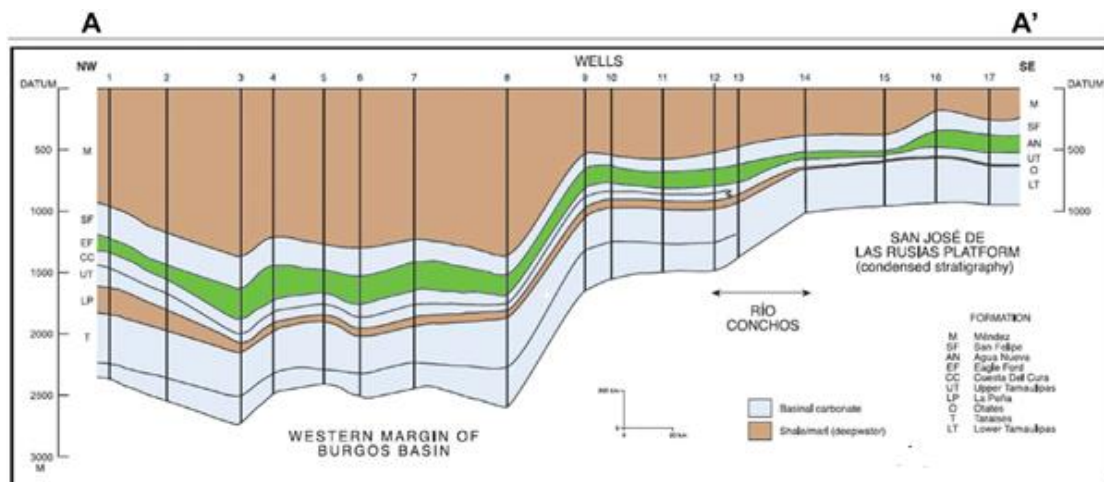


Figura 33: Sección aplana en la cima del Cretácico. Fuente: Contralínea.

El pozo Montañés-1 localizado en Guerrero, Coahuila fue clasificado como no comercial producto de los altos costos y la baja recuperación; por su parte el pozo Nómada-1 fue catalogado como fracaso por tratarse de un hoyo seco. El pozo Arbolero-1 produjo inicialmente 3.2 MMpcd comprobando el concepto de Shale gas en el Jurásico Superior de la Cuenca de Sabinas; sin embargo, debido a la falta de condensados, que permite su rentabilidad, no se ha puesto a producción. Ubicado en Hidalgo, Coahuila el pozo Habano-1 tuvo una producción inicial de 2.8 MMpcd y 27 bls/día; pese a ello no se ha conectado a producción.

Los pozos que resultaron productores fueron los pozos Percutor-1 y Emergente-1. El primero se localiza en Progreso, Coahuila, perteneciente a la cuenca de Sabinas, cuya formación productora pertenece al Cretácico Superior. Su producción inicial, exclusivamente gas, fue de 2.62 mmpcd. El pozo Emergente-1 ubicado en el activo integral Burgos (Hidalgo, Coahuila) resultó productor de gas seco, reafirmando la extensión de la formación de Eagle Ford al Noreste del país. Su profundidad total fue de 4,071m, pozo tipo horizontal terrestre con 15 fracturas; su producción inicial fue de 2.86 MMpcd.

Con datos proporcionados por el Instituto Federal al Acceso a la Información y Protección de Datos (IFAI) a continuación pueden verse los costos, por pozo perforado en gas de lutitas, que representó la perforación, toma de registros, por TP y TR, así como por el fracturamiento hidráulico (Tabla 28). Inmediatamente después se incorpora la Tabla 29 que expone los gastos iniciales así como la producción acumulada que representó cada pozo.

Pozo	Costos de perforación	Costos por registros geofísicos tomados	Costos por TP's y TR's	Costos por fracturamiento hidráulico
Montañes-1	34,117,644.17	1,383,343.36	4,808,217.24	50,534,739.26
Emergente-1	81,038,924	1,323,268	11,938,012	47,427,031
Nómada-1	30,766,568.59	1,216,571.00	11,677,864.31	43,876,685.92
Percutor-1	44,474,493.22	2,040,434.43	5,241,868.65	54,023,361.44
Habano-1	38,783,105.85	657,853.06	4,644,285.11	No estimado
Arbolero-1	49,223,567	283,456	16,454,423	2,059,806

Tabla 28: Análisis de costos realizados a pozos de gas de lutitas (M.N.). Fuente: IFAI

Pozo	Gastos iniciales de agua, aceite y gas.			Producción acumulada de gas, agua y condensados		
	Q _{ig} MMpcd	Q _{iw} bpd	Q _{icond.} bpd	N _{pg} MMpc	N _{pw} bpd	N _{pcond.} bpd
Emergente ¹⁷⁶ -1	0.63		0	642.82		0
Montañes-1	0.112	19	195	No aplica: pozo productor no comercial		
Nómada-1	No aplica: pozo improductivo seco			No aplica: pozo improductivo seco		
Percutor ¹⁷⁷ -1	2.62		0	292.66		0
Habano-1	2.771	251	27	No aplica: pozo no conectado		
Arbolero-1	3.185	39	0	No aplica: pozo no conectado		

Tabla 29: Gastos iniciales y Producción acumulada de agua, gas y condensados. Fuente: IFAI

Haciendo una síntesis de la información, se visualiza que las expectativas aún superan por mucho a la realidad. Es preciso aclarar que para el cálculo de los costos totales es necesario contar con información adicional como costos de operación, costos de instalaciones superficiales, manejo de la producción, etc. lo cual elevará aún más los costos finales. Tomando como referencia el pozo

Emergente-1 el cual fue reportado con un costo total de 143.5 millones de pesos y extrayendo a su vez del último cuadro su producción acumulada de 642.82 MMpc simplemente "...multiplicando la producción acumulada por un precio de cuatro dólares el millar de pie cúbico, resultada sólo 2 millones 572 mil dólares¹⁷⁶..

Analógicamente se puede hacer el mismo proceso con los demás pozos, sin embargo, con excepción del pozo Percutor-1 y Anhélido-1, los cuatro restantes resultaron secos o no comerciales. Este aspecto es muy importante pues, independientemente que todos tuvieran gas, debido a los bajos precios no resultan ser atractivos; por otra parte algunos han sido cerrados por falta de condensados, que le adjudica un carácter de rentabilidad pues su precio comercial ronda en los 75 dls/barril¹⁷⁷.

Se reportó que en un rango de 3 a 8 millones de dólares ascendió el costo por pozo para la explotación de gas de lutitas en Estados Unidos –cabe destacar que escépticos al tema dicen que en el precio total no se incluyen costos de infraestructura adicional, mano de obra, transporte, proceso, reaperturas, etc.- mientras que en México el costo por el pozo Emergente-1 fue de 143,518,718 de pesos¹⁷⁸ (poco más de 11 millones dólares). Esto nos da un panorama económico poco alentador en el objetivo de colocar al recurso de gas de lutitas como un catalizador energético.

¹⁷⁶ Barbosa Cano, Fabio. PEMEX: resultados de shale gas 2010-2012. Fuente: <http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2012/11/25/pemex-resultados-de-actividades-en-shale-gas-2010-2012/> consultado: 09/03/2014, 10:07am

¹⁷⁷ *Ídem*.

¹⁷⁸ SENER, CRE, PEMEX, CFE. Planificación de infraestructura en el mercado de gas natural en México. Noviembre 2011. [http://www.amgn.org.mx/ACA2011/Planificaci%C3%B3n%20de%20infraestructura%20gas%20natural%20en%20M%C3%A9xico%20\(Aca\)%20V002.pdf](http://www.amgn.org.mx/ACA2011/Planificaci%C3%B3n%20de%20infraestructura%20gas%20natural%20en%20M%C3%A9xico%20(Aca)%20V002.pdf) Consulta: 09/03/2014, 17:48 hrs.

Cabe hacer mención acerca del pozo Anhérido-1 igualmente, también es un yacimiento no convencional con gastos iniciales de gas y aceite de 0.2200 MMpcd y 30 bpd respectivamente; se estima que su producción acumulada asciende a 104.2382 MMpc y 21725.0 bp. Los costos de perforación y terminación fueron 53,370,246 y 23,498,898 de pesos respectivamente. Por su parte, la Figura 35 muestra el comportamiento de la producción de los pozos Emergente, Percutor, y Anhérido-1, cuya tendencia ha sido atenuada debido al re-fracturamiento que permite elevar, o en su caso mantener constante, la producción.

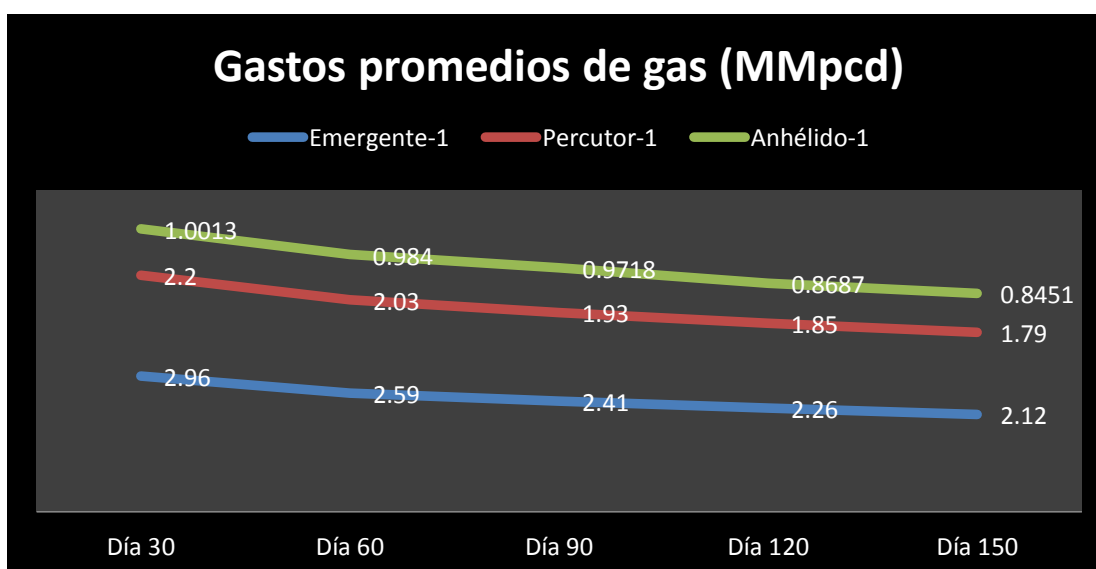


Figura 34: Comportamiento de la producción de los pozos Emergente-1, Percutor-1, Anhérido-1. Fuente: IFAI.

No obstante PEMEX ha realizado progresos considerables en las técnicas de fracturamiento hidráulico, reduciendo cierta parte del total de costos. Esto ha permitido la localización de nuevas formaciones con posible potencial productor. En lo que respecta a los resultados preliminares al 31 de diciembre de 2013 PEMEX perforó seis pozos todos pertenecientes al activo de Burgos (Tabla 30).

Era Geológica	Pozo	Producción inicial		Tipo de hidrocarburo
		Crudo y condensado (bd)	Gas (MMpcd)	
Cretácico Superior Eagle Ford	Chucla 1	24	1.9	Gas Húmedo
Cretácico Superior Eagle Ford Inferior	Durián-1	0	1.9	Gas Seco
Cretácico Superior Eagle Ford	Gamma-1	12	0,3	Gas Húmedo
Jurásico Superior Pimienta	Nuncio-1	0	3.0	Gas Seco
Jurásico Superior Pimienta	Tangram-1	0	10.9	Gas Seco
Jurásico Superior Pimienta	Kernel-1	0	2.9	Gas Seco

Tabla 30: Principales descubrimientos del 1 de enero al 31 de diciembre de 2013. Fuente: PEMEX

Como medida de contraste se solicitó al IFAI información de los gastos promedios de gas, agua, aceite y condensados, sin embargo, al 25 de marzo de 2014 ninguno ha resultado productor. No obstante cada pozo ha representado jugosos costos al erario público; la Tabla 31 muestra los costos sólo de perforación y terminación.

Pozo	Costos de perforación	Costos por terminación	Total	Pozo	Costos de perforación	Costos por terminación	Total
Chucla-1	37,171,641	75,566,004	112,737,645	Gamma-1	44,152,414	84,636,123	128,788,537
Durián-1	49,730,266	73,628,551	123,358,817	Tangram-1	64,937,073	80,996,407	145,933,480
Nuncio-1	54,976,034	2,513,931	57,489,965	Kernel-1	65,774,286	130,384,990	196,159,276

Tabla 31: Costos por perforación y terminación de pozos no convencionales M.N. Fuente: PEP a través del IFAI.

La industria en la explotación de gas de lutitas es aún incipiente en nuestro país, con lo que es erróneo adelantar evaluaciones preliminares. Hasta no emprenderse proyectos rigurosos y sistemáticos, con carácter técnico, que sustenten fehacientemente el potencial que representan estos recursos, no puede adjudicárseles características milagrosas como se ha hecho creer.

Las lutitas del Jurásico Superior del Tithoniano son consideradas las rocas generadoras por excelencia en México, es por ello que no es sorpresa localizarlas en cualquier columna geológica de las cuencas petroleras del país; sin embargo, su localización no implica una oportunidad comercial inmediata, de hecho algunas apenas y se podrían catalogar como oportunidades exploratorias.

Es importante y prioritario implementar las nuevas tecnologías disponibles en la industria en geofísica, geoquímica y geología para realizar una re-evaluación de las

cuencas del país y su potencial petrolífero. Ello permitiría diseñar la base de una nueva política exploratoria y de producción que obligue a establecer completamente su valor comercial como productoras de hidrocarburos¹⁷⁹.

Una re-evaluación exploratoria geológica de la Cuenca del Golfo de California podría aportar volúmenes importantes de hidrocarburos, pudiéndose considerar como una zona estratégica, y a su vez podría menguar a corto plazo los requerimientos de gas natural en el país.

Finalmente, es necesario hacer hincapié que en un mundo donde los intereses políticos-económicos se anteponen a los intereses diplomáticos es fundamental contar con nuestra propia base de datos y contrastar las ideas que nos quieren vender con lo que realmente tenemos y sabemos. ¡Basta de aceptar espejitos a cambio de nuestros recursos como en la época la conquista!

¹⁷⁹ La delimitación, caracterización y evaluación de las cuencas del Golfo de California y Chihuahua fueron abandonadas sin establecer su verdadero potencial.

Análisis contextual y alternativas

Análisis contextual

Actualmente el rumbo de la industria petrolera nacional pasa por un nuevo –ni tan nuevo- y gran punto de inflexión que constituirá un nuevo eje sobre el cual se darán pautas para una nueva configuración en el sector energético, específicamente petrolero y eléctrico, que no sólo se limitará a estas áreas, sino por el contrario traerá consecuencias visibles en lo que respecta a la disposición nacional.

Por medio de la Reforma Energética se pretende modernizar la industria de los hidrocarburos, volverla más competitiva y eficiente; sin embargo esto no es suficiente para para que grandes empresas busquen hacerse socias con PEMEX o interesarse en el país.

Si bien la Reforma, en su estado puro, tiene el potencial para poder promover un sector energético diversificado, competitivo y sustentable que permita al país generar empleo y contar con insumos energéticos, que se traduzcan en bienestar social para los mexicanos, todo dependerá del marco legal e institucional en el que se estipule la legislación secundaria así como en la capacidad de ejecución de dicho estatutos.

No obstante resulta urgente estipular "... un aparo institucional que, como mínimo, proyecte una política de hidrocarburos a largo plazo; regule una asignación de bloques de exploración y producción que sea transparente, racional, y competitiva; imponga una política fiscal de Estado tanto a la empresa pública como a las privadas que participen con ella; garantice que las empresas y sus

subcontratistas operen en condiciones óptimas de seguridad, salud y medio ambiente¹⁸⁰.

La demanda de gas natural en México ha crecido súbitamente en los últimos años, es así que en el periodo entre 2007 y 2012 creció 17%, mientras que la producción ha aumentado sólo 2% en el mismo periodo. Este contexto ha orillado a un incremento de las importaciones, principalmente en 2011 y 2012; no obstante, la incapacidad de los gasoductos del STNI para surtir los puntos de oferta y consumo ha visto limitada por su poca flexibilidad.

La falta e ineficiente infraestructura al día de hoy hace más difícil el proceso de transporte y distribución. Las limitaciones en el alcance de la infraestructura actual han propiciado cuellos de botella traduciéndose en pérdidas económicas a varios sectores industriales. De acuerdo al Gobierno Federal, se estimó que el costo derivado de las 22 alertas críticas en 2012 ascendió a 18,900 millones de pesos; de donde CFE ha tenido las mayores pérdidas.

Ante el déficit generado por la disminución de la oferta de gas natural del país, la Comisión Regulada de Energía autorizó a PGPB la importación de Gas Natural Licuado (GNL) como medida compensatoria para balancear el STNI, sin embargo, ello representó costos adicionales para PGPB siendo de 5 o 6 veces más caro de lo que representa traer de Estados Unidos por medio de ductos.

Por otra parte, la explotación de gas entrampados en lutitas en Estados Unidos permitió incrementar sus reservas así como su producción; este hecho trajo consigo una disminución de precios cercano al 70% desde 2008. Ello representa una gran oportunidad para México de aprovechamiento de precios bajos, sin embargo, si no

¹⁸⁰ (Grunstein, 2010) Pp. 12

se cuenta con la infraestructura suficiente jamás se logrará, y mucho menos se verá una reducción en los costos del precio del gas, y por ende en la electricidad.

La explotación de recursos no convencionales en los países del norte, especialmente Estados Unidos, sustentan la posibilidad de que México cuente este tipo de recursos al compartir algunas cuencas geológicas comunes en la frontera norte. Sin embargo, es válido mencionar que este país reúne elementos únicos como lo es su estructura industrial robusta logrando una inigualable base técnica y de infraestructura para el desarrollo de los hidrocarburos; por lo que representa un caso particular y aislado haciéndolo un fenómeno difícil de reproducir. Con excepción de Estados Unidos, en ningún otro país se está desarrollando de manera masiva la explotación de este tipo de recursos.

De acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos éste posiciona a México en el cuarto lugar a nivel internacional en relación con reservas de gas de lutitas, con ello se prevé que el país cuenta con 681 millones de millones de pies cúbicos (MMMMpc) técnicamente recuperables. Es importante indicar, oportunamente, que México cuenta con seis principales cuencas con gran potencial; sin embargo, éstas se ubican a profundidades mayores de 5 mil metros, fuera de la ventana de oportunidad. Aún no existe tecnología para desarrollar pozos horizontales y fracturas a esas profundidades.

La llamada "nueva revolución energética" referida a la explotación de hidrocarburos entrampados en lutitas –que no tiene nada de nuevo ni nada de revolucionario- permitió revertir la declinación del sector petrolero norteamericano gracias al bajo precio del gas. No obstante, el pico de producción en 2008 originó una sobreproducción lo cual trajo, como efecto colateral, el desplome de los precios del gas más allá del límite de lo rentable.

La evaluación preliminar realizada por la EIA indicó que México cuenta con un gran potencial de gas entrampado en lutitas técnicamente recuperables, equivalente a 50 veces mayor a las reservas probadas actualmente de gas; este hecho trajo consigo una serie de especulaciones anticipadas con bajo contraste crítico.

Ello recalca la importante necesidad de realizar un balance riguroso del verdadero potencial de recursos en lutitas en el país, pues los estudios y exploraciones hasta ahora realizados han sido exiguos y no concluyentes. Un primer comienzo, para poder realizar dicho un diagnóstico de la situación del potencial del país en sus recursos entrampados en lutitas, es emprender una caracterización geoquímica rigurosa.

En el contexto nacional la gran mayoría de los proyectos no han sido redituables, ni siquiera en su fase de arranque, excepto con dos casos particulares, cuestionándose cómo será en etapas posteriores. Puede citarse al pozo Emergente-1 el cual fue reportado con un costo total de 143.5 millones de pesos; si tomamos en cuenta su producción acumulada de 642.82 MMpc (al 17/09/2012) multiplicándolo por un precio de 4 dólares el millar de pie cúbico, resulta sólo 2 millones 572 mil dólares. Es preciso aclarar que para el cálculo de los costos totales es necesario contar con información adicional como costos de operación, costos de instalaciones superficiales, manejo de la producción, etc. lo cual elevará aún más los costos finales.

La industria en la explotación de gas de lutitas es aún incipiente en nuestro país, con lo que es erróneo adelantar evaluaciones preliminares.

Alternativas.

Para lograr una seguridad energética, México debe garantizar una serie de condiciones que hasta ahora no tiene. Estas condiciones dependen mayormente del

marco institucional que establezca la legislación secundaria, así como de la capacidad de ejecución y voluntad política del gobierno para conducir la política energética y educativa del país. Este contexto sólo será posible mediante la implementación de mecanismos eficaces de transparencia y rendición de cuentas; para ello el gobierno deberá apoyarse de los distintos entes reguladores, dotándolos de facultades y recursos (humanos y financieros) que permitan llevar a cabo su labor en dicho sentido. Es necesario que legislación establezca como mínimo, a meta a corto plazo, las siguientes tres condiciones:

- Conseguir un superávit energético.
- Dar certidumbre para el desarrollo ininterrumpido de actividades productivas.
- Eliminación de subsidios energéticos.

Ante la problemática de suministro de gas natural en el país resulta fundamental identificar con precisión la naturaleza y ubicación de los cuellos de botella que restringen la red de transporte, así como el tiempo y recursos necesarios para solventarlos. Este análisis podría representar un marco de referencia para un plan de acción inmediata, dando pautas para incorporar nueva infraestructura para la producción, transporte, almacenamiento, distribución y consumo de gas natural.

El gobierno, por medio de la Estrategia Integral de Gas Natural, pretende revertir la situación descrita por medio del establecimiento de condiciones que favorezcan la competencia, abriendo al sector privado a la participación en casi toda la cadena de valor del gas natural. Debe recordarse que anteriores reformas han navegado bajo la misma bandera y, sin embargo, la realidad es otra.

Es así que, bajo la necesidad de un escenario de expansión del sistema de red de gasoductos que integran el STNI es necesario dar mayor certidumbre a la

operación de ductos independientes al SNG; ello se propone emprender un nuevo arreglo institucional que cree un gestor técnico (ISO, por sus siglas en inglés Independent System Operator). Éste "...tendría la responsabilidad de controlar el acceso y uso del SNG; de tal manera que, aun cuando PGPB siguiera siendo poseedor de los activos el SNG, el control de la transmisión de gas natural en el STNI sería operado por el gestor técnico¹⁸¹.

Este tipo de gestor técnico es una innovación institucional nueva; países como Austria, Bélgica, España, Dinamarca, Holanda, Irlanda, Italia y Suecia lo han implementado permitiendo mayor competencia entre los distintos propietarios de gasoductos y las empresas estatales (dueñas de la mayor parte de los gasoductos).

Se debe hacer énfasis en que la creación de un gestor técnico independiente debe ser de alcance regional y con suficiente autonomía de operación y gestión con objeto de dar mayor certidumbre a la operación de ductos de propiedad privada. Esto permitiría dar una mayor inversión en la construcción de gasoductos e incrementar la disponibilidad de gas natural para el crecimiento industrial en México.

La exploración y explotación de recursos no convencionales, gas de lutitas, se encuentra en una fase temprana de desarrollo representando retos tecnológicos, operacionales, y comerciales al mercado en general. La insuficiencia de datos no permite evaluar correctamente el alcance económico, productivo y rentable del recurso, con lo que aún es anticipado prever un escenario concreto a futuro. Sin embargo, es importante realizar un plan estratégico nacional incluyente que visualice, a corto plazo, la ampliación de producción de gas natural así como del

¹⁸¹ CIDAC. Gestión de Gas Natural en México. Pp. 18. Artículo técnico.

sistema de gasoductos; por otro lado, es necesario consolidar un régimen jurídico y fiscal que visualice nuevas fuentes de gas natural como solución a mediano plazo.

A pesar de ello, tanto la Estrategia Integral de Gas Natural como la Reforma Energética ponen de manifiesto que la solución al dilema de suministro interno de gas natural es la explotación de gas de lutitas para ello resulta indispensable actualizar las normas y estándares para efectos del mismo.

Sin embargo, antes de establecer relaciones de cooperación entre las diferentes autoridades locales y las agencias reguladoras, que permitan la simplificación de las normas, procesos y estructuras para agilizar el emprendimiento de los proyectos tanto de gas convencional como no-convencional, es necesario emprender un balance riguroso del verdadero potencial de recursos en lutitas en el país, pues los estudios y exploraciones hasta ahora realizadas han sido exiguos y no concluyentes.

Un primer comienzo, para poder realizar un diagnóstico de la situación del potencial del país en sus recursos entrampados en lutitas, es la caracterización geoquímica. Es importante y prioritario implementar las nuevas tecnologías disponibles en la industria en geofísica, geoquímica y geología para realizar una re-evaluación de las cuencas del país y su potencial petrolífero. Ello permitiría diseñar la base de una nueva política exploratoria y de producción que obligue a establecer completamente su valor comercial como productoras de hidrocarburos.

Por lo que emprender una política energética¹⁸² de largo alcance es imperativo. Ésta forma parte integral de la política económica del país, recae directamente sobre el Gobierno Federal, y sus efectos se ven reflejados sobre la producción, la

¹⁸² Entendiéndose a ésta como la mediadora entre la naturaleza y las formas de intervención en la economía para mejorar su desempeño.

oferta y el uso de productos energéticos. La política energética deberá atender asuntos como la naturaleza de la competencia prevaleciente en el sector, regulación de los mercados, definición de estrategias que incentiven a la competencia justa, regular el papel de la inversión privada, seguridad y confiabilidad de suministros, en otras nuevas circunstancias. Su aplicación requerirá instituciones fuertes que aseguren desarrollar y continuar las perspectivas de largo y amplio alcance, atendiendo los cambios de las reformas implementadas.

Se ha visto un sesgo total en la información, lo cual es extremadamente preocupante pues no sólo afecta a los participantes directos dentro del sector energético sino también a los estudiantes, a las Universidades, y a la misma sociedad en general. Es necesario un estudio legítimo de ingeniería que incluya una discusión crítica de las ventajas y desventajas de implican los cambios constitucionales en la materia sustentados en artículos con rigor técnico.

La función principal de las universidades es proporcionar a la sociedad estudiantes con capacidades de pensar por sí mismos. Para ello, es dable citar a John Stuart Mill quien decía que las universidades deben enseñar a las personas a "Poner en duda las cosas; no aceptar doctrinas, propias o ajenas, sin el riguroso escrutinio de la crítica negativa, sin dejar pasar inadvertidas falacias, incoherencias o confusiones; sobre todo, insistir en tener claro el significado de una palabra antes de usarla y el significado de una proposición antes de afirmarla".

Es aquí donde los estudiantes de la UNAM juegan un papel importante en las instituciones del país, así como en la conformación de las políticas públicas de tales instituciones. Con lo que si la UNAM falla al equipar a sus estudiantes con una comprensión amplia y crítica de la industria, sus acciones serán susceptibles a perjudicar el sistema energético nacional, repercutiendo indirectamente en la

sociedad en general. Los estudiantes de la UNAM cuentan con fundamentos sólidos de su área de especialización, sin embargo esto no es suficiente para enfrentar los problemas de una sociedad altamente cambiante que rompe paradigmas y que demanda acciones inmediatas.

La incapacidad de las universidades de formar estudiantes críticos –que vayan más allá de lo recibido en las aulas- responde a factores relacionados por la falta de identidad e independencia con las mismas; igualmente responden a intereses de corporaciones ávidas de mano de obra barata que satisfagan la demanda de mercado de manera inmediata. Estos intereses han incidido directa o indirectamente en las funciones de las universidades, conduciendo a una fragmentación del conocimiento y ausencia de pensamiento crítico; a su vez, las han encaminado a convertirse en una especie de empresas educativas.

Es momento de reivindicar la verdadera misión universitaria de la función técnica superior, por medio de una enseñanza superior, que contemple un carácter crítico, riguroso e integral (de los problemas que aquejan la sociedad así como brindarles una solución pronta) que tanta falta hace en los momentos actuales de crisis sistémica. Asimismo, se exhorta a las docentes, estudiantes y/o autoridades académicas, independientemente de su enfoque político e ideológico, a reestablecer el papel de la UNAM como brazo derecho en el quehacer político y económico del país.

“Los estudiantes son seres humanos antes de ser abogados, médicos, comerciantes o ingenieros; y si se les forma como seres humanos capaces y sensatos, serán por sí mismos médicos, comerciantes, ingenieros o abogados capaces y sensatos”.

Carta dirigida al profesor Mankiw.

Bibliografía

- Alexander, T., Jason Baihly, C., & Clark, B. (2011). *Revolución del gas de lutitas*. Schlumberger.
- Alvarado Arias, G. (2012). *Apuntes de Geología de Explotación de petróleo, agua y vapor*. México: FI-UNAM.
- Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C. (2001). *Subsistemas Generadores de México*. México: AMGP, A.C.
- Barbosa Cano, F. (04 de 08 de 2013). *Contralínea*. Recuperado el 13 de 04 de 2014, de <http://revista-contralinea.blogspot.mx/2013/08/experiencias-internacionales-en-la.html>
- Barbosa Cano, F. (22 de 12 de 2013). *Contralínea*. Recuperado el 09 de 03 de 2014, de <http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2013/12/22/la-produccion-en-formaciones-de-lutitas-en-estados-unidos/>
- Barbosa Cano, Fabio. (22 de 12 de 2013). *Contralínea*. Recuperado el 08 de 03 de 2014, de <http://contralinea.info/archivo-revista/index.php/2014/01/19/han-comenzado-disminuir-las-actividades-de-shale-gas-en-estados-unidos/>
- Birk George Waters. (2011). La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas. *Oilfield Review*, 46-61.
- Blanco Ybañez, A., & Vivas Hohl, J. (2011). Shale frac: un acercamiento a esta nueva tecnología. *Petrotecnia*, 38-53.
- Boyer, C., Clark, B., & Jochen, V. (2011). *Gas de lutitas: Un recurso global*. Schlumberger.
- British Petroleum. (2012). *Statistical Review of World Energy*. Inglaterra: BP.
- Centro de Investigación para el Desarrollo, A.C. (2013). *3 dilemas: un diagnóstico para el futuro energético de México*. México: Red Mexicana de Competencia y Regulación.
- Centro de Investigaciones para el Desarrollo, A.C. (2013). *Gestión de la oferta y demanda de gas natural en México*. México: Red Mexicana de Competencia y Regulación .
- Consejo Mexicano de Asuntos Internacionales. (s.f.). *México ante la revolución energética: el desafío de aprovechar una gran oportunidad*. México: Grupo de Trabajo de Energía.
- Escalera Alcocer, J. (2012). *Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas en lutitas en México*. México: PEP.
- George Dozier, J. (s.f.). Operaciones de refracturamiento hidráulico. *Oilfield Review*, 54-61.
- Gerencia de Ingeniería y Tecnología de la UPMP. (2008). *Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos*. México: PEP.

- Gil Valdivia, G., & Chacón Domínguez, S. (2008). *La crisis del petróleo en México*. México: Foro consultivo científico y tecnológico.
- Grunstein, M. (2010). *De la caverna al mercado: una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras*. México: CIDAC.
- H. Estrada, J. (2013). *Desarrollo de gas de lutitas (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica*. México: CEPAL.
- Instituto Mexicano para la Competitividad. (2013). *Nos cambiaron el mapa: México ante la revolución energética del siglo XXI*. México.
- Lajous Vargas, A. (2013). *Dilemas del suministro de gas natural en México*. México: CEPAL.
- Lajous Vargas, A. (s.f.). *Evolución y perspectivas de la producción de petróleo y gas natural*. México: El Colegio de México.
- Majid, A., K Bust, V., & U. Oletu, J. (2010). *The petrophysics of shale gas reservoir: technical challenges and pragmatic solutions*. SPE.
- Marmissolle-Daguerre, D. (1984). *Evaluación de las formaciones en México*. Schlumberger México y Centroamérica.
- Martell Andrade, B. (2012). *Apuntes de Petrofísica y Registros de Pozos*. México: FI-UNAM.
- Pérez Palacios, R., & Martínez Marcías, J. (1994). *Características y Comportamiento de los hidrocarburos*. Maracaibo, Venezuela: Ingenieros Consultores Asociados, C.A.
- Rangel Germán, E. (2013). *El gas natural en México: un nuevo capítulo para el desarrollo económico y la calidad de vida*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Secretaría de Energía . (2012). *Prospectiva del Mercado de Gas natural 2012-2026*. México: SENER.
- Secretaría de Energía. (2013). *Prospectiva de Gas Natural y Gas LP 2013-2017*. México: SENER.
- Vargas Suarez, R. (2010). Derechos de propiedad e industria petrolera mexicana. *Centro de Investigaciones sobre America del Norte*, 1-15.
- Vargas Suarez, R. (2012). De propiedad e industria petrolera mexicana. *Historia de la industria, los servicios y las empresas en América Latina* , 50-62.
- Velasco Paz, P. (2012). *Anuario Comercial 2012*. México: PEP, Gerencia de Estrategias de Comercialización de Hidrocarburos.
- Villamar Vigueras, M. (2012). *Apuntes de Caracterización Estática de Yacimientos* . México: FI-UNAM.