

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guía para la Presentación de un Plan de
Desarrollo de Extracción para shale gas en
México

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A N

Leal Téllez Karen

Rojas Gutiérrez Luz Elena

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Gaspar Franco Hernández





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

Primeramente, quiero agradecerle a Dios por haberme dejado llegar a este punto tan importante en mi vida; en donde, se termina un ciclo, pero empiezan nuevas aventuras, nuevas metas y muchos más éxitos.

Quiero agradecerle y dedicarles este trabajo a todas las personas que estuvieron en mi crecimiento profesional y personal.

A mi madre, **Mónica Téllez**, por ser la mujer más grandiosa que existe en el mundo; que gracias a sus consejos, sus regaños, su interminable cariño y, sobretodo, su apoyo, me convertí en la mujer que soy. Gracias, Momita, por todas las enseñanzas, en especial la de nunca rendirme en los días grises porque, según tú, al otro día saldrá el sol. Te Amo.

A **Juan Carlos Leal M.**, mi padre, mi héroe, mi coach de vida, que me ha otorgado tanta sabiduría y que le he aprendido a enfrentar la realidad sin rodeos, tal cual es. Es el mejor hombre que puedo conocer y el hombre que toda la vida me va a consentir sobre todas las cosas. Gracias por todo el esfuerzo que has hecho de siempre darme lo mejor. Te amo, papin.

A **Juan Carlin**, mi confidente de travesuras, mi guardaespaldas, mi hermano de galleta, sin él nunca hubiera estudiado Ingeniería Petrolera. Tú me has ayudado a ver las capacidades que tengo y me has apoyado en todos los retos que se me han presentado. Te amo.

A mi **Bellita**, mi segunda madre, que me hace ser mejor persona con todos sus dichos y consejos. A **Rober** que me enseñó que, en la vida, lo primero es la familia. Les agradezco, abuelos, por creer en mí y apoyarme en todo momento; soy afortunada en tenerlos y en poder compartirles mis triunfos. Los Amo.

A mi hermanito pequeño, **Gusi**, al que me ha tocado guiar, pero con su gran madurez me ha enseñado tantas cosas, entre ellas a ver la vida con otros ojos. Gracias por estar siempre cuando te necesito, eres parte fundamental de mi vida, te amo.

A mi **Regis**, mi adoración, que con tan sólo cuatro años de edad le he aprendido a no rendirme ante ninguna adversidad; que la vida es tan frágil y hay que disfrutarla al máximo. Te amo, princesa.

Y en general, agradezco a toda mi familia porque me han guiado y apoyado para poder crecer profesional y personalmente. Mis tíos (**Betin, Checo y Papá Gus**), mis primos (**Sebas, Diego, Ani y Vale**) y mis padrinos mágicos (**Edgar y Lety**), todos ellos siempre han estado al pendiente de mí y han aportado a mi vida distintas cosas, cosas muy buenas. Los quiero, familia; mi vida no sería la misma sin ustedes.

Al **Ingeniero Gaspar Franco Hernández** por su gran conocimiento, su apoyo, paciencia y todo el tiempo brindado a lo largo de la realización de este trabajo. Eres un docente y una persona increíble. Sin duda, este trabajo no hubiera podido ser posible sin ti.

A mis amigos, parte esencial en mi vida; en especial a mi mejor amiga **Fery** que ha recorrido toda una vida a mi lado. **Adriel y Alejandro** que me ayudaron a sobrevivir entre tantos hombres. Agradezco a todas las amistades formadas durante la carrera, por permitirme ser parte de su vida, por todos los bonitos recuerdos que me dejan (**Dann, Rafita, David**).

A **Arturo Hernández** que fue un gran apoyo en la realización de este trabajo, y estuvo en la mayor parte del tiempo apoyándome y dándome ánimos.

A mi compañera de trabajo, **Luz Rojas**, en donde encontré, no sólo un gran equipo, sino una gran amistad forjada por una gran comunicación, confianza y respeto. Gracias, Lucecilla por todo el tiempo en el que realizamos la tesis. Te quiero mucho.

Y, finalmente, a mi alma máter, la **Universidad Nacional Autónoma de México**, en particular, la **Facultad de Ingeniería** que me abrió las puertas de su corazón y me acobijó, brindándome un espacio de estudio que se convirtió en mi segunda casa.

Gracias.

Karen Leal Téllez

A mi *alma máter*, la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, por haberme brindado la oportunidad de ser parte de tan importante Universidad.

Agradezco a mi familia, a mi madre y a mi padre, que sin ellos no hubiera podido llegar hasta donde estoy el día de hoy. Todo lo que soy y tengo se los debo a ustedes, este logro es para ustedes. Gracias por su apoyo incondicional y estar presentes en todo momento de mi vida.

A mis amigas, Valeria y Carolina, por haber estado a mi lado durante mi estancia en la universidad, que sin su compañía no habría disfrutado tanto esta etapa en mi vida.

A Karen, por haber compartido conmigo la realización de este trabajo tan importante en nuestras vidas.

Al Ing. Gaspar Franco, por brindarnos el tiempo y la oportunidad de llevar a cabo este trabajo bajo su dirección y por todo el apoyo profesional que me ha otorgado.

Luz Elena Rojas Gutiérrez

Índice

Agradecimientos	2
Índice	5
Índice de Figuras	10
Índice de Gráficas	11
Índice de Mapas	11
Índice de Tablas.....	12
Objetivo.....	14
Introducción	14
Capítulo I	17
1. Normativa Actual en México.....	18
1.1. Antecedentes de la Reforma Energética.....	18
1.1.1. Falta de Inversión	20
1.1.2. Efectos en la Economía	21
1.2. Reforma Energética.....	21
1.2.1. Objetivos de la Reforma Energética.....	22
1.2.2. Componentes Principales de la Reforma Energética	22
1.2.3. Resultados Esperados.....	23
1.3. Plan Quinquenal.....	23
1.3.1. Objetivos del Plan Quinquenal.....	24
1.3.2. Antecedentes del Plan Quinquenal.....	24
1.3.2.1. Ronda Cero	24
1.3.2.2. Ronda Uno.....	26
1.3.3. Marco Normativo	29
1.3.3.1. Ley de Hidrocarburos	29
1.3.3.2. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos	29
1.3.4. Plan Nacional de Desarrollo	29
1.3.5. Evaluación y Modificación del Plan Quinquenal	30
1.3.6. Resultados Esperados del Plan Quinquenal	30
1.3.7. Panorama para shale gas en México.....	32

Capítulo II	33
2. Conceptos Básicos de Shale Gas	34
2.1. Yacimientos Convencionales	34
2.2. Yacimientos No Convencionales	34
2.2.1. Comparativa entre los Yacimientos Convencionales y no Convencionales	35
2.2.2. Tipos de yacimientos no convencionales	37
2.2.2.1. Descripción de los yacimientos no convencionales	37
2.2.2.1.1. Yacimientos de aceite	38
2.2.2.1.1.1. Shale oil	38
2.2.2.1.1.2. Tight oil	38
2.2.2.1.1.3. Arenas bituminosas	39
2.2.2.1.2. Yacimientos de gas	39
2.2.2.1.2.1. Shale gas	39
2.2.2.1.2.2. Tight gas	39
2.2.2.1.2.3. Coalbed methane	39
2.3. Gas natural	40
2.4. Shale gas	40
2.4.1. Origen	40
2.4.2. Generación del shale gas (kerógeno)	41
2.4.3. Potencial de generación	43
2.4.3.1. Carbono orgánico total (COT)	44
2.4.3.2. Volumen del gas	44
2.4.3.3. Mineralogía	46
2.4.3.4. Porosidad y Permeabilidad	47
2.4.3.5. Ambiente de depositación	47
2.4.3.6. Madurez térmica y reflectancia de vitrinita	48
2.4.3.7. Geomecánica	49
2.4.3.7.1. Esfuerzos y deformación	49
2.4.3.7.2. Módulo de Young	51
2.4.3.7.3. Coeficiente de Poisson	51

2.4.4.	Métodos de Extracción.....	51
2.4.4.1.	Perforación	51
2.4.4.1.1.	Perforación Vertical.....	51
2.4.4.1.2.	Perforación Horizontal	52
2.4.4.1.3.	Perforación Multilateral	52
2.4.4.2.	Terminación.....	53
2.4.4.2.1.	Tipos de terminaciones horizontales	54
2.4.4.3.	Estimulaciones.....	56
2.4.4.4.	Fracturamiento hidráulico.....	57
2.4.4.4.1.	Fracturamiento multietapa	59
2.4.4.4.2.	Objetivos de fracturamiento Hidráulico.....	59
2.4.4.4.3.	Componente del fluido.....	60
2.4.4.4.4.	Administración de los fluidos utilizados.....	61
2.4.4.4.5.	Consumo del agua en la extracción de shale gas	62
Capítulo III	64
3.	Panorama internacional de shale gas	65
3.1	Contexto Internacional.....	65
3.2.	Principales países con recursos, reservas y producción.....	66
3.2.1.	China.....	67
3.2.2.	Argentina	68
3.2.3.	Argelia	69
3.2.4.	Estados Unidos	70
3.2.5.	Canadá.....	72
3.2.6.	México	73
3.2.7.	Australia	75
3.2.8.	Sudáfrica.....	76
3.2.9.	Rusia	77
3.2.10.	Brasil.....	78
3.2.11.	España	79
3.2.12.	Reino Unido.....	80

3.2.13.	Polonia.....	81
3.3.	Recursos de Hidrocarburos en México	82
3.3.1.	Provincias geológicas y petroleras	82
3.3.2.	Reservas de hidrocarburos.....	84
3.3.3.	Recursos prospectivos.....	85
3.3.4.	Áreas a licitar para recursos no convencionales	86
3.3.5.	Áreas a licitar para la exploración de recursos no convencionales.....	86
3.3.5.1.	Plataforma Burro-Picachos.....	87
3.3.5.2.	Provincia Burgos.....	88
3.3.5.3.	Provincia de Tampico- Misantla	88
Capítulo IV	90
4.	Análisis de Guías para la Presentación de Planes de Desarrollo en Otros Países	91
4.1.	Plan de Desarrollo	91
4.1.1.	Objetivo de un plan de desarrollo.....	92
4.2.	Ciclo de Vida de un Proyecto.....	92
4.3.	Ciclo de vida de un campo petrolero	94
4.4.	Guías para presentar planes de desarrollo	96
4.4.1.	Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo de extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones de México.....	97
4.4.1.1.	Análisis de guía	100
4.4.2.	Guía de plan de desarrollo de Colombia	101
4.4.2.1.	Análisis de guía	102
4.4.3.	Guía de plan de desarrollo de Noruega	103
4.4.3.1.	Análisis de guía	105
4.4.4.	Guía de plan de desarrollo de Reino Unido	106
4.4.4.1.	Análisis de guía	109
4.4.5.	Estados Unidos (Texas).....	111
4.4.5.1.	Reglas del Texas Administrative Code.....	111
4.4.5.2.	Análisis.....	113
4.5.	Comparativa de elementos de guías.....	114

Capítulo V	118
5. Propuesta de Guía para la Presentación de un Plan de Desarrollo de Extracción.....	119
5.1. Puntos principales de la propuesta	119
5.2. Presentación y justificación de la Propuesta de Guía para la Presentación de un Plan de Desarrollo de Extracción de shale gas en México.	124
Conclusiones y Recomendaciones	156
Fuentes.....	158

Índice de Figuras

Figura 1. Metas de México	31
Figura 2. Descripción Gráfica de Yacimientos Convencionales y no Convencionales.....	35
Figura 3. Roca Porosa y Roca con Baja Porosidad y Permeabilidad.....	35
Figura 4. Triángulo de Recursos de Stephen Holdritch	38
Figura 5. Transformación Térmica del Kerógeno	43
Figura 6. Isotherma de Langmuir.....	45
Figura 7. Capacidad de Almacenamiento de Gas	46
Figura 8. Ejemplo de un Diagrama de Mineralogía del Campo Marcellus.....	47
Figura 9. Escala de Madurez Térmica	48
Figura 10. Esfuerzos Principales	50
Figura 11. Perforación Horizontal.....	52
Figura 12. Tipos de Perforación Multilateral.....	53
Figura 13. Comparativa Entre Pozo Horizontal y Pozo Multilateral.....	4jError! Marcador no definido.
Figura 14. Plug & Perf	55
Figura 15. Fracturamiento en Pozos no Cementados	55
Figura 16. Tipos de Estimulaciones	56
Figura 17. Proceso de Fracturamiento Hidráulico.....	58
Figura 18. Microfisuras Generadas en el Pozo	59
Figura 19. Componentes del Fluido.....	60

Figura 20. Flowback	61
Figura 21. Ciclo de Vida de un Proyecto	93
Figura 22. Ciclo de Vida de un Campo Petrolero.....	95

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Inversión en Exploración y Extracción, Producción de Petróleo (1997-2012).....	19
Gráfica 2. Consumo, Oferta e Importaciones de Gas Natural	20
Gráfica 3. Producción en las Cuencas de Shale Gas en EUA	71
Gráfica 4. Producción por Estados (Billones de Pies Cúbicos [TCF]).....	71

Índice de Mapas

Mapa I. Asignaciones Otorgadas a PEMEX, Ronda Cero	25
Mapa II. Áreas a Licitar en la Ronda Uno	27
Mapa III. Principales Cuencas de China	67
Mapa IV. Principales Cuencas de Argentina	68
Mapa V. Principales Cuencas de Argelia	69
Mapa VI. Principales Cuencas de EUA	70
Mapa VII. Principales Cuencas de Canadá.....	72
Mapa VIII. Principales Cuencas de México	73
Mapa IX. Principales Cuencas de Australia.....	75
Mapa X. Principales Cuencas de Sudáfrica	76

Mapa XI. Principales Cuencas de Rusia	77
Mapa XII. Principales Cuencas de Brasil	78
Mapa XIII. Principales Cuencas de España	79
Mapa XIV. Principales Cuencas de Reino Unido.....	80
Mapa XV. Principales Cuencas de Polonia.....	81
Mapa XVI. Provincias Petroleras en México.....	83
Mapa XVII. Áreas para la Exploración de Recursos No Convencionales en Zonas Terrestres.....	87

Índice de Tablas

Tabla 1. Reservas 2P y Recursos Prospectivos a PEMEX	26
Tabla 2. Información Ronda Uno con Resultados de Convocatorias	28
Tabla 3. Características de Yacimientos Convencionales y no Convencionales.....	¡Error!
Marcador no definido.	
Tabla 4. Clasificación de Yacimientos no Convencionales	37
Tabla 5. Tipos de Kerógeno	42
Tabla 6. Relación Entre el COT y el Potencial de Generación	44
Tabla 7. Relación Entre la Reflectancia de Vitrinita y Ventana de Generación.....	49
Tabla 8. Top 10 de Países con Recursos Técnicamente Recuperables de Shale Gas	66
Tabla 9. Descripción de Provincias Petroleras en Recursos no Convencionales.....	84
Tabla 10. Reservas de Hidrocarburos Totales (Probadas, Probables y Posibles) de Provincias Petroleras no Convencionales Hasta el 1o de Enero de 2015	85
Tabla 11. Recursos Prospectivos	85

Tabla 12. Áreas a Licitarse Previstas por SENER para la Exploración de Recursos No Convencionales.....	86
Tabla 13. Áreas a Licitarse en Exploración No Convencional, Burro-Picachos	88
Tabla 14. Áreas a Licitarse en Exploración no Convencional, Burgos.....	88
Tabla 15. Áreas a Licitarse en Exploración no Convencional, Tampico-Misantla.....	89
Tabla 16. Análisis de Guía.....	101
Tabla 17. Análisis de Guía.....	103
Tabla 18. Análisis de Guía.....	105
Tabla 19. Análisis de Guía.....	110
Tabla 20. Comparativa de Planes de Desarrollo	113

Objetivo

Dar a conocer una propuesta para presentar un Plan de Desarrollo para la Extracción de shale gas en México, a partir de la comparación con otros países, tomando en cuenta la actual normativa en México.

Introducción

México es un país con muchos recursos tanto naturales como humanos, sin embargo, no es posible que una sola empresa (en este caso Pemex) desarrolle con oportunidad y eficiencia todos aquellos recursos que tiene sin el apoyo de externos; esto ha provocado que México se vea limitado en su crecimiento en comparación con las grandes potencias mundiales. Motivo por el cual, fue necesario implementar diferentes acciones para que el país tenga la capacidad de emprender.

Una de las grandes acciones, fue en materia de energía y aunado a esto, surgió la Reforma Energética promulgada en diciembre de 2013 por el presidente Enrique Peña Nieto, cuyo principal objetivo es alcanzar la modernización y el crecimiento del país. Los principales cambios fueron una serie de modificaciones a los artículos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos donde dice que los hidrocarburos seguirán siendo del Estado, pero las actividades de exploración y extracción las puede realizar tanto Pemex como cualquier otra empresa privada, a partir de los diferentes modelos contractuales.

Al implementar la Reforma Energética, México desarrolló un Plan Quinquenal de Licitaciones de Exploración y Extracción, el cual es un documento indicativo que permite contar con una base clara para la definición de las rondas de licitación que se tengan consideradas de 2015 a 2019¹, así como la información estratégica de las áreas a licitar.

¹ México. Secretaría de Energía (2015). *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos*.

El Plan Quinquenal muestra los resultados obtenidos de la Ronda Cero, en ésta, se evaluaron los campos y se le adjudicaron los campos más convenientes a Pemex por su capacidad técnica, financiera y de ejecución. La Ronda Uno son una serie de licitaciones públicas internacionales, sin embargo, hubo una modificación donde se consideran cinco áreas contractuales: aguas someras, campos terrestres, aguas profundas y extra-pesados, y Chicontepec con no convencionales. Sin embargo, recientemente se publicó que no se llevarían a cabo dentro de esta Ronda extra-pesados y Chicontepec con no convencionales, esto debido a los bajos precios del crudo a nivel mundial, por lo tanto, no es conveniente que por el momento se consideren estas áreas para licitación.

Las primeras tres licitaciones, Exploración de Aguas Someras, Extracción de Aguas Someras y Extracción de Terrestres, tuvieron resultados favorables, lo cual transmite que México no sólo cuenta con un gran potencial, sino que los privados están interesados en México.

El Plan Quinquenal busca alcanzar tres Metas Nacionales conforme al Plan Nacional de Desarrollo: maximizar la participación de las empresas las licitaciones, aumentar la producción de hidrocarburos e incrementar la tasa integral de restitución de reservas, contribuyendo a la generación del conocimiento del subsuelo.

Para poder alcanzar estas metas, es necesario incrementar el interés de los inversionistas a al país dándoles seguridad en los posibles proyectos que quieran invertir, así como garantizar sus inversiones.

Se sabe que Estados Unidos por su acelerado proceso energético en campos no convencionales, posicionó a este país como gran productor de estos recursos a nivel mundial. Con base en información proveniente del exterior, se habla que México está en un lugar importante en cuanto a la existencia de importantes recursos prospectivos, y esto puede dar pie a que las operadoras tengan mucho más interés en este tipo de recurso, ya que se podría decir que es lo que ha llevado a otros países a ser casi autosuficientes con su producción de hidrocarburos.

Un yacimiento no convencional es una formación con baja porosidad, baja permeabilidad y el hidrocarburo se encuentra almacenado en la roca generadora, es decir, éste no migra; de igual manera la EIA los clasifica como tecnológicamente más difíciles o más caros de producir que un yacimiento convencional.

Hay diferentes tipos de yacimientos no convencionales, sin embargo, en este caso se hablará en este trabajo se abarcará el shale gas, ya que es uno de los mayores recursos no convencionales con los que cuenta México. De acuerdo a la EIA, México se encuentra en el sexto lugar en recursos técnicamente recuperables de shale gas en un ranking de 10 países.

El tema de estudio de este trabajo es una investigación exhaustiva de diferentes guías de extracción, incluyendo México, así como la de diferentes países como: Noruega, Colombia, Reino Unido; esto con la finalidad contar con las mejores prácticas de cada país, complementando la de México para presentar una propuesta de guía para la presentación de un Plan de Desarrollo de shale gas en México.

Esta propuesta de guía es una serie de modificaciones a la guía realizada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presentada el 13 de noviembre de 2015 en el Diario Oficial de la Federación. Dichas modificaciones se realizaron a partir de conocer los conceptos básicos, así como las características de shale gas que permitieron realizar esta guía, agregando las mejores prácticas y los mejores lineamientos que puedan ayudar al operador petrolero (en adelante, operador) a un mejor entendimiento, para que esto pueda agilizar la entrega-revisión del Plan de Desarrollo para la Extracción para shale gas.

El propósito de esta propuesta es que al ser más clara la forma en que se debe entregar el Plan, los futuro inversionistas se ven más atraídos, ya que el tiempo de correcciones o de no ser aprobado su plan, se pueden considerar tiempos muertos tanto para el operador como para el país, y lo que necesita México es agilizar el proceso, minimizando el tiempo en el que se desarrolle el proceso para el desarrollo de este tipo de campos, esto para obtener ganancias más rápido.

Es importante mencionar que el principal beneficio para el operador y el regulador, es que la guía sea lo más clara posible de entender ya que al estar basada en las mejores prácticas internacionales y contar con los aspectos técnicos suficientes, tiene los elementos necesarios para una presentación adecuada y para un análisis más práctico y profundo para el regulador.

Este trabajo está realizado, para apoyar el crecimiento de México y poder cumplir tanto con los objetivos previstos en la Reforma Energética, así como las metas presentadas en el Plan Nacional de Desarrollo publicadas en el Plan Quinquenal 2015-2019.

Capítulo I

1. Normativa Actual en México

Como parte del tema de estudio, es importante mencionar toda la normativa actual en México que surge a partir de la Reforma Energética promulgada por el Presidente Enrique Peña Nieto, que da lugar a una nueva organización de la industria de exploración y extracción de hidrocarburos.

A través de ella se han gestado cambios institucionales, legales y de mercado que ven a los recursos petroleros como una ventana de oportunidades y pretenden reducir de forma paulatina la exposición del país a los riesgos técnicos, operativos, financieros, así como la caída de producción, y con esto aprovechar el potencial energético que tiene el país.

En el nuevo contexto institucional, el Plan Quinquenal es un documento indicativo que sienta una base clara para la definición de las rondas de licitación a realizarse en los próximos cinco años (2015-2019).

1.1. Antecedentes de la Reforma Energética

México por su localización geográfica, cuenta con abundantes recursos naturales; gracias a esto, su sustentabilidad económica y social se basa en gran medida en su riqueza energética.

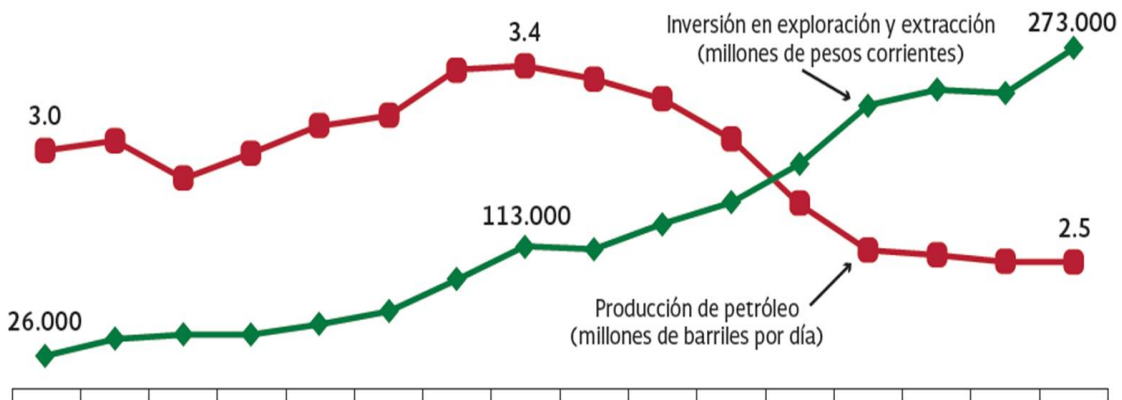
De acuerdo al documento de la Reforma Energética, los elementos principales a considerar para la iniciativa de ésta fueron:

- Caída del crecimiento económico debido a la baja en la producción nacional.
- Necesidad de aumentar la inversión a nivel industrial en materia de hidrocarburos.
- Efectos adversos en la economía del país.
- Reducir los precios en las necesidades energéticas de la población (electricidad, gas, licuado de petróleo).
- Mejorar la calidad de vida de la población, a partir del aumento de los recursos.
- Facilitar el acceso a la información sobre la administración del patrimonio energético nacional.

Gracias al descubrimiento de Cantarell en 1979 un campo que en sus mejores épocas era capaz de producir hasta 2.5 millones barriles por día, el país no tuvo la necesidad de avanzar tecnológicamente. Posteriormente en 1980 se descubrió un conjunto de campos llamados Ku-Maloob-Zaap, pero ya con Cantarell en etapa de declinación.

Dicho estancamiento permitió que otros países tuvieran un crecimiento en reservas y un avance tecnológico, en cambio México, se mantuvo al margen, dando pie a la declinación excesiva de sus mejores campos. Como consecuencia, el crecimiento económico nacional quedó afectado y se dejó de lado el desarrollo, tanto de yacimientos convencionales como de no convencionales. Con la declinación de estos campos se vio finalizada la era del petróleo de fácil acceso.

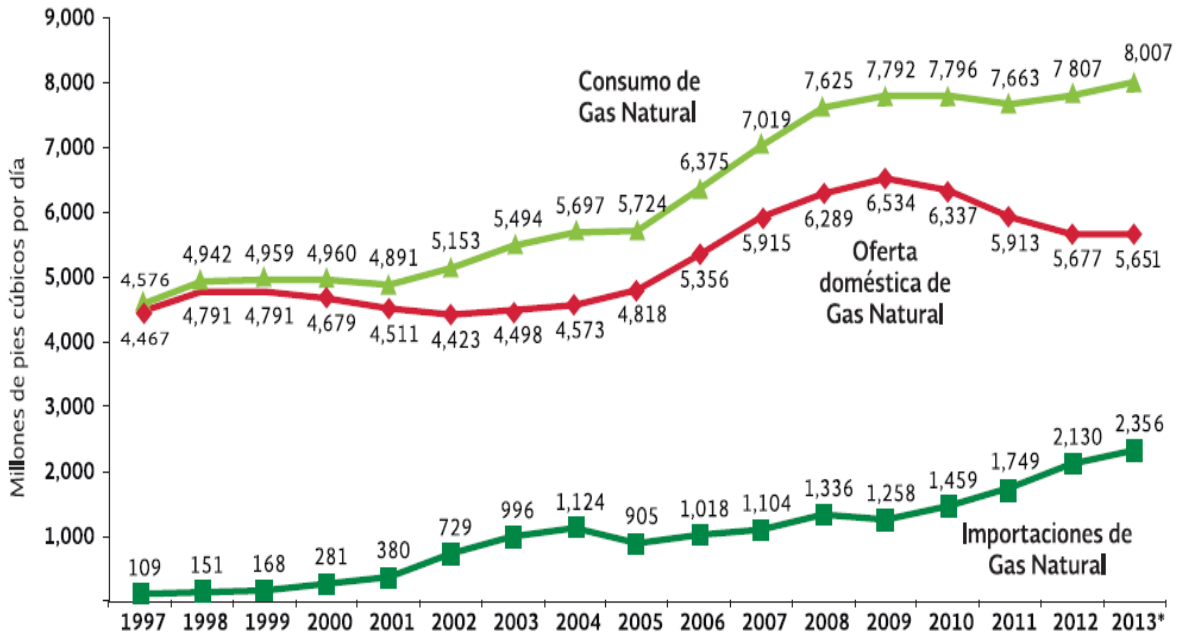
Gráfica 1. Inversión en Exploración y Extracción, Producción de Petróleo (1997-2012)



Fuente: Sistema de Información Energética, SENER

Para el caso de México el gas natural juega un papel importante en el desarrollo energético; en la década de los 90 México sólo importaba un 3%, lo que lo hacía un país prácticamente autosuficiente. Pero a partir del año 2002 se ha generado un aumento en las importaciones de gas.

Gráfica 2. Consumo, Oferta e Importaciones de Gas Natural



Fuente: Sistema de Información Energética, SENER

El gas natural se puede encontrar en yacimientos convencionales o no convencionales, aunque en México se encuentra una cantidad considerable de recursos en yacimientos no convencionales.

A continuación, se explican dos antecedentes fundamentales considerados para la realización de la Reforma Energética.

1.1.1. Falta de Inversión

PEMEX se vio limitado en sus actividades debido a la falta de inversión y de tecnologías, así como un régimen fiscal muy rígido, mismo que no le permitía afrontar los riesgos técnicos, financieros, operativos e incluso ambientales en materia de exploración y explotación de nuevos campos.

Esta baja de inversión provocó un mínimo desarrollo de los yacimientos no convencionales en México: al contar con poca información de tales yacimientos, los pozos existentes son sólo exploratorios.

1.1.2. Efectos en la Economía

El desarrollo de la República Mexicana y de cualquier otro país depende en gran medida de los recursos energéticos; México es responsable de dar dichos insumos al mejor precio. Sin embargo, esto no es posible debido a que en el país existe un alto índice de desempleo: no existen las suficientes industrias, por lo que se requiere aumentar la oferta para que sea posible cubrir la demanda tanto de empleos como de recursos, y en cuanto a éstos, contar con un remanente que sirva para su comercialización. Como consecuencia se impactaría directamente en la economía de la población de manera positiva, y con esto, se lograría obtener una baja en los costos de los insumos.

Al aumentar el número de proyectos realizados hacia recursos no convencionales, la cantidad de reservas aumentaría y a su vez los costos de los insumos se verían reducidos.

Para generar una solución a dichos problemas se generó una Reforma Constitucional en materia energética.

1.2. Reforma Energética

La Reforma Energética es una serie de modificaciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, particularmente a los Artículos 25°, 27° y 28°, en los cuales se establece que los hidrocarburos seguirán siendo de la Nación, pero las actividades de exploración y extracción las podrá llevar a cabo tanto PEMEX como cualquier otra empresa privada, a partir de diferentes modelos contractuales. Además, estableció el fortalecimiento de los Órganos Reguladores Coordinados, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). De igual manera, se establece un fideicomiso público, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo.

A partir de la Reforma, México cuenta con herramientas que le permitirán afrontar los retos de la industria. Estos retos en materia exploratoria, la reclasificación de los recursos prospectivos en reservas, al tiempo que, en materia de producción, el incremento del factor de recuperación de los campos. Es necesario incrementar la aplicación de métodos de recuperación mejorada en campos maduros y aprovechar las herramientas que ofrece la Reforma para desarrollar el potencial en aguas profundas y ultra-profundas, en yacimientos de aceites extra-pesados y otros yacimientos no convencionales.

1.2.1. Objetivos de la Reforma Energética

El objetivo primordial de la Reforma Energética es alcanzar la modernización y el crecimiento del país, el cual impulsará el abasto energético a mejores precios; por lo tanto, se conseguirá un incremento de empleos y de inversiones, mismas que se podrán obtener tanto de empresas privadas como de PEMEX, según el tipo de contrato que se haga.

Cabe mencionar que, a partir de la licitación de las áreas contractuales, se pretende se vean reducidos los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.

1.2.2. Componentes Principales de la Reforma Energética

La Reforma Energética cuenta con cinco componentes principales.

- **Texto Constitucional de Lázaro Cárdenas:** Este texto se enfoca en el Artículo 27°, el cual establece que el dominio de todos los minerales o cualquier sustancia cuyos componentes sean distintos al del terreno (petróleo y gas) pertenecen a la Nación; a su vez, ésta tiene la facultad de otorgar concesiones a particulares, siempre y cuando la explotación de dichos elementos se rija bajo las condiciones la concesión.
- **Reestructuración de PEMEX:** Con el fin de darle una mayor autonomía a PEMEX, se hizo una reestructuración de los Organismos Subsidiarios para darle una mejor organización institucional que consolide su posición como organismo productivo del Estado, reduciendo de sus cuatro subsidiarias a sólo dos: Exploración y Producción; es decir, se encarga primero de la exploración, después pasa por su sistema integral de producción y finaliza con la entrega de la segunda subsidiaria, Transformación Industrial, donde se obtienen los derivados del petróleo.
- **Nuevo Régimen Fiscal para PEMEX:** Esto permitirá que PEMEX sea más competitivo, a partir de un pago de derechos más bajo y que el remanente de ese pago podrá reinvertirse en la empresa o incluirse en el presupuesto nacional, dependiendo de la rentabilidad de la inversión.
- **Fortalecimiento de los Órganos Reguladores:** Con tal de fomentar un mayor nivel de transparencia y rendición de cuentas, se fortalecen los órganos institucionales del Gobierno de la República. La CNH concentra toda la información geológica del país; además tiene la facultad de otorgar y regular permisos de exploración y extracción, tanto a PEMEX como de particulares. A su vez, la CRE otorga permisos y regula el transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y de los productos que se obtienen de su transformación.

- Participación del Sector Privado con los Diferentes Modelos Contractuales: Para permitir un mejor uso de los recursos de México, el Gobierno se encargará de otorgar contratos con el fin de maximizar los ingresos para la nación. Dichos contratos son:
 - Servicios
 - Utilidad Compartida
 - Producción Compartida
 - Licencias
 - Una Combinación de los Anteriores

1.2.3. Resultados Esperados

- “La Nación seguirá teniendo el control sobre los recursos naturales, permitiendo la entrada a la inversión privada, sin dejar de lado el fortalecimiento de PEMEX”.²
- Ajuste de la legislación que contribuirá con el mayor aprovechamiento de yacimientos convencionales y no convencionales a partir de métodos de recuperación que ayudarán a la optimización de la producción a largo plazo, para competir con países del nivel de Estados Unidos, Colombia y Brasil.
- Al contar con un aumento considerable en la producción de petróleo y gas, los precios de los recursos energéticos se verán disminuidos en gran medida.
- Aumento de las tasas de restitución de las reservas.
- Incremento en la oferta de empleo a nivel nacional, debido a la entrada de empresas privadas.

1.3. Plan Quinquenal

Después de haberse aprobado la Reforma Energética, se creó un plan en el que se describen una serie de actividades que se llevarán a cabo en el periodo 2015-2019 respecto a exploración y extracción de hidrocarburos.

La CNH realizó una propuesta técnica que se entregó a la Secretaría de Energía. Vale la pena citar la postura de la SENER: “La SENER considera áreas para la exploración de recursos convencionales y no convencionales, así como para la extracción de hidrocarburos en campos terrestres, Chicontepec, de campos con aceites extra-pesados, de aguas someras y

² México. Gobierno de la República (2013). *Reforma Energética*.

de aguas profundas. La CNH tomó en cuenta en su propuesta la existencia de las Áreas Naturales Protegidas (ANP) y, a partir de ella, la SENER llevó a cabo un análisis que considera elementos de política pública, así como los derechos establecidos en los títulos de asignación otorgados en Ronda Cero.”³

1.3.1. Objetivos del Plan Quinquenal

El objetivo primordial del Plan Quinquenal es inducir el crecimiento de la inversión, la tasa de restitución de reservas y de la producción, mismo que comparte con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el de Programa Sectorial de Energía (PROSENER), esto se logrará gracias a la información estratégica con la que se cuenta para licitar los campos en materia de hidrocarburos, cumpliendo con la normativa de la Nación.

1.3.2. Antecedentes del Plan Quinquenal

La serie de modificaciones que se dieron gracias a la Reforma Energética, generó la realización de dos procesos: la Ronda Cero y la Ronda Uno. Ambos procesos dieron la pauta para que se elaborara la versión publicada del Plan Quinquenal por medio de la SENER, y verificada por la CNH de acuerdo a la información técnica más reciente.

1.3.2.1. Ronda Cero

La CNH recibió información de la SENER; esto sirvió para llevar a cabo una evaluación técnica sobre las actividades de PEMEX y de los recursos con los que cuenta México. Con dicha evaluación se determinó cuáles eran los campos que se le adjudicarían a PEMEX: por sus capacidades técnicas, financieras y de ejecución, sería capaz de desarrollar en materia de exploración y de extracción.

Esta ronda se diseñó para cumplir los objetivos:

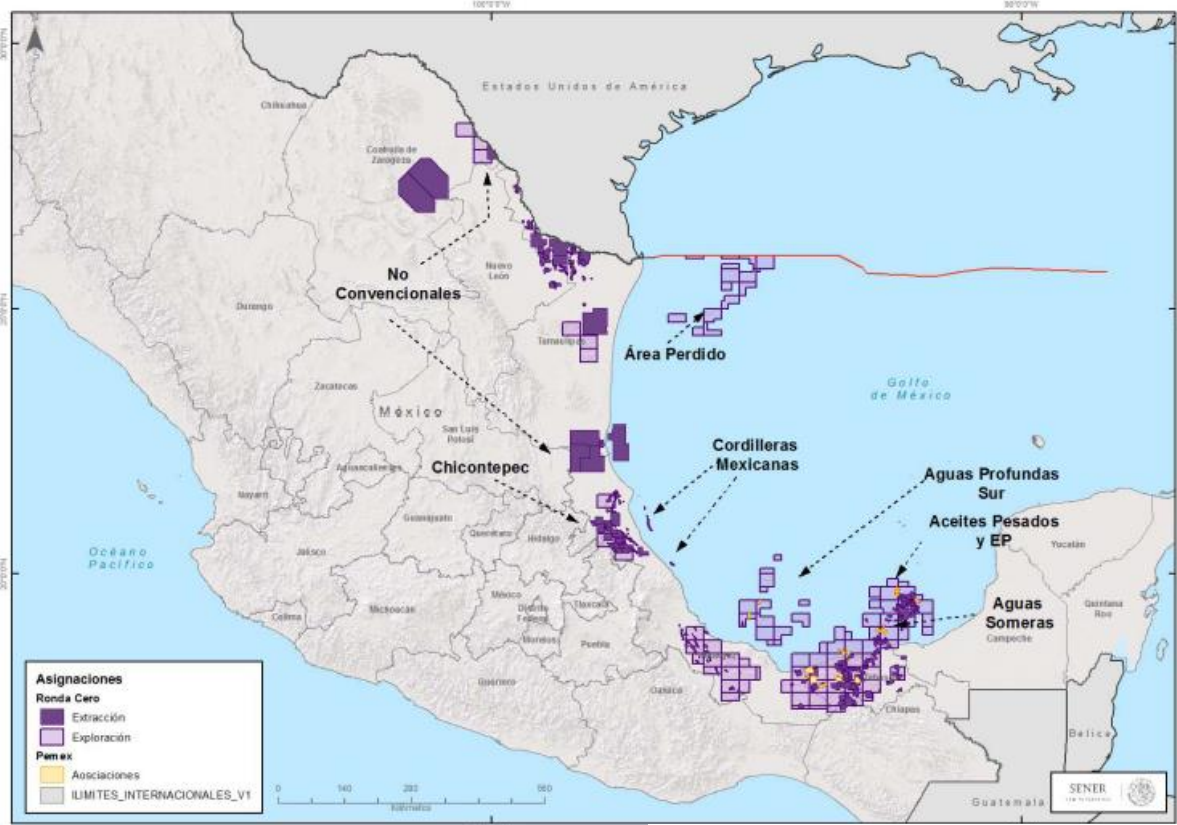
- Fortalecer a PEMEX dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción y una adecuada restitución de reservas de forma eficiente.
- Permitir a PEMEX establecer alianzas y asociaciones (farm-outs) que incrementen su capacidad para invertir y acceder a yacimientos en la frontera tecnológica y de recursos no convencionales, y faciliten también la transferencia de conocimientos y tecnología.

³ México. Secretaría de Energía. *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos*. pg. 4.

Como resultado de la Ronda se analizó la información presentada por PEMEX y, el 13 de agosto de 2014, la SENER le otorgó, a esta empresa productiva del Estado, 489 Asignaciones, de las cuales 108 le permiten realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 que corresponden a campos en producción asignados por un periodo de dos años o hasta que el Estado las licite.

En el siguiente mapa se muestran los bloques asignados a PEMEX:

Mapa I. Asignaciones Otorgadas a PEMEX, Ronda Cero



Fuente: Plan Quinquenal

En la Tabla 1. Se muestran las reservas 2P y recursos prospectivos que le fueron otorgados a PEMEX.

Tabla 1. Reservas 2P y Recursos Prospectivos a PEMEX

Recurso	Volumen Otorgado (MMbpce)	Otorgado/Solicitado (%)	Superficie Otorgada (km ²)
Reservas 2P	20,589	100	17,01
Recurso Prospectivo	23,447	68	72,897
Convencional	18,222	71	64,489
No Convencional	5,225	59	8,408

**Estimaciones CNH y SENER. Fuente: Base de Datos al 1 de enero 2014.*

Los campos no atendidos por PEMEX, por su falta de financiamiento y capacidad de ejecución o tecnología, serán licitados a través de los diferentes tipos de contrato, para así atraer capital, disminuir riesgos y fortalecer los ingresos. Cabe mencionar que dichas Asignaciones se encuentran en constante modificación.

1.3.2.2. Ronda Uno

Se trata de una serie de licitaciones públicas internacionales, donde se consideraban cinco tipos de áreas contractuales: aguas someras, campos terrestres, aguas profundas y extra-pesados, y Chicontepec con no convencionales, de los cuales se obtuvieron 109 bloques de exploración y 60 de extracción. Actualmente, por cuestiones económicas y de conveniencia a la Nación, sólo se llevarán a cabo 4 licitaciones, omitiendo extra-pesados, y Chicontepec con no convencionales.

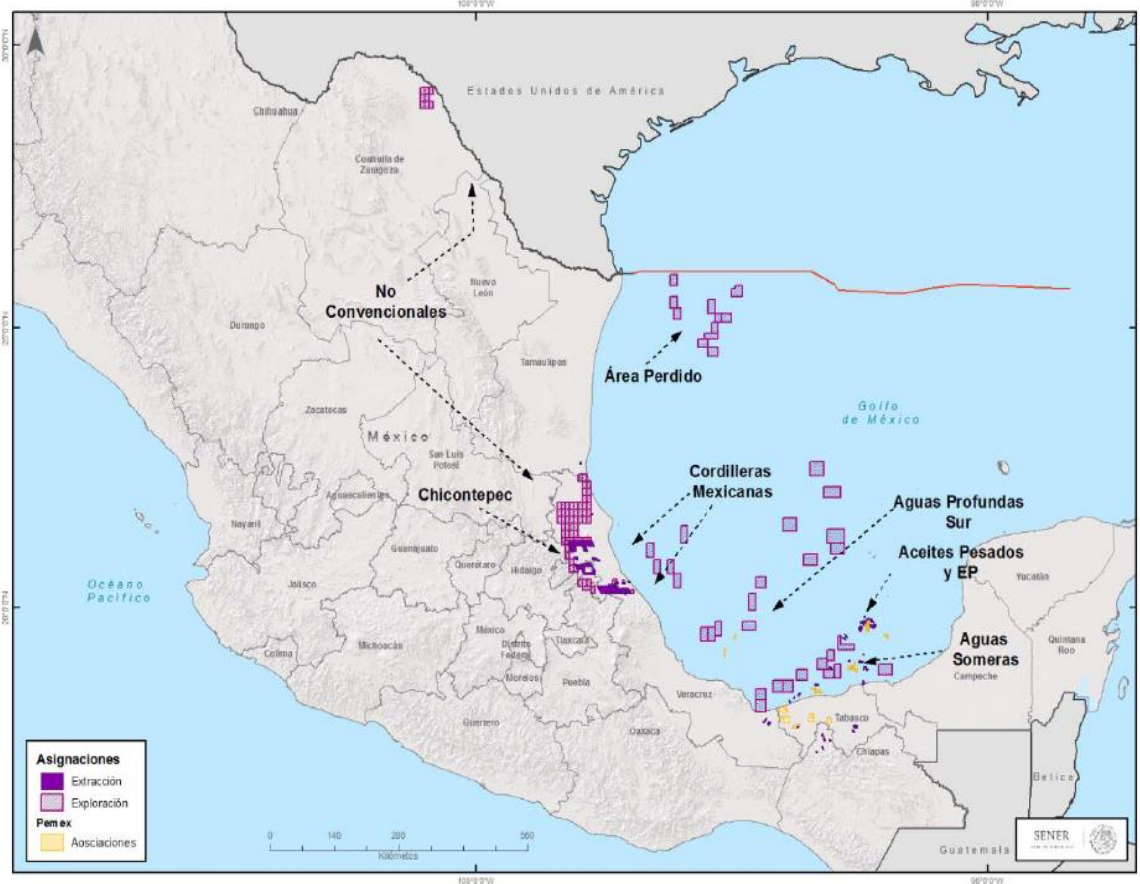
Con esta ronda se denotó un portafolio diversificado tanto en los recursos a licitar como para los tipos de contratos.

Los criterios utilizados para definir la Ronda Uno incluyeron:

- El potencial para incrementar la producción de petróleo y gas natural en el corto plazo.
- El potencial para incorporar nuevas reservas.
- El potencial para incrementar los recursos prospectivos.

En el Mapa II, se muestran las áreas a licitar para Ronda Uno, con una superficie total cercana a 28.00 Km².

Mapa II. Áreas a Licitar en la Ronda Uno



Fuente: Plan Quinquenal

La Primera Convocatoria de la Ronda Uno fue publicada por la CNH el 11 de diciembre de 2014, esta incluyó 14 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida.

La Segunda Convocatoria realizada el 27 de febrero de 2015, para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en nueve campos agrupados en cinco áreas contractuales localizados en aguas someras. En esta ocasión los campos en concurso incluían reservas certificadas.

Se anunció el 12 de mayo de 2014 la Tercera Convocatoria, incluyó 25 áreas contractuales para la extracción de hidrocarburos en zonas terrestres.

La Tabla 2 muestra un resumen de la distribución de los recursos, para las convocatorias 1,

2, y 3.

Tabla 2. Información Ronda Uno con Resultados de Convocatorias

	Primera Convocatoria (Bloques de Exploración)	Segunda Convocatoria (Campos de Extracción)	Tercera Convocatoria (Campos de Extracción)
Recursos Prospectivos (MMbpce)	687	-	-
Reservas Certificadas (MMbpce)	-	1P: 143 2P: 355 3P: 671	Volumen Remanente: 1,882
Área Total (km ²)	4,222	281	777
Tamaño de bloques/ Campos (km ²)	116-500	42-68	7-135
Número de Bloques/Campos	14	9 campos, en 5 contratos	25
Ubicación	Aguas Someras	Aguas Someras	Terrestre
Modalidad de Contratación	Producción Compartida	Producción Compartida	Licencia
Fecha de Fallo	15 de julio de 2015	30 de septiembre de 2015	15 de diciembre de 2015
Contratos Adjudicados	Bloques 2 y 7	Áreas contractuales 1, 2 y 4.	Todas las Áreas Contractuales
Empresas Ganadoras	Sierra Oil & Gas S. de R.L. de C.V. en consorcio con Talos, Energy LLC y Premier Oil PLC.	Eni International B.V. Pan American Energy LLC en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A.de C.V. Fieldwood Energy LLC en consorcio con Petrobal S.A.P.I. de C.V.	Compañía Petrolera Perseus, Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, Canamex Sutch, Diavaz Offshore, Renaissance Oil Corp., Roma Energy Holdings, Grupo Diarqco, Strata Campos Maduros, Sistemas Integrales de Compresión, Consorcio Manufacturero Mexicano, Geo Estratos, Grupo R Exploración y Producción, Construcciones y Servicios Industriales Globales y Sarreal.

*Estimaciones CNH y SENER. Base de Datos Reservas al 1 de enero 2014

1.3.3. Marco Normativo

Son los fundamentos jurídicos que rigen la creación, modificación y evaluación de cualquier plan referente a proyectos en materia de hidrocarburos.

1.3.3.1. Ley de Hidrocarburos

Son todas aquellas consideraciones jurídicas tomadas por el Estado para que SENER y CNH puedan otorgar los contratos a privados de la manera más transparente y conveniente posible, tanto para el Estado como para el contratista; es decir, desde los permisos, hasta el contenido de los contratos.

1.3.3.2. Reglamento de la Ley de Hidrocarburos

El reglamento se refiere al proceso que deben llevar a cabo todos aquellos contratistas para poder realizar actividades en el Estado de manera que se respete la Ley de Hidrocarburos.

1.3.4. Plan Nacional de Desarrollo

El Plan Nacional de Desarrollo es el documento que transmite la misión, visión y estrategias que se realizarán por parte del Gobierno de la República en un tiempo determinado. Su principal objetivo es llevar a México a su máximo potencial en todos los sectores.

El plan quinquenal busca alcanzar tres Metas Nacionales conforme al Plan Nacional de Desarrollo:

- Maximizar la participación de las empresas las licitaciones, dándoles una visión a mediano o largo plazo, donde se promueva la participación y la obtención de los mejores términos para el Estado.
- Aumentar la producción de Hidrocarburos: a corto plazo si PEMEX desarrollara los campos asignados, pero si éste no tiene capacidad técnica, financiera y de ejecución. Para mediano y largo plazo las empresas ganadoras de la licitación podrán desarrollar proyectos de exploración y extracción en áreas poco explotadas y con alto potencial de desarrollo, contribuye a incrementar la producción de petróleo crudo y gas natural.
- Incrementar la tasa integral de restitución de reservas y contribuir a la generación del conocimiento del subsuelo: esto es al tener mayores áreas de exploración y extracción se incrementará la probabilidad para la incorporación de reservas.

1.3.5. Evaluación y Modificación del Plan Quinquenal

La SENER está obligada a llevar a cabo una evaluación para realizar modificaciones y adiciones al Plan Quinquenal, esto durante el tercer trimestre de cada año. Para dicho efecto, se establece un mecanismo en el cual se efectúan encuestas a la industria y al gobierno de las entidades federativas.

Para la modificación del Plan se considera: la actualización de información técnica, áreas disponibles que son resultado del proceso de devolución o renuncia, evolución en el mercado energético y cambio de alcance de proyectos.

Dicho proceso de evaluación y modificación debe cumplir con los siguientes objetivos:

- Para maximizar los ingresos del Estado, se deben llevar a cabo licitaciones que sean atractivas para los participantes; de esta forma, se generará una mayor competencia.
- Hacer partícipe al gobierno de cada entidad federativa de forma que se generen oportunidades locales y anticipar aspectos regionales para la viabilidad de futuros proyectos.
- La información obtenida a partir de las Áreas Contractuales ya licitadas, debe ser incluida en la actualización y modificación en el alcance de proyectos y políticas clave.

1.3.6. Resultados Esperados del Plan Quinquenal

Para México, el Plan Quinquenal establece como resultado el alcanzar las metas nacionales establecidas en el PND, siguiendo las líneas de acción establecidas. En cuanto al sector energético, el Plan Quinquenal tiene como resultados esperados el alcanzar las metas de producción de hidrocarburos además del aumento en la restitución de las reservas al incrementar la aplicación de los métodos de recuperación mejorada y aprovechar las herramientas para desarrollar el potencial en yacimientos no convencionales. Se estima que dicha producción aumente en 500 mil barriles para el 2018 y un millón de barriles hacia el 2025.

Cabe mencionar que para dichos pronósticos no se tienen contemplados distintos factores tanto internos como externos, es decir, volatilidad del precio del petróleo en los mercados internacionales, costos de producción, el pronóstico de crecimiento del PIB, tipo de cambio, entre otros.

En el siguiente cuadro se resumen las principales metas de México, sus objetivos y líneas de acción referente al sector energético.

Figura 1. Metas de México



Fuente: Plan Quinquenal (modificado)

Para el tema de estudio, este capítulo es de suma importancia ya que se menciona la normativa actual en el país y los objetivos que se deben cumplir a nivel nacional para la realización de un proyecto petrolero; sin embargo, hay que darle una estructura o encaminar lo visto en este capítulo hacia la propuesta de guía para la extracción de shale gas en México.

1.3.7. Panorama para shale gas en México

El shale gas en México es totalmente nuevo, debido a que estos proyectos no se han podido desarrollar de mejor manera ya que se necesita mucha inversión para desarrollarlos.

Uno de los principales propósitos de la Reforma es promover la inversión en el sector bajo criterios de responsabilidad social y protección al medio ambiente.

México está trabajando en los reglamentos que se requieren para poder regular todas las actividades tanto de exploración como de extracción en campos de shale.

Uno de los criterios más importantes es en materia ambiental; es por ello que la SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales) presentó en 2015 la “Guía de Criterios Ambientales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas”.

Esta guía tiene como objetivo “precisar los lineamientos ambientales que los operadores petroleros deben asegurar y considerar para llevar a cabo actividades de exploración, perforación y terminación del pozo, extracción, cierre y abandono de proyectos de hidrocarburos contenidos en lutitas, con el propósito de garantizar la protección al medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades, en tanto no se emitan las regulaciones oficiales en la materia⁴”.

Los operadores que realicen las actividades tanto de exploración como de extracción deben cumplir con toda la normativa que se les pide en dicha guía, para garantizar la seguridad ambiental y con esto proteger los recursos nacionales. La guía está realizada para cualquier actividad que se realice en estos campos de lutitas, esto con el fin de que se realicen las mejores prácticas cuidando el medio ambiente.

Por otro lado, también ya se cuenta con los lineamientos para la presentación de los planes de desarrollo de exploración y extracción, de los cuales se partirá para la realización de esta propuesta, más adelante se profundizará en estos lineamientos

⁴ Guía de Criterios Ambientales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas, Dirección General de Energía y Actividades Extractivas, Primera Edición, 2015.

Capítulo II

2. Conceptos Básicos de Shale Gas

Una vez que se habló sobre los documentos que regulan en materia energética y se tomaron como base, se estudiarán los conceptos generales referentes al tema de estudio.

En este capítulo se hablará de la diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales, y de ahí se profundizará en los no convencionales.

Entre los no convencionales está el shale gas, el principal tema de estudio de este trabajo; en este capítulo se describirá qué es un depósito de lutitas de baja permeabilidad y cómo es que necesita tecnología innovadora para su extracción.

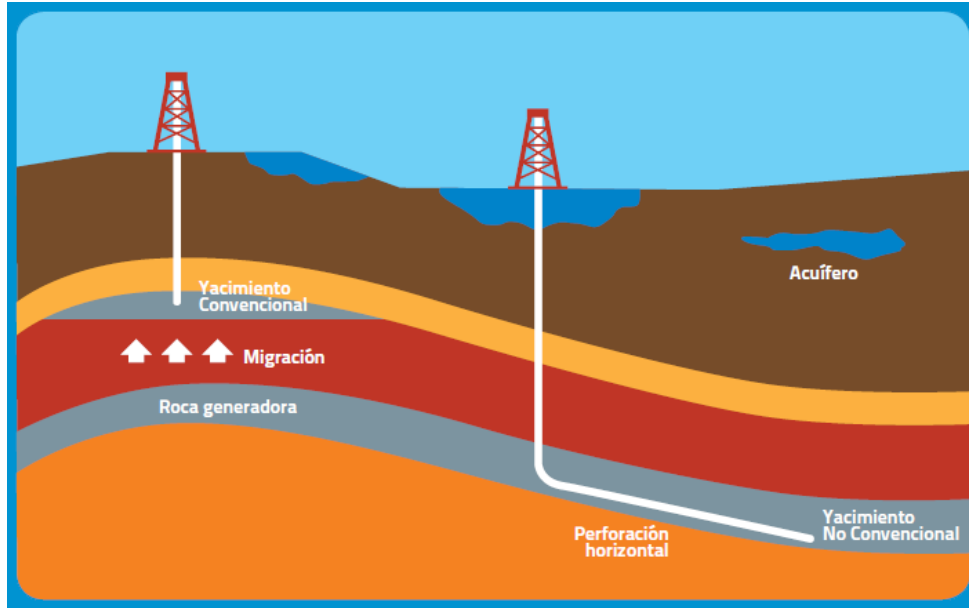
2.1. Yacimientos Convencionales

Se definen como una formación en la que se concentran los elementos y procesos geológicos para generar y almacenar hidrocarburos. Las rocas donde se encuentra el hidrocarburo tienen las características de alta porosidad y permeabilidad. El hidrocarburo migró desde la roca generadora hacia trampas donde se acumuló sin migrar a la superficie. Debido a los sellos naturales, en general este tipo de yacimientos pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción (Asociación Colombiana del Petróleo, 2014).

2.2. Yacimientos No Convencionales

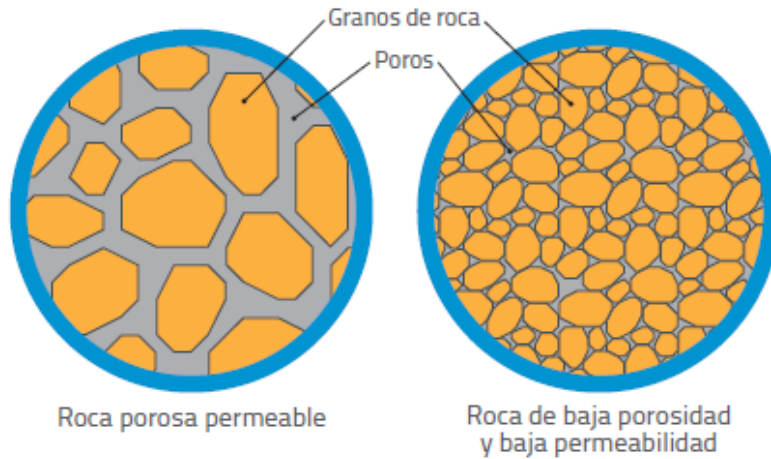
De acuerdo a la Asociación Colombiana del Petróleo (2014), los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Estos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento de fluidos sea muy lento debido a las rocas poco permeables. La EIA los define como yacimientos que son tecnológicamente más difíciles o más caros de producir que un convencional.

Figura 2. Descripción Gráfica de Yacimientos Convencionales y no Convencionales



*Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

Figura 3. Roca Porosa y Roca con Baja Porosidad y Permeabilidad



*Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

2.2.1. Comparativa entre los Yacimientos Convencionales y no Convencionales

En la siguiente tabla se muestran las principales características en yacimientos convencionales y no convencionales y se describen sus diferencias de cada una de ellas.

Tabla 3. Características de Yacimientos Convencionales y no Convencionales

Características	Yacimientos Convencionales	Yacimientos no Convencionales
Tipo de roca	Areniscas y carbonatos porosos ya sean porosidad primaria o secundaria.	Lutitas, margas, mantos de carbón. Areniscas y calizas debido a su baja permeabilidad.
Porosidad	>10%	≤ 10%
Permeabilidad	Arriba de los 1000 mD	Menor de 0.1 mD. Fracturas artificiales para la comunicación de los espacios porosos.
Sello	Requiere una roca sello.	La roca sello es la misma roca generadora.
Migración	Es fundamental.	No existe.
Trampas	Necesita una trampa para la acumulación de aceite o gas; estructural o estratigráfica.	Requiere de una trampa estratigráfica para la acumulación de aceite o gas.
Presión de Poro	Presión de poro normales.	Presión de poro anormales
Fases de recobro	Primaria, secundaria, y aun terciaria.	No hay fases de recobro, no producen al menos que se los estimule y fracturen hidráulicamente (fracking).
Pozos	Pozos verticales y algunos horizontales.	La mayor parte son horizontales.
Declinación	Paulatinamente, en yacimientos de gas la declinación es 20% anual.	Precipitados, en yacimientos de gas la declinación es 35% anual.
Costos	Moderados.	Se eleva los costos por realizar el Fracturamiento Hidráulico.
Reservas	Reservas de hidrocarburos limitadas respecto a los no convencionales.	Se le asocia a una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.
Tecnología	Explotación requiere del uso de tecnologías existentes.	Explotación limitada al desarrollo de nuevas tecnologías

*Fuente: Elaboración propia de compilación de documentos técnicos

2.2.2. Tipos de yacimientos no convencionales

Existen diferentes clasificaciones respecto a los tipos de yacimientos no convencionales, según la EIA los yacimientos no convencionales son:

Tabla 4. Clasificación de Yacimientos no Convencionales

Yacimientos No Convencionales	
Aceite	Gas
Shale Oil	Coalbed Methane
Tight Oil	Tight Gas
Arenas Bituminosas	Shale Gas

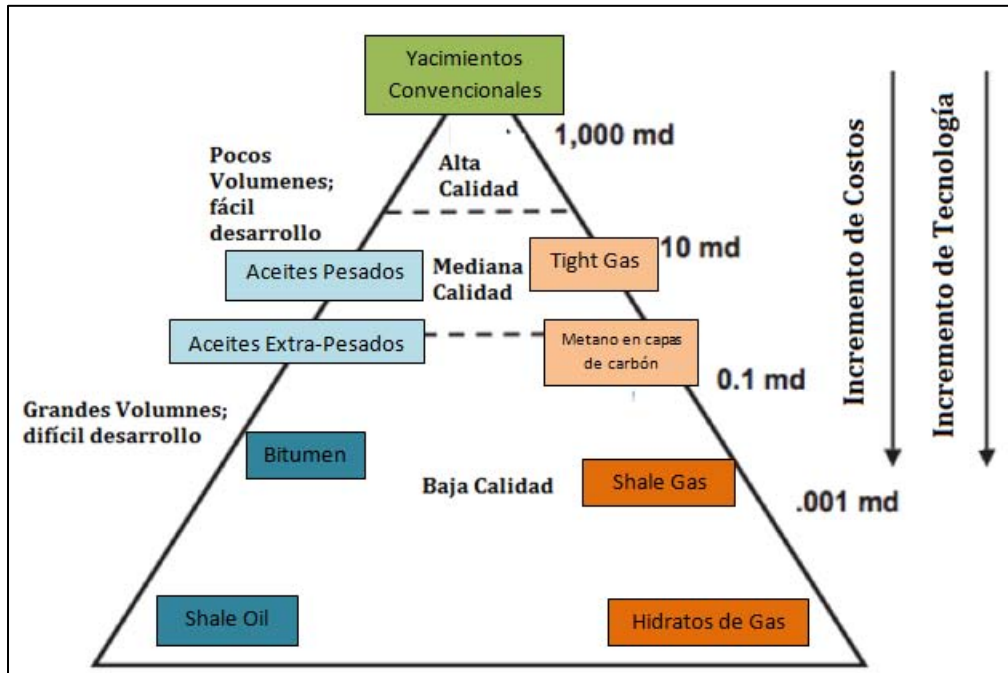
**Fuente: EIA*

2.2.2.1. Descripción de los yacimientos no convencionales

Como se mencionó, los yacimientos no convencionales son formaciones diferentes en las que se encuentra el recurso y el extraerlo es más complejo, con lo que lleva mayor tecnología y mayor inversión. En pocas palabras, los convencionales son los fáciles de extraer, aunque se considera que es menor el volumen en comparación a los recursos no convencionales.

Como se muestra en el triángulo de Holdritch, se observa que los yacimientos convencionales muestran un fácil desarrollo, pero pocos volúmenes de recursos y para yacimientos no convencionales, hay muchos recursos, pero se debe incrementar los costos de inversión, así como tecnología, ya que menciona que la extracción de estos recursos es más compleja para su desarrollo.

Figura 4. Triángulo de Recursos de Stephen Holdrith



*Fuente: SPE/Holdrith 2002 modificado

2.2.2.1.1. Yacimientos de aceite

2.2.2.1.1.1. Shale oil

Es un yacimiento de roca arcillosa rica orgánicamente, de baja permeabilidad que actúan a la vez como roca generadora, almacenadoras, trampa y sello. El shale oil normalmente se encuentra cercano a la superficie, por lo que se puede producir por métodos de minería. A mayores profundidades se pueden encontrar rocas con potencial de generación de aceite y otros fluidos, como el gas.

2.2.2.1.1.2. Tight oil

El aceite de arenas compactas es un aceite ligero que se encuentra en yacimientos de muy baja porosidad y permeabilidad. Con frecuencia el kerógeno yace en una mezcla de capas maduras de aceite y estructuras de rocas generadoras de baja permeabilidad. Extraerlo requiere estimulación artificial para hacer contacto con las rocas almacenadoras. Este crudo es considerado por algunos como aceite en proceso de maduración que puede ser transformado en crudo sintético.

2.2.2.1.1.3. Arenas bituminosas

Las arenas bituminosas son sedimentos o rocas sedimentarias con clastos de arena, minerales de arcilla, agua y bitumen. El hidrocarburo está en forma de bitumen, el cual es un líquido muy pesado o una pasta sólida con baja temperatura de fusión. La saturación de bitumen se encuentra entre el 5 al 15% del yacimiento.

2.2.2.1.2. Yacimientos de gas

2.2.2.1.2.1. Shale gas

El shale gas es el gas remanente atrapado en la roca que la misma presión tiende a expulsar hasta la parte más porosa y permeable de la roca.

Cabe mencionar que para el caso de shale gas y existen dos factores que definen la rentabilidad de un yacimiento de shale:⁵

1. Calidad del yacimiento
2. Técnica de perforación y terminación aplicable

A su vez, hay tres factores clave que definirán la perforación y terminación

1. Geomecánica
2. Perforación Horizontal
3. Fracturamiento Hidráulico Multietapa

Más adelante, se profundizará en dichos aspectos y el porqué de su importancia.

2.2.2.1.2.2. Tight gas

Es un término comúnmente utilizado para referirse a yacimientos de muy baja permeabilidad que producen principalmente gas seco. Se decidió definirlos como yacimientos cuyo valor de permeabilidad es menor a 0.1 md (Holdritch, 2006).

2.2.2.1.2.3. Coalbed methane

Durante la carbonificación se generan y almacenan grandes cantidades de gas rico en metano en vetas de carbón. Debido a que dichas vetas tienen un área interna extensa se

⁵ Instituto Mexicano del Petróleo. (2013). *Aspectos de Producción*. México.

pueden almacenar grandes volúmenes de gas rico en metano; en estos depósitos se puede almacenar de 6 a 7 veces más gas que en yacimientos convencionales de gas.

2.3. Gas natural

El gas natural es uno de los tres combustibles fósiles más utilizados alrededor del mundo, seguido por el carbón y el petróleo (aceite). Se asume que el gas natural se forma por la misma energía que crea al aceite. En tiempos primitivos, la Tierra alojó millones de plantas y animales que eventualmente iban muriendo y llenaban la Tierra con materia orgánica en descomposición, creando una intensa presión y un intenso calor, cambiando dicha materia en aceite y gas y ésta quedó atrapada en yacimientos (Science Clarified, 2013).

El gas natural por sí solo está compuesto por hidrocarburos, lo que significa que está hecho de sólo hidrógeno y carbón. Mientras el gas natural es una mezcla de hidrocarburos, como propano, butano, etano, está compuesto principalmente por metano (CH₄). En su forma pura, el gas natural es inodoro, sin color, no tiene forma y es altamente combustible.

Se sabe que es un combustible más limpio y de menor emisión, por esto se ha vuelto uno de los más utilizados y más demandadas fuentes de combustible a nivel mundial.

2.4. Shale gas

Los yacimientos no convencionales de baja permeabilidad de gas, en general presentan propiedades petrofísicas limitadas, como baja permeabilidades y porosidades. En el caso de las formaciones de shale gas se tienen permeabilidades de nanodarcies, en la que la roca generadora es también almacén y sello. Se clasifican por su Contenido Orgánico Total (COT) y el Índice Madurez Térmica (IMT).

2.4.1. Origen

El shale gas es metano producido por depósitos de lutitas y otras rocas de grano fino; se pueden almacenar grandes volúmenes de hidrocarburos en las rocas, fracturas o poros muy pequeños de muy baja permeabilidad.

Se forma también en rocas a profundidades de entre 400 y 5000 m. Cada 1000 m de profundidad aumentan 30°C a la roca, y cuando ésta llega a 60°C, la materia orgánica se descompone en aceite y se reduce a metano.

2.4.2. Generación del shale gas (kerógeno)

Las lutitas ricas en materia orgánica son las mayores generadoras de gas natural y petróleo, motivo por el cual son las rocas generadoras en yacimientos convencionales.

El gas se puede almacenar de tres maneras:

- Absorbido por el kerógeno.
- Atrapado en poros de sedimentos de grano fino intercalados en la lutita.
- Confinado en sus fracturas internas.

Como se mencionó previamente, conforme aumenta la profundidad de las rocas, también se incrementa la temperatura que va de acuerdo al gradiente térmico de la cuenca. Este calor provoca que la materia orgánica se convierta gradualmente en una materia orgánica insoluble, a la cual se le denomina como kerógeno. El kerógeno es la materia orgánica en partículas diseminada en las rocas sedimentarias, que es insoluble en solventes orgánicos comunes.

“La alteración del kerógeno continúa conforme el calor va aumentando; debido a estos cambios, se produce la liberación de los compuestos del petróleo. El calentamiento posterior convierte el kerógeno en bitumen y petróleo. Conforme se libera petróleo, el kerógeno se vuelve más pobre en contenido de hidrógeno. El incremento de la madurez también provoca que los compuestos del petróleo que inicialmente eran complejos, experimenten un proceso de simplificación estructural, es decir, comienzan con petróleo, continúan con gas húmedo y finalizan con gas seco.”⁶

Existen diferentes tipos de kerógeno según el tipo de materia orgánica, de igual manera existen 4 tipos de kerógeno de acuerdo a su material fuente que son:

⁶ McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, N., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A. (2011). *Oilfield Review*. 23, 37.

Tabla 5. Tipos de Kerógeno

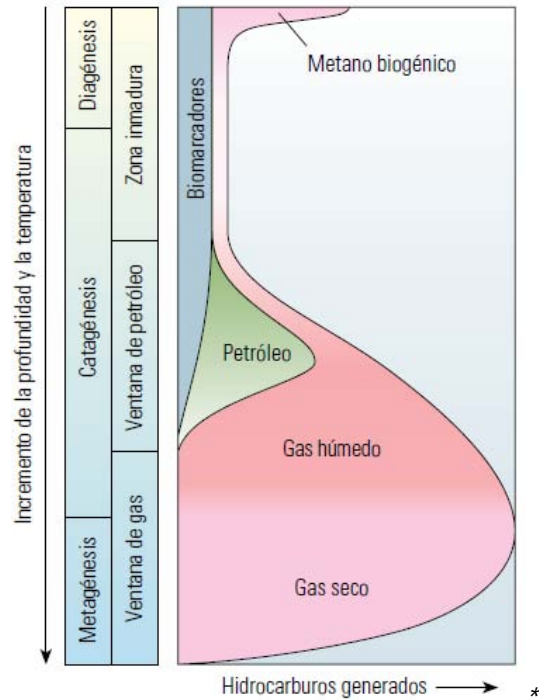
Tipo de Kerógeno	Material Fuente	Ambiente de Depositación General	Genera
I	Principalmente material algáceo	Lacustre	Gas y Aceite
II	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algáceo	Marino	Gas y Aceite
III	Principalmente plantas superficiales	Terrestre	Gas (gas seco)
IV	Material oxidado reelaborado	Variados	Bajo potencial para generar hidrocarburos

**Fuente: Oilfield Review modificado*

Cuando el kerógeno se expone a ciertas presiones y temperaturas, éste es más propenso a generar ciertos productos en específico: aceite, gas húmedo, gas seco y los denominados no hidrocarburos.

Una vez que la materia orgánica se convirtió en kerógeno (diagénesis), se encuentra la ventana de generación de aceite, en la cual se genera el petróleo líquido, a esta etapa de maduración se le llama catagénesis. Conforme el depósito es más profundo, el kerógeno pasa a la ventana de generación de gas seco en la etapa de metagénesis. Aquí el gas se genera por la conversión del kerógeno remanente y de la transformación de los hidrocarburos pesados que se generaron en la catagénesis. Es posible que en esta etapa se encuentren CO₂, N₂ y H₂S.

Figura 5. Transformación Térmica del Kerógeno



Fuente: Oilfield Review

Es importante mencionar que, aunque los sedimentos pasen a través de las etapas de maduración, no necesariamente significa que cuenten con las propiedades necesarias para un yacimiento. Para conocer el potencial de generación, ya sea de gas o de aceite, es necesario conocer ciertos datos geoquímicos como lo son el contenido orgánico total (TOC), volumen y capacidad del gas, madurez termal la cual se relaciona directamente con la reflectancia de la vitrinita, la permeabilidad y mineralogía.

2.4.3. Potencial de generación

Para el shale gas es importante conocer el potencial gasífero de la formación, el cual está en función de diferentes factores como:

- Carbono orgánico total (COT)
- Volumen del gas
- Mineralogía
- Porosidad y permeabilidad
- Ambiente de depositación
- Madurez térmica y reflectancia de la vitrinita

2.4.3.1. Carbono orgánico total (COT)

Por definición, una lutita orgánica debe tener carbono orgánico y el TOC rige el potencial de generación de la lutita. Las rocas con altos valores de TOC son más ricas orgánicamente. Durante la exploración se buscan valores en el rango de 2-10%, mientras que las rocas con valores por debajo del 10% usualmente son inmaduras para su desarrollo (Alexander *et al*, 2011).

Tabla 6. Relación Entre el COT y el Potencial de Generación

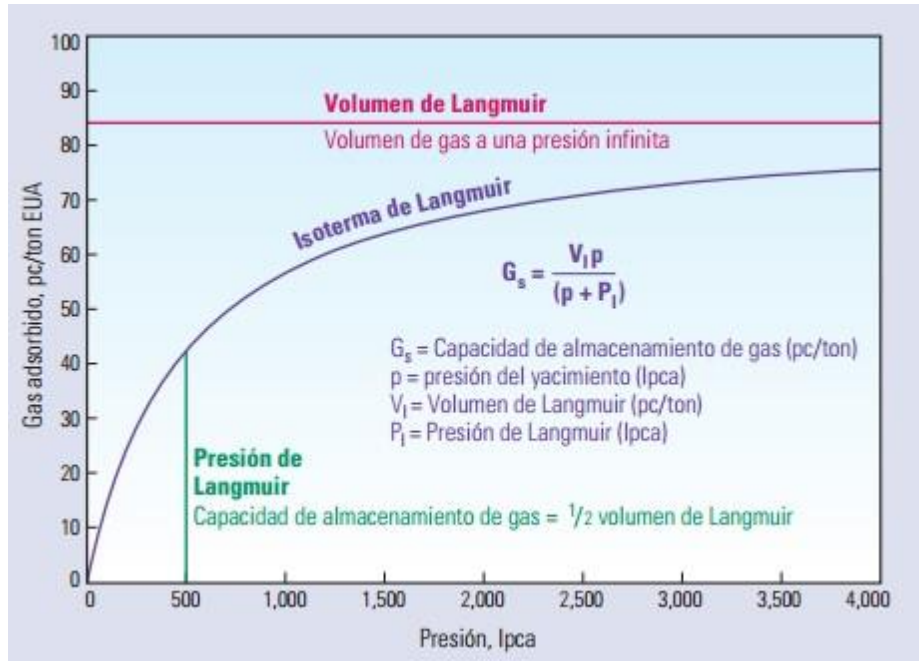
Carbono Orgánico Total, Peso (%)	Potencial de Generación
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Favorable
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy bueno
>10	Desconocido

**Fuente: Oilfield Review*

2.4.3.2. Volumen del gas

El gas es adsorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y se encuentra distribuido en la porosidad tanto primaria como secundaria. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, conforme se produce gas libre y la presión de poro disminuye, el gas adsorbido será liberado de la superficie del kerógeno. Este se determina con la curva isotérmica del Langmuir, y una vez que ésta se establece, se puede determinar la capacidad de almacenamiento de la roca relacionándola con la presión de poro de la formación, la cual es representativa de la presión in situ del yacimiento.

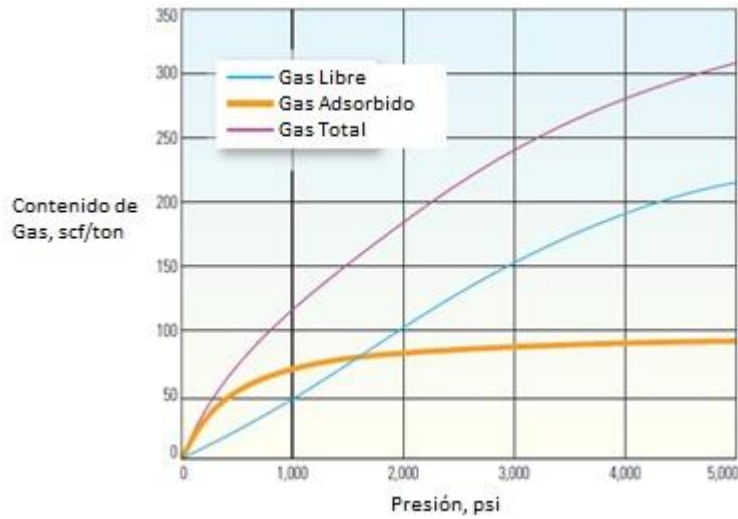
Figura 6. Isotherma de Langmuir



*Fuente: Oilfield Review

La curva del lado izquierdo muestra la curva de Langmuir, la cual sirve para determinar la capacidad de adsorción de la roca a una presión específica; esta curva se obtiene de muestras de roca triturada. También existe el volumen de Langmuir (roja), V_L , el cual es el límite teórico de adsorción de gas a una presión infinita. La presión de Langmuir, P_L (línea azul vertical), es la presión a la mitad del V_L .

Figura 7. Capacidad de Almacenamiento de Gas



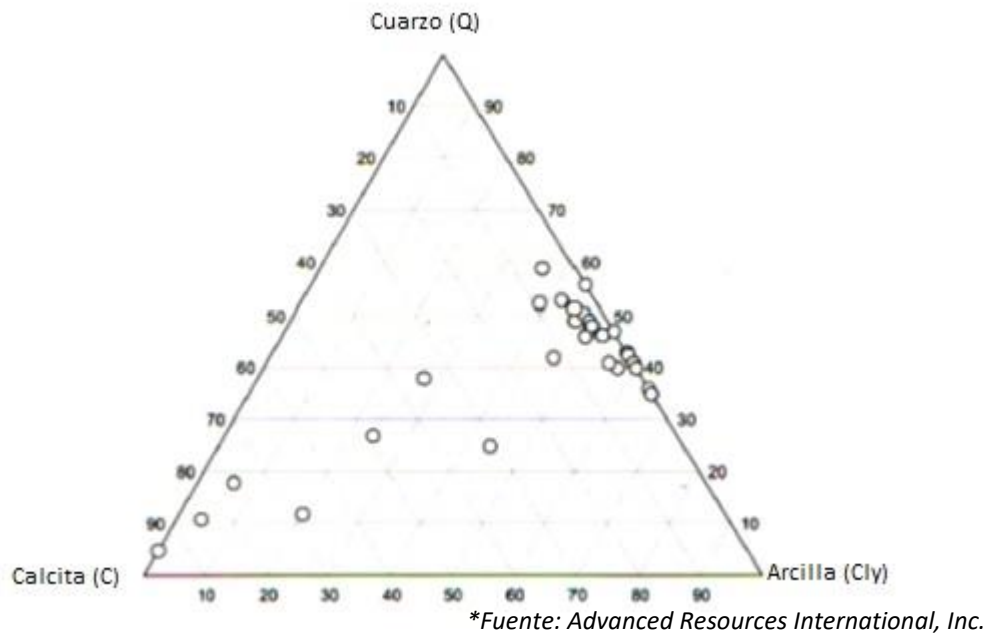
*Fuente: Oilfield Review

Utilizando la isoterma de Langmuir el gas total in situ (magenta) para un yacimiento en específico puede ser determinado en función de la presión. El gas total es el gas adsorbido al kerógeno y el gas libre almacenado en los poros (dorado y azul respectivamente). A presiones bajas, la adsorción es un mecanismo efectivo de almacenamiento de gas. Conforme la presión aumenta, el gas en el poro aumenta. La desorción se vuelve importa conforme la presión de fondo fluyendo declina.

2.4.3.3. Mineralogía

La mineralogía de las lutitas, particularmente el contenido de cuarzo, carbonatos y arcillas, determina significativamente qué tan eficientemente será estimulada la formación cuando se le aplique fracturamiento hidráulico.

Figura 8. Ejemplo de un Diagrama de Mineralogía del Campo Marcellus



2.4.3.4. Porosidad y Permeabilidad

La porosidad y permeabilidad de las rocas lutitas son las propiedades de gas más afectan en la tasa económica de producción y la sustentabilidad del pozo, además de que son las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se está haciendo la caracterización de las lutitas. Para que el pozo de gas sea exitoso, el gas debe migrar desde la matriz de baja permeabilidad a las fracturas inducidas ubicadas en el yacimiento. Un yacimiento con alta permeabilidad y porosidad es más económico porque resulta en una mayor difusividad y un mayor flujo hacia el pozo y en consecuencia una mayor producción. En cambio, los yacimientos con baja permeabilidad, de 0.001 a 0.0000001 mD requieren que se lleven a cabo trabajos de fracturamiento provocando que la permeabilidad de la formación aumente y que el fluido pueda extraerse.

2.4.3.5. Ambiente de depositación

Es de suma importancia conocer el ambiente de depositación de las lutitas, en especial si es un ambiente marino o no marino. Cuando las lutitas son de ambientes marinos, éstas tienden a tener un bajo contenido de arcilla y mayor contenido de minerales deleznales como el cuarzo, feldespato y carbonatos. El que las lutitas tengan estas características

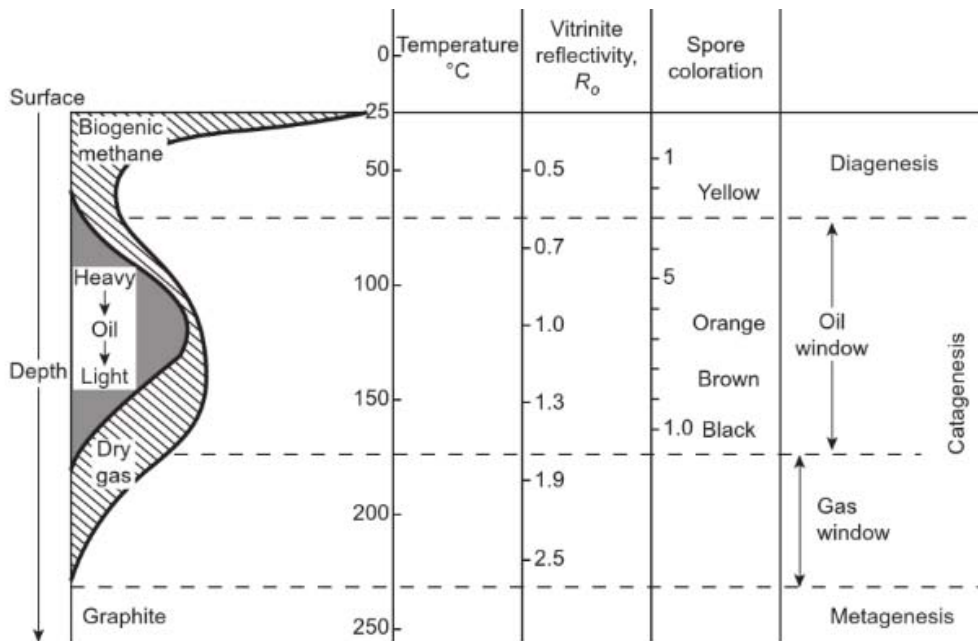
contribuye a que responda de manera favorable al fracturamiento hidráulico. En cambio, aquellas lutitas de ambiente no marinos (lacustre o fluvial) tienden a tener un mayor contenido de arcillas, esto resulta en que se comporte de manera dúctil y no responda bien a la estimulación (Advanced Resources International, Inc., 2013).

2.4.3.6. Madurez térmica y reflectancia de vitrinita

La madurez térmica se refiere a la cantidad de calor al cual la materia orgánica se ha expuesto de forma que ésta se transforme en hidrocarburos.

La reflectancia de la vitrinita (R_o) es una herramienta para la evaluación de la maduración. La vitrinita es un maceral que se encuentra en muchos kerógenos. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización complejas e irreversibles, generando un incremento de la reflectancia. La reflectancia de la vitrinita se utiliza para evaluar la madurez de los kerógenos con las condiciones de temperatura correspondientes a las etapas que se extienden desde la diagénesis temprana hasta el metamorfismo; rango que abarca la secuencia de generación, preservación y destrucción del petróleo en las rocas.

Figura 9. Escala de Madurez Térmica



*Fuente: Elements of Petroleum Geology

Como indicadores de la madurez térmica, los valores de R_o varían con el tipo de materia orgánica, y dado que el rango de temperatura de la ventana de gas se extiende más allá del rango del petróleo los valores de R_o para el gas mostrarán un incremento correspondiente por sobre los del petróleo. Lo anterior se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 7. Relación Entre la Reflectancia de Vitrinita y Ventana de Generación

Reflectancia de Vitrinita (R_o)	Ventanas de Generación
$R_o > 1.5\%$	Gas seco
$1.1\% < R_o < 1.5\%$	Gas y condensado
$0.8\% < R_o < 1.1\%$	Gas húmedo
$0.6\% < R_o < 0.8\%$	Aceite
$R_o < 0.6\%$	Kerógeno inmaduro

*Fuente: *Oilfield Review Modificado*

2.4.3.7. Geomecánica

Para comprender el comportamiento de las rocas antes, durante y después de una fractura inducida por fracturamiento hidráulico, por lo tanto se deben conocer los esfuerzos y las deformaciones en los yacimientos se hace uso de la geomecánica, “la cual se encarga de determinar cómo las rocas y los fluidos contenidos en éstas responden a la fuerza o a los cambios en los esfuerzos, la presión y la temperatura, producidos en por las operaciones de perforación, terminación y producción de pozos, aplicando la mecánica de sólidos y de fluidos, ingeniería, geología y física.”⁷

2.4.3.7.1. Esfuerzos y deformación

El esfuerzo se define como una medida de la fuerza que actúa sobre un área determinada, puede estar compuesto por componentes normal y componentes de corte.

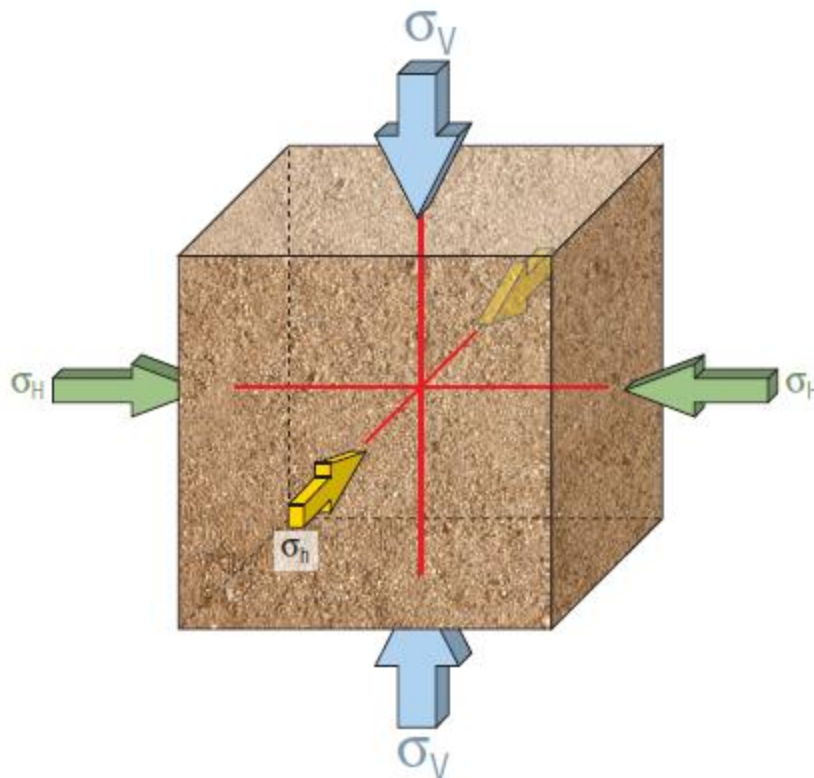
Dichos esfuerzos se pueden generar en el subsuelo, es decir, que actúan sobre una formación haciendo que varíe su origen, magnitud y dirección. A su vez, pueden existir esfuerzos locales verticales y horizontales, los primeros se originan por el peso de los estratos de sobrecarga, y los horizontales poseen un componente gravitacional que puede ser intensificado por la tectónica, los efectos térmicos y la estructura geológica.

⁷ Cook, J., Frederiksen, R.A., Judzis, A., Lee, D., Marsden, R., G. Stage, M., Phuat Tan, C. (Invierno 2007/2008). *Oilfield Review*. 38-59.

Cabe mencionar que los esfuerzos también se ven afectados por factores como la litología, la presión del poro y temperatura, es decir, que la roca puede responder de manera distinta a los esfuerzos.

La siguiente figura muestra los esfuerzos en dirección vertical (σ_v) mayor esfuerzo horizontal (σ_H) y menor esfuerzo horizontal (σ_h).

Figura 10. Esfuerzos Principales



*Fuente: *Geología Estructural, Esfuerzos y Deformaciones de las Rocas*

La deformación es un “término general empleado para referirse a cambios en la forma y/o volumen que pueden experimentar las rocas. Una vez que un esfuerzo es aplicado, la roca puede fracturarse o deformarse “arrugándose”. Esta deformación se produce cuando la intensidad del esfuerzo es mayor que la resistencia interna de la roca.”⁸

⁸ García Rodríguez M., (2012). *Biología y Geología: Geología Estructural, Esfuerzos y Deformaciones de las Rocas*. pg. 7.

2.4.3.7.2. Módulo de Young

Debido a la deformación, existe la razón de proporcionalidad entre el esfuerzo y deformación unitaria, la cual está dada por la constante E , la cual se denomina Módulo de Young, y que es característico de cada material, o en este caso de tipo de roca. En el caso de las lutitas, se encuentran en un rango de 1 a 25 [MPa].

2.4.3.7.3. Coeficiente de Poisson

Este coeficiente se refiere a la relación entre todo elemento solicitado a carga axial y éste experimenta una deformación primaria y además una deformación perpendicular a la axial.

2.4.4. Métodos de Extracción

Para extraer el gas natural localizado en las formaciones de shale, se deben conocer las propiedades del yacimiento para así poder llevar a cabo la perforación, y además saber cuál es la mejor opción de terminación.

2.4.4.1. Perforación

La perforación consiste en construir un agujero mediante la rotación de la sarta de perforación y la aplicación de una fuerza de empuje en el fondo, utilizando la barrena.

La mayoría de los recursos de shale gas se localizan a profundidades de 1800 m o más, y pueden ser de espesores muy pequeños, por ejemplo, en la parte de EUA de la formación Eagle Ford los espesores varían de 30 a 75 m, en cambio en la parte de México de dicha formación los espesores son de entre 40 a 70 m. La eficiente extracción de gas de esta capa delgada de roca requiere de tecnologías que permitan se cruce la formación de shale.

Para llegar a la formación y recuperar el gas natural existen tres diferentes tecnologías de perforación como la perforación vertical, perforación horizontal y perforación multilateral.

2.4.4.1.1. Perforación Vertical

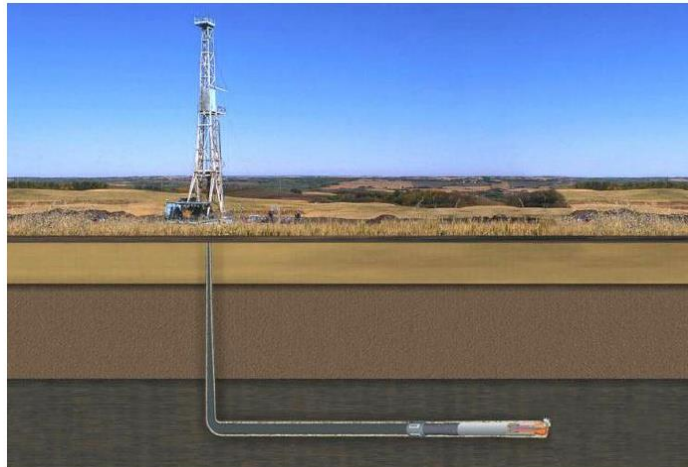
La perforación vertical es el tipo tradicional de perforación en la industria de aceite y gas. Perforar un pozo vertical es más barato que perforar un pozo horizontal pero la producción de los pozos verticales es mucho menor en comparación con la producción de un pozo horizontal o multilateral, aunque esto depende del tipo de formación del yacimiento al que se quiera llegar.

2.4.4.1.2. Perforación Horizontal

La perforación horizontal es igual a la vertical hasta que se llega al “kickoff point” el cual se localiza por encima del yacimiento de gas o aceite al que se quiere llegar, a partir de ese punto se comienza a desviar la dirección de perforación de vertical a horizontal. Estas son algunas de sus limitaciones:

- El daño en superficie de la perforación horizontal de pozos es mayor que la perforación multilateral
- Para yacimientos con múltiples zonas de interés se requiere de más de un pozo horizontal para producir de manera efectiva, mientras que en el caso de la perforación multilateral se puede drenar de forma efectiva a través de las bifurcaciones y que éstas lleguen a dichas zonas.

Figura 11. Perforación Horizontal

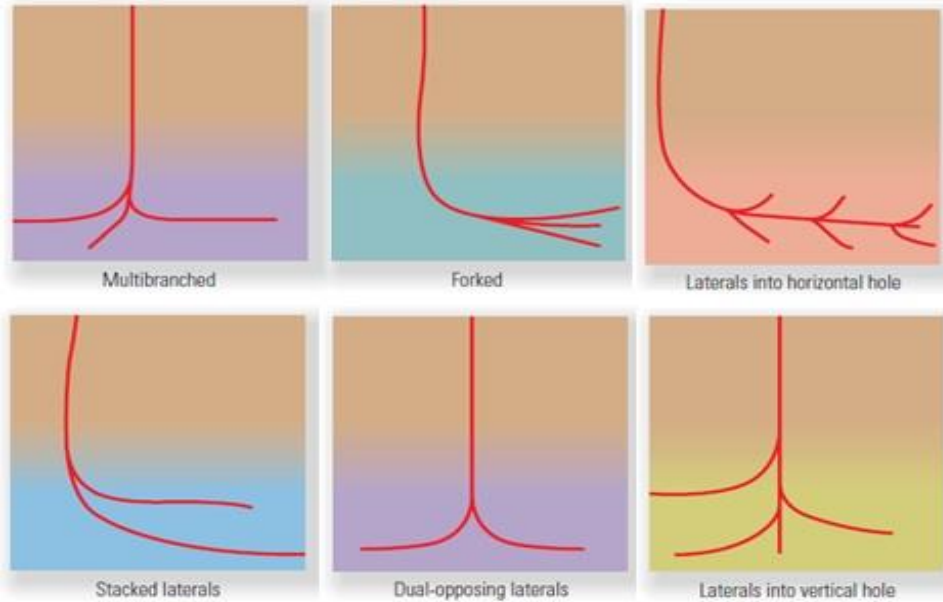


*Fuente: Eagle Ford

2.4.4.1.3. Perforación Multilateral

La perforación multilateral consiste en pozos que tienen una o más bifurcaciones (laterales) que salen de un pozo principal, del cual se transmiten los fluidos hacia o desde la superficie. Las bifurcaciones pueden ser verticales o tener una inclinación. Existen diferentes tipos de pozos multilaterales, los cuales se muestran a continuación:

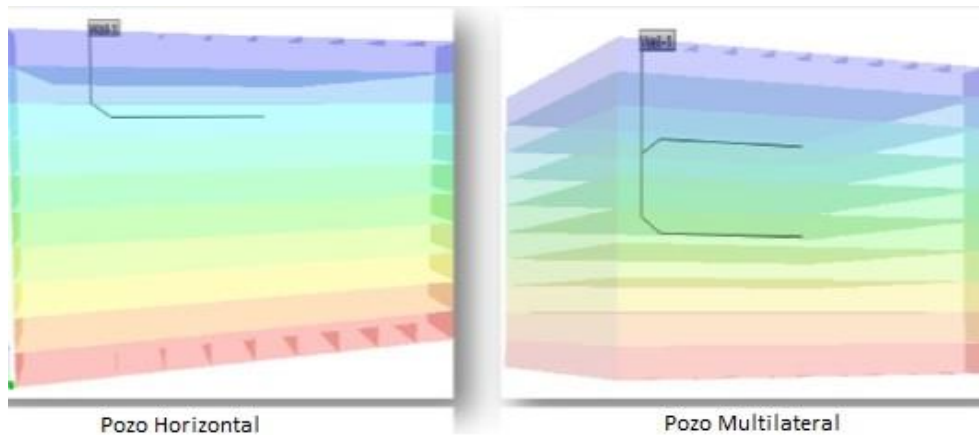
Figura 12. Tipos de Perforación Multilateral



*Fuente: Oilfield Review

A continuación, se muestra una figura comparativa entre los pozos horizontales y multilaterales.

Figura 13. Comparativa Entre Pozo Horizontal y Pozo Multilateral



Fuente: Penn State University

2.4.4.2. Terminación

Una vez que un pozo se ha perforado hasta su profundidad total (TD, profundidad a la cual la barrena ha dejado de perforar), evaluado, entubado y cementado, los ingenieros lo terminan instalando equipamiento destinado a optimizar la producción.

El objetivo de la terminación de pozos, ya sea un pozo complejo o un pozo básico, es recuperar, a un costo razonable, el mayor porcentaje posible de hidrocarburo.

En pocas palabras, la terminación se refiere a todas las operaciones que le siguen a la colocación del cemento detrás de la tubería de revestimiento de producción, lo cual se ejecuta después de la evaluación de la formación.

El análisis, diseño de la terminación y estimulación de los pozos en formaciones de shale gas, son particulares por sus características.

Las propiedades de las rocas y la distribución de las fracturas naturales dentro de los yacimientos de shale gas tienen gran implicación en su estimulación y recuperación. Para su explotación es necesaria la creación de fracturas mediante un proceso de estimulación como lo es el fracturamiento hidráulico, en el cual se bombean agua, arena y otros elementos para generar dichas fracturas y mantenerlas abiertas.

En el caso de la terminación para el fracturamiento hidráulico, su importancia radica en lograr un mayor fracturamiento efectivo, además de lograr distribuir de manera adecuada las fracturas y crear áreas de drenado masivo.

2.4.4.2.1. Tipos de terminaciones horizontales

Se sabe que la perforación horizontal es la más utilizada en formaciones no convencionales, por esto se utilizan las Terminaciones Horizontales.

El tipo de terminación determinará la clase de tratamientos que se pueden realizar y la productividad que se puede alcanzar.

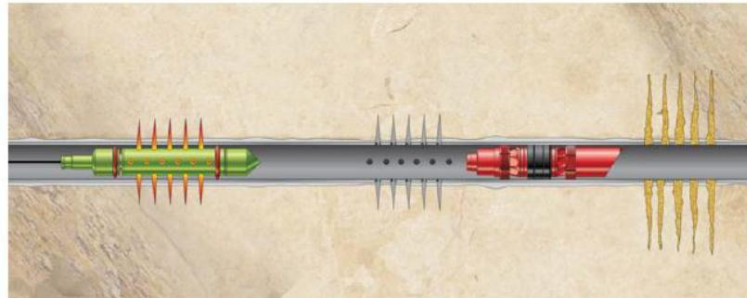
Uno de los resultados más importantes en las terminaciones en los yacimientos no convencionales es incrementar la superficie efectiva de contacto.

La perforación horizontal y el fracturamiento multietapa, son dos tecnologías que lo han logrado, los dos métodos principales actualmente usados en terminaciones horizontales son:

- Liner cementado mejor conocido como *plug & perf* (CLMS): Involucran la cementación de la TR productora en el pozo horizontal y el proceso de estimulación conocido como *plug & perf*, que consiste en el aislamiento etapa por etapa en la TR productora, lo cual se logra colocando herramientas especiales de aislamiento que hacen la función de un empacador, con línea de acero o tubería flexible; seguido del

fracturamiento del pozo para brindar acceso al yacimiento. Este proceso se repite para el número de estimulaciones deseadas en el pozo, después de que se hayan completado todas las etapas, se usa la tubería flexible para perforar a través de las herramientas que se colocaron y así poder restablecer el acceso hasta el final de la sección del pozo horizontal.

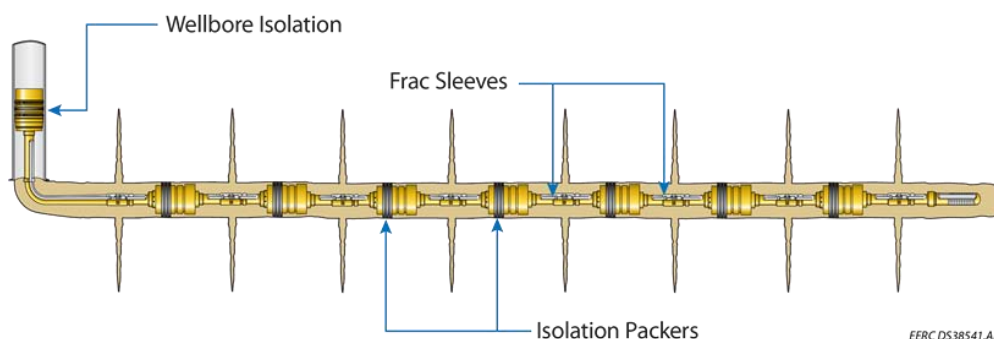
Figura 14. Plug & Perf



*Fuente: Oilfield Review

- Fracturamiento en pozos no cementados (OHMS): Este tipo de terminaciones se realizan en pozos donde la sección vertical está revestida y cementada, mientras que la sección horizontal se deja en agujero descubierto, consta de herramientas de fondo, empaques y puertos de estimulación, los empaques son colocados usando presión hidráulica para aislar secciones del agujero horizontal. Los puertos de estimulación se ubican entre los empaques para obtener acceso a la formación. Estas herramientas pueden ser abiertas hidráulicamente o por medio de balines. El método OHMS es usado en agujero descubierto y las herramientas son espaciadas de acuerdo al programa de estimulación deseado.

Figura 15. Fracturamiento en Pozos no Cementados



EERC DS38541.AI

*Fuente: Oilfield Review

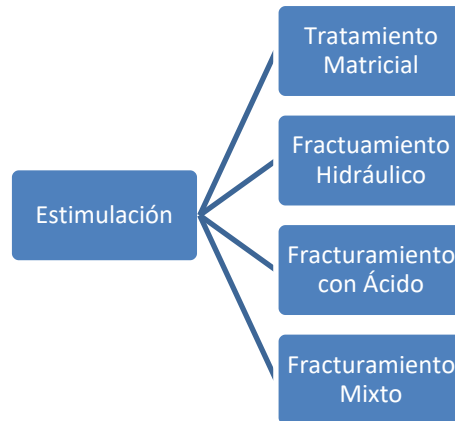
2.4.4.3. Estimulaciones

La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación; lo que se evita es que el daño sea difícil de remover y que sean permanentes.

De igual manera, para el fracturamiento hidráulico, las estimulaciones se consideran parte de las operaciones de mantenimiento, esto porque uno de sus objetivos es conectar zonas no drenadas o no consideradas inicialmente.

Para elegir la opción óptima de estimulación, debe de conformarse un equipo multidisciplinario conformado por especialistas geólogos, geofísicos, petroleros, mecánicos y químicos que considere aspectos particulares de cada pozo en el impacto que tengan sobre el drene del yacimiento.

Figura 16. Tipos de Estimulaciones



**Fuente: Elaboración Propia*

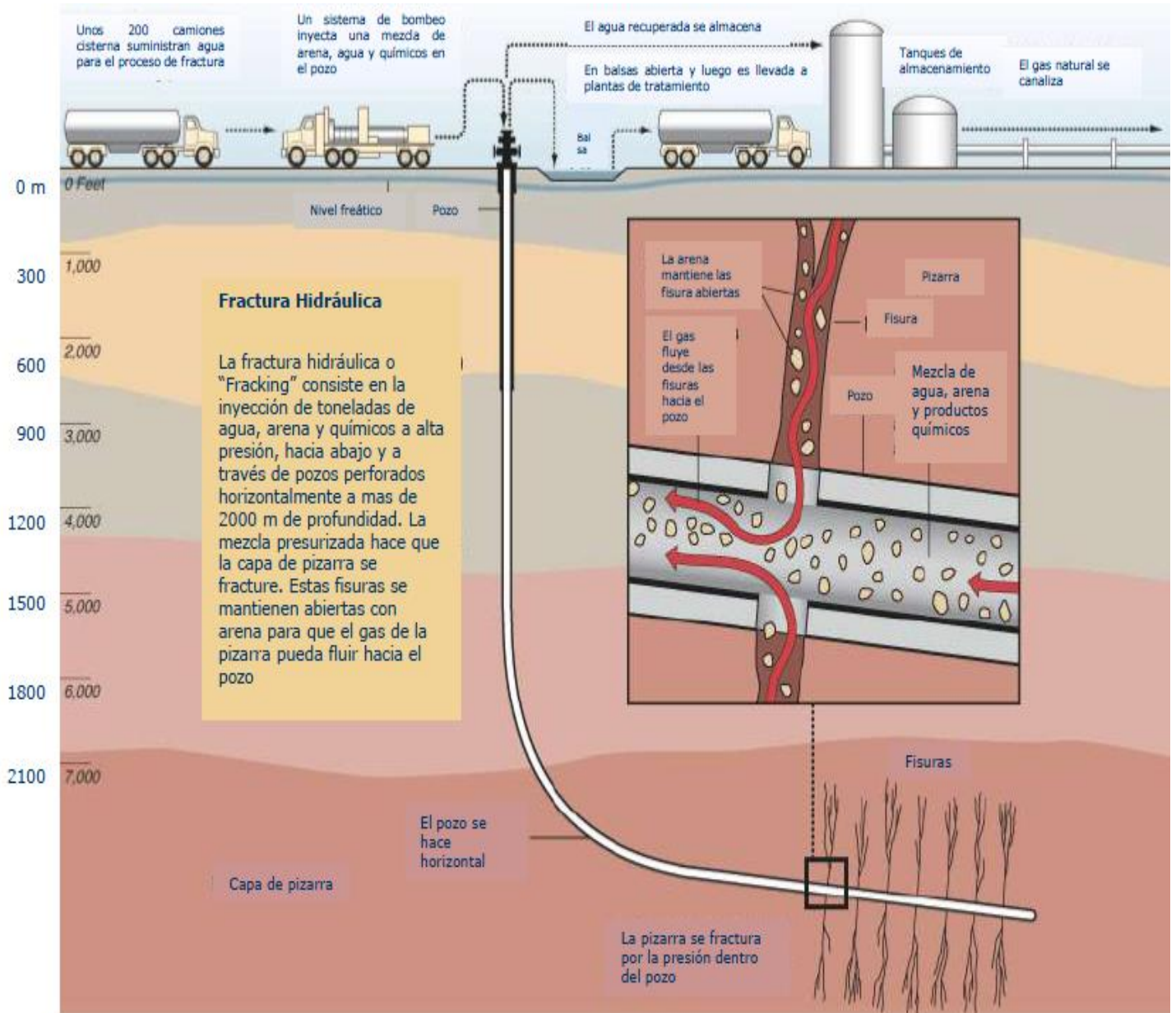
- **Tratamientos Matriciales:** Se utilizan ácidos, solventes y tratamientos químicos para mejorar la permeabilidad de la formación cercana al pozo. Los fluidos se bombean a presiones inferiores a la presión de fractura. Son eficientes únicamente en la región cercana al pozo.
- **Fracturamiento Ácido:** El ácido es bombeado a presiones por encima de la presión de cierre de la fractura, creando fracturas penetrantes, este tipo de estimulación puede incrementar potencialmente la producción y el área efectiva de drene.

-
- **Fracturamiento Hidráulico:** Permite abrir canales de flujo de alta conductividad, mediante el bombeo de un fluido y apuntalante. Distribuyendo adecuadamente las fracturas se logra crear áreas de drenado masivo.
 - **Fracturamiento Mixto:** Es la unión entre el fracturamiento hidráulico y el fracturamiento ácido.

2.4.4.4. Fracturamiento hidráulico

El objetivo del fracturamiento hidráulico es mejorar la producción de los pozos mediante la creación de un trayecto de flujo desde la formación hacia el pozo. Éste consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso por encima de la presión de fractura de la formación y así crear los calanes de flujo colocando un elemento de empaque (apuntalante), lo que permita mantener abierta la fractura para preservar el trayecto de la producción.

Figura 17. Proceso de Fracturamiento Hidráulico



*Fuente: Oilfield Review

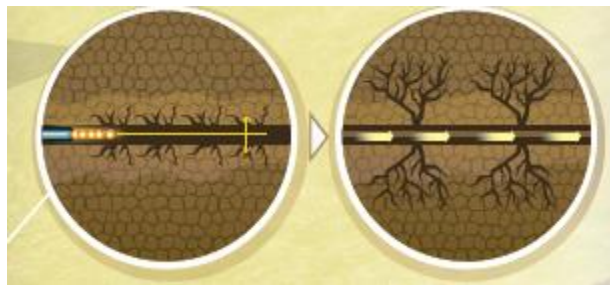
2.4.4.4.1. Fracturamiento multietapa

Este proceso se repite en intervalos regulares a lo largo del pozo horizontal lo que se denomina fracturamiento multietapa, y cada sección es aislada por empacadores, y la inyección se realiza en cada parte donde se encuentran los disparos.

A medida que la inyección de fluido a alta presión continúa, la fractura o microfisuras, sigue creciendo o propagándose.

Las microfisuras creadas se extienden en un radio de 100 a 200 m del centro del pozo perforado. Este proceso dura aproximadamente dos semanas.

Figura 18. Microfisuras Generadas en el Pozo



**Fuente: Oilfield Review*

El fluido de perforación contiene apuntalante (arena o cerámica granulada) que penetra en las microfisuras, manteniéndolas abiertas para facilitar la producción del hidrocarburo.

La energía de la inyección del fluido a altas presiones, crea nuevos canales en la roca lo cual mejora su permeabilidad y se hace más susceptible a la extracción de hidrocarburos.

2.4.4.4.2. Objetivos de fracturamiento Hidráulico

Algunos de los principales objetivos del fracturamiento hidráulico son:

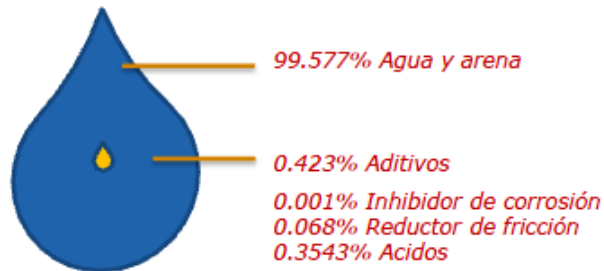
- Incrementar la producción en yacimientos de alta y baja permeabilidad.
- Disminuir la caída de presión para minimizar la producción de arena.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares.
- Mejorar la producción
- Desarrollar reservas adicionales

- Sobrepasar zonas altamente dañadas.
- Reducir la deposición de asfáltenos.
- Conectar sistemas de fracturas naturales.
- Asegurar la producción de intervalos con arcillas laminares.
- Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Incrementar el área efectiva de drenaje en un pozo.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Reducir la necesidad de perforar nuevos pozos horizontales.
- Retardar el efecto de conificación del agua.

2.4.4.4.3. Componente del fluido

El fluido inyectado a alta presión, empleado para generar las microfisuras, tiene una composición de agua, apuntalante (arena o cerámica granulada) y aditivos.

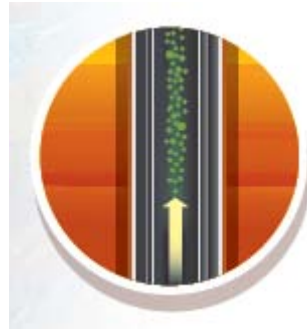
Figura 19. Componentes del Fluido



*Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo

Una vez que la fracturación hidráulica es completada, parte del fluido inyectado retorna hacia la superficie, lo que se denomina flujo de retorno (flowback), seguido del hidrocarburo a extraerse.

Figura 20. Flowback



**Fuente: Oilfield Review*

El fluido de retorno es separado en superficie. El agua puede ser reutilizada en nuevos procesos de estimulación hidráulica o tratada hasta cumplir el estándar de calidad establecido en la normatividad ambiental.

2.4.4.4.4. Administración de los fluidos utilizados

El agua como previamente se mencionó, es el principal componente utilizado para el fracturamiento hidráulico, motivo por el cual se debe analizar el proceso que lleva este fluido. Este proceso incluye desde donde se obtiene, transporte, uso, reuso y como se deshecha.

A diferencia de los sistemas de agua convencionales, es decir, los sistemas de consumo humano, los sistemas de agua para estimulación de pozos son temporales, ya que se transportan de un lugar a otro, dependiendo de la cantidad de fracturas que se tengan contempladas para el campo.

Debido a que una gran cantidad de los yacimientos donde se requiere fracturamiento hidráulico se encuentran en lugares remotos, la manera más conveniente para abastecerse es a partir de tanques que transportan el agua hasta el lugar donde se lleva a cabo el fracturamiento. Cabe mencionar que la cantidad de agua utilizada para el fracturamiento es del 90% al 95% del agua total utilizada en la perforación de un pozo, y a su vez, la cantidad de apuntalante utilizada es grande, lo que requiere que exista un constante abasto de ambos recursos.

La cantidad de agua utilizada puede variar dependiendo de la formación, pero un ejemplo representativo es el de la cuenca Marcellus donde se utilizan hasta 40 millones de litros que son inyectados a ritmos aproximados de 100 bbl/min. En promedio se hace fracturamiento hidráulico a 6 pozos durante 14 a 20 días dependiendo de la capacidad de inyección que se tenga.

Para la parte de uso, reuso y deshecho del agua utilizada, ésta pasa por diferentes tratamientos.

Una vez utilizada el agua es trasladada a centrales de almacenamiento, considerando que este tratamiento no eleve los costos de operación, después se lleva a centrales de tratamiento donde se lleva a cabo el tratamiento de remoción de sólidos y contaminantes a partir de distintos tratamientos como destilación, cristalización o filtración; el objetivo de esto es mejorar la calidad del agua. Una vez mejorada la calidad se puede optar por desechar el agua o inyectarla en pozos letrina.

2.4.4.4.5. Consumo del agua en la extracción de shale gas

Estados Unidos se considera el país más importante en cuanto al desarrollo de shale gas, por lo tanto, es imperativo tomar en cuenta las acciones que toma para el consumo del agua durante las actividades de extracción de dicho recurso.

El uso de agua en el fracturamiento hidráulico es un tema controversial para su desarrollo, esto debido a que se considera que los volúmenes utilizados de agua potable son muy altos, pero en un estudio realizado en el estado de Texas, estado con mayor producción de shale gas, el consumo de agua es menor del 1% en proporción al gasto de todo el estado.

Los distintos factores que afectan la cantidad de agua utilizada en el FH no depende únicamente de la profundidad vertical de los pozos, también se debe considerar la formación geológica, el espesor, la longitud lateral del pozo y el número de etapas del fracturamiento.

Dicho lo anterior, en la siguiente tabla, se puede observar la cantidad de agua utilizada por estado y la cantidad de pozos que existe en cada uno de ellos. Se observa que el número de pozos no es directamente proporcional a la cantidad de agua utilizada, ya que las formaciones tienden a variar y esto afecta el consumo de agua. A su vez, el consumo de

agua se eleva durante la terminación de los pozos, y conforme se avanza en el desarrollo, el consumo de agua disminuye.

Estado	Mm ³	Número de Pozos
Arkansas	48.41	2,507
California	0.93	1,923
Colorado	63.83	7,978
Kansas	3.02	539
Louisiana	28.5	1,381
Montana	3.5	467
North Dakota	63.03	5,919
New Mexico	9.26	2,300
Ohio	21.3	838
Oklahoma	82.23	6,765
Pennsylvania	108.67	5,127
Texas	457.42	40,531
West Virginia	30.23	1,026
Wyoming	9.66	2,756
Total	929.99	80,057

**Fuente: Journal of Environmental Management, 2015.*

Conforme a lo anterior, se puede determinar que en México se pueden llevar a cabo los proyectos de extracción de shale gas apoyándose en la experiencia en el consumo de agua que se tiene en Estados Unidos, pero más específicamente en el estado de Texas, el cual comparte la formación de Eagle Ford con México.

A su vez, debe tomarse en cuenta, con base en la experiencia en Texas, que la disponibilidad del agua es importante y que se deben considerar las formas en las que ésta se va a obtener ya que en México donde se encuentran las formaciones de shale gas, las fuentes de agua disponibles son utilizadas para consumo humano por lo tanto debe considerarse la necesidad de pipas o infraestructura necesaria que proporcionen el agua necesaria para el desarrollo de estos campos.

Capítulo III

3. Panorama internacional de shale gas

Los recursos energéticos es un tema controversial, ya que el mal uso de ellos está haciendo que se acaben los de fácil extracción, llamados convencionales; por ello diferentes países se empezaron a innovar en tecnología y encontrando recursos no convencionales.

Los países al hacer estudios se dieron cuenta de grandes cantidades de recursos no convencionales en todo el mundo, pero que el gran impedimento sin duda la fuerte inversión que se hace para la extracción de estos recursos.

Estados Unidos fue el primero en ponerse en la mira de todo el mundo por su capacidad de enfrentar ese riesgo al invertir fuerte suma de dinero en la extracción de recursos no convencionales en este caso de shale gas y shale oil.

Es por esto que en este capítulo se hablará de los países que cuentan con grandes cantidades de recursos no convencionales, de igual manera se tratarán los recursos de México los cuales fueron considerados en la realización del Plan Quinquenal y serán objeto de licitación.

El saber de los recursos con los que cuenta México dará un panorama sobre las áreas de yacimientos no convencionales las cuales podrían ser desarrolladas.

3.1 Contexto Internacional

A nivel mundial, el shale gas fue reconocido por el gran impacto que tuvo en Estados Unidos, donde se pudo explotar mediante la aplicación exitosa de nuevas tecnologías que ayudaron al desarrollo de estos proyectos, teniendo como resultado el minimizar los precios del combustible y el aumento de reservas.

Un amplio informe publicado por la Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) en 2011 evaluó 48 cuencas de shale gas en 32 países. Con ello los países con mayores recursos empezaron a actuar de una manera favorable para explotar este tipo de yacimiento, motivados por los buenos resultados obtenidos en Estados Unidos.

La EIA realizó un estudio donde generó un top 10 de aquellos países con mayores recursos de shale gas que se clasifican como técnicamente recuperables.

Tabla 8. Top 10 de países con Recursos Técnicamente Recuperables de shale gas al 2013.

Rank	Países	Recursos Técnicamente Recuperables (TCF)
1	China	1,115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	EUA	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
	Total	7,299

*Fuente: EIA

En un estudio reciente, se estimó que el potencial de los recursos de gas natural mundial proveniente de shale gas es de 25.300 TCF. Sin embargo, los desafíos más importantes se encuentran en el camino del desarrollo, más allá de la falta de experiencia técnica, existen varios factores que impiden el desarrollo de los recursos de shale gas en Europa, Asia y América del Sur, entre ellos, las grandes cantidades de agua para las operaciones de perforación y estimulación.

3.2. Principales países con recursos, reservas y producción

Al conocer los recursos técnicamente recuperables con los que cuentan diversos países, estos se analizaron y a continuación, se da una breve descripción de sus recursos, reservas y quiénes ya se encuentran produciendo.

Se mencionan los países más destacados en cuestión de recursos de shale gas, tanto los que se encuentran en el top 10, como otros países importantes.

Estos países ayudan a conocer cómo es que se está llevando a cabo esto de la revolución de shale gas, como es que estos países están abriendo o cerrando las oportunidades a la extracción de estos recursos, y darnos una idea de en los países que ya se está produciendo como se esta puede ser la producción en México en caso de realizarse.

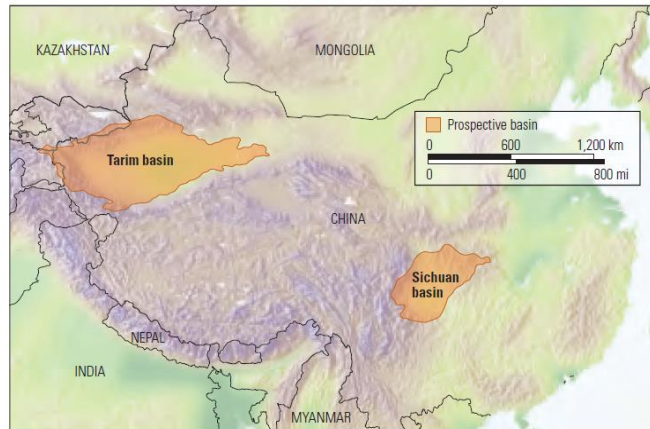


3.2.1. China

China es un país con un alto potencial para shale gas y shale oil. Cuenta con dos grandes cuencas sedimentarias las cuales tienen estratos desde 400 hasta 1600 m de espesor de lutitas ricas en materia orgánica con un excelente potencial para el desarrollo de shale gas. Estas dos cuencas son la Sichuan y la Tarim, las cuales contienen lutitas tanto de depósitos marinos como lacustres, además de buenas características en cuanto a espesor prospectivo, profundidad, COT, madurez termal y composición mineralógica.

De acuerdo a la EIA, China tiene un estimado de 1,115 TCF de recurso técnicamente recuperable, del cual, la cuenca Sichuan tiene 626 TCF y Tarim 216 TCF, lo demás proviene de cuencas más pequeñas.

Mapa III. Principales Cuencas de China



**Fuente: Oilfield Review*

La información de China acerca de las formaciones es muy limitada debido a la complejidad geológica estructural (fallas, altos esfuerzos tectónicos), acceso limitado a datos geológicos, altos costos de perforación y operaciones de fracturamiento, por estos motivos, la información de la calidad de los yacimientos es incierta, además de que las operaciones de perforación y terminación se encuentran en una etapa inicial.

A pesar de estas complicaciones, las pocas perforaciones que se han llevado a cabo demuestran el alto potencial que tiene China con sus recursos provenientes de shale.



3.2.2. Argentina

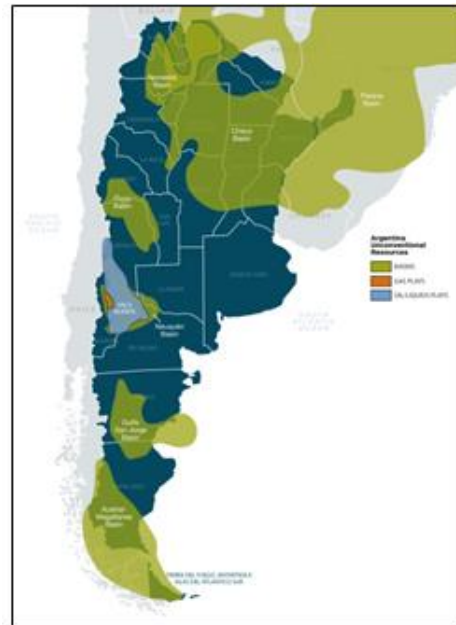
Argentina tiene un gran potencial en clase mundial de shale gas y shale oil. La mayor cantidad de sus recursos se encuentra al norte. Su principal cuenca Vaca Muerta es la cuenca con mayor recurso en formación de lutita, está situada en la provincia de Neuquén, con una extensión de 30,000 kilómetros cuadrados; aunque no hay que subestimar las otras formaciones, así como la cuenca de Paraná Chaco que se encuentran entre las fronteras de Brasil y Paraguay.

En su historia se tiene registrado que, para el 2010 ExxonMobil junto a YPF, la compañía estatal petrolera, anunciaron el descubrimiento de shale gas y con esto se dio comienzo a la exploración y extracción de más campos en este país.

Con todos los estudios realizados a nivel mundial de los recursos de shale gas se dio a conocer que Argentina ocupa el segundo lugar a nivel mundial en recursos del mismo y posee cerca de 30 veces más de estos recursos respecto a los convencionales.

Se tiene un estimado de 2,732 TCF de GIP, de los cuales 774 TCF se considera técnicamente recuperable.

Mapa IV. Principales Cuencas de Argentina



*Fuente: IHS PacWest

Actualmente en Argentina se está explotando en estos yacimientos no convencionales de gas, y se tiene una historia de producción desde el 2010.

Se tiene registrado que en el 2012 se produjeron 44 millones de metros cúbicos de gas, y tiene un plan estratégico 2013-2017 de aumentar la producción 40%.



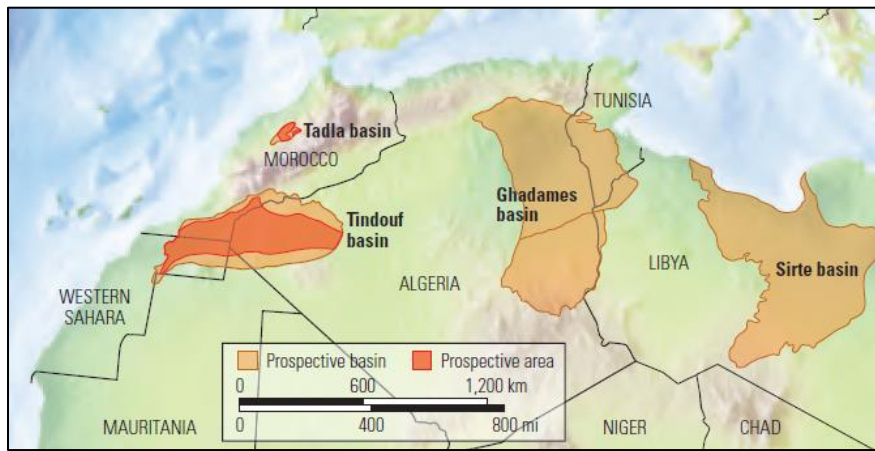
3.2.3. Argelia

Es el país líder productor de gas, tiene la tercera mayor reserva de shale gas en el mundo, de acuerdo a las estimaciones de la EIA.

Al norte de África se encuentran bastantes lutitas ricas en materia orgánica, desde el oeste del Sahara y Marruecos, cruzando Argelia, Túnez y Libia, pero la mayor parte de las compañías en estas áreas se concentran en el descubrimiento y desarrollo de yacimientos convencionales.

Las cuencas más importantes son Tindouf y Ghadame, al este y oeste de Argelia respectivamente, con reservas aproximadas de 707 TCF.

Mapa V. Principales Cuencas de Argelia



*Fuente: Oilfield Review

Varias compañías de energía han firmado acuerdos de exploración y Eni ha comenzado dicha actividad. Dependiendo del resultado de la exploración, Argelia podría duplicar su producción de gas en las siguientes dos décadas. Argelia ya cuenta con ductos que conectan con España e Italia.



3.2.4. Estados Unidos

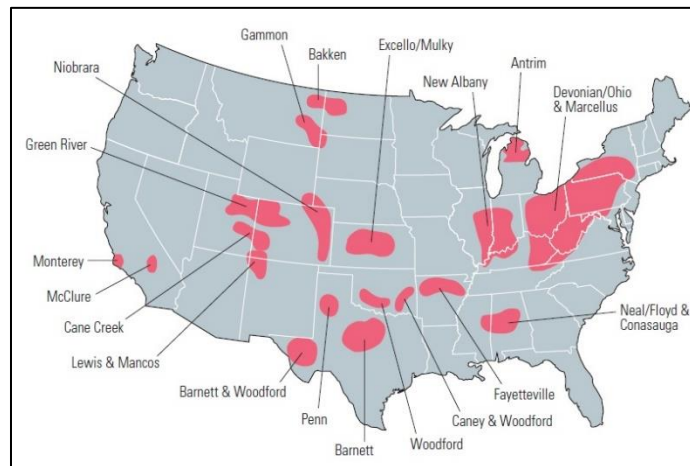
En la última década a este país le ha ayudado la combinación de perforación horizontal con fracturamiento hidráulico que han facilitado el acceso a grandes volúmenes de gas que eran poco rentables en formaciones de muy baja porosidad y permeabilidad, en decir de shale gas.

Uno de los campos más viejos en este país es Barnett Shale ubicado en el centro-norte en Texas, que ha producido gas natural durante más de una década por la compañía Mitchell Energy and Development Corporation. Esta compañía buscaba métodos alternativos para el fracturamiento y fue en el 2000 cuando desarrolló la técnica de fracturamiento hidráulico que produjo grandes volúmenes de shale gas.

A medida que Barnett Shale fue ganando éxito comercial, otras empresas empezaron a perforar pozos. Su manera de producir gas natural de manera rentable hizo que otras formaciones de shale gas como Marcellus, en Haynesville en el este de Texas y el norte de Luisiana, el Woodford en Oklahoma y el Eagle Ford en el sur de Texas, sumando más de 30 formaciones en todo Estados Unidos.

En 2007, los pozos de shale gas componían el 8% del total de gas natural producido en los Estados Unidos, con un 63% de la producción de shale gas procedente de Texas. Desde entonces, la distribución de la producción de shale gas por estado ha cambiado significativamente en los Estados Unidos, especialmente en Texas, Pennsylvania, Louisiana y Arkansas. Estos estados representan un 79% de producción de shale gas en 2013.

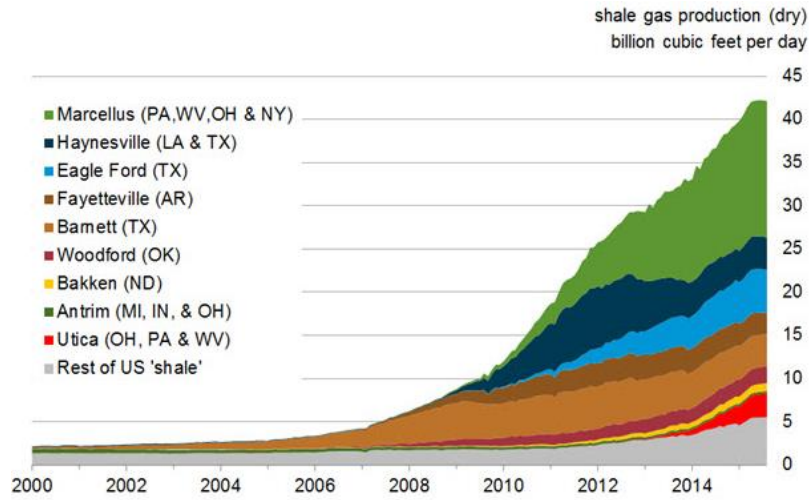
Mapa VI. Principales Cuencas de EUA



*Fuente: EIA

La mayor parte de su crecimiento de la producción de shale gas viene del Barnett, Eagle Ford, y Haynesville-Bossier.

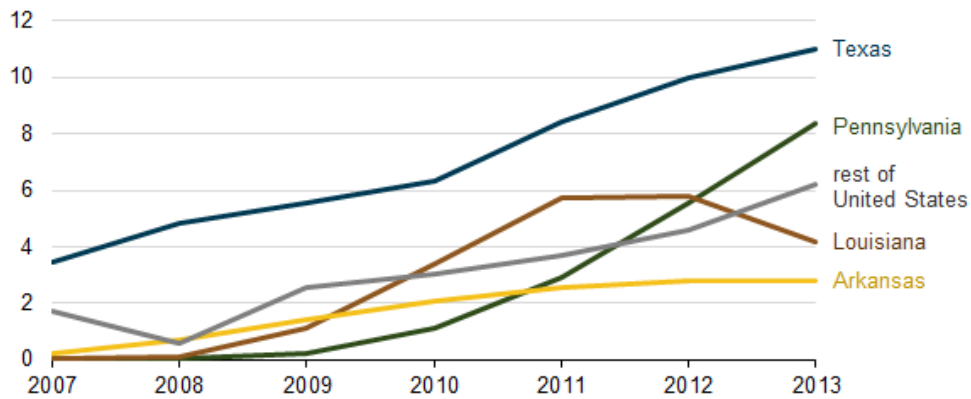
Gráfica 3. Producción en las Cuencas de Shale Gas en EUA



*Fuente: EIA

La producción de shale gas de Texas aumentó de 3 BCFD en 2007 a 11 BCFD 2013.

Gráfica 4. Producción por Estados (Billones de Pies Cúbicos [TCF])



*Fuente: EIA

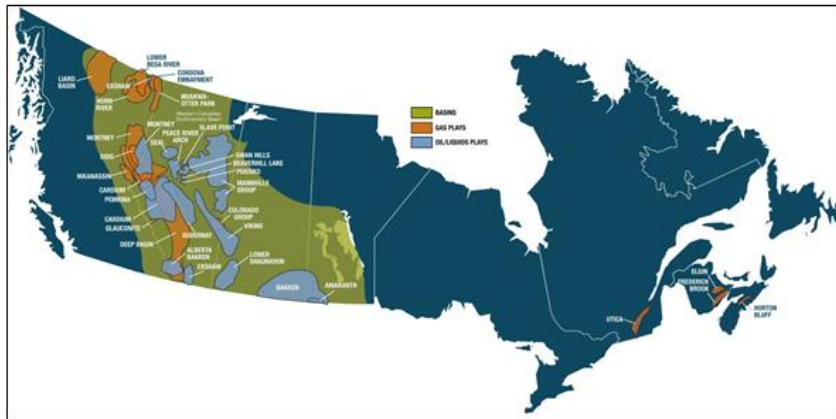


3.2.5. Canadá

Canadá tiene numerosas cuencas con alto potencial de shale gas. Las lutitas productoras en Canadá se concentran en Alberta y British Columbia en el Oeste de Canadá, y en el Este, se concentran en Quebec, Nova Scotia y New Bruswick. Se estima que Canadá tiene un potencial de 573 TCF.

En cuanto a la actividad en Canadá, se han llevado a cabo perforaciones de pozos exploratorios, así como la ampliación de sus ductos para transportar y comercializar el gas que ya producen de diferentes cuencas y como en muchos países, Canadá ha tenido problemas ambientales debido a las técnicas de extracción utilizadas.

Mapa VII. Principales Cuencas de Canadá



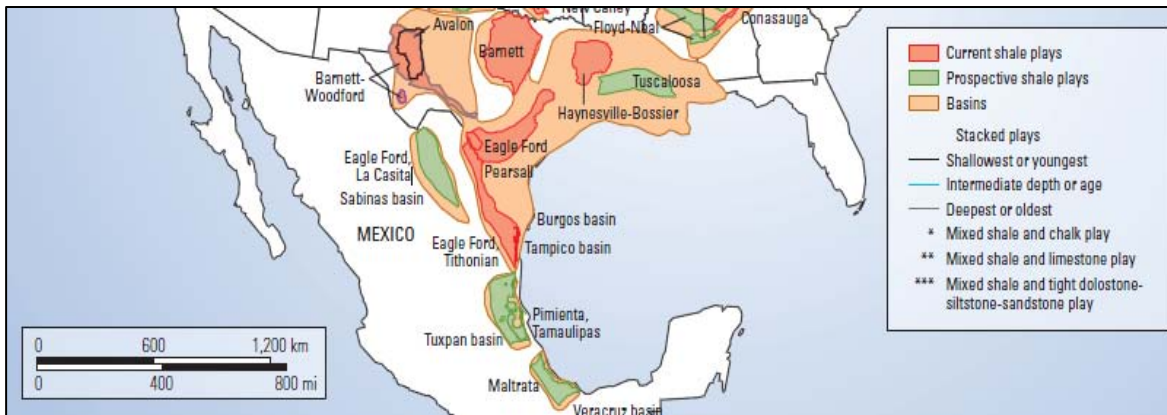
*Fuente: PacWest



3.2.6. México

El shale gas en México se debe a las grandes formaciones de lutitas que hay, además de ser, ricos en materia orgánica y térmicamente maduras su mayor concentración se encuentra en el noreste de México, a lo largo de la porción terrestre del país sobre la Cuenca del Golfo de México.

Mapa VIII. Principales Cuencas de México



**Fuente: Oilfield Review*

Estas formaciones son correlación a las formaciones de producción de gas en los Estados Unidos, incluyendo Eagle Ford, Haynesville, Bossier y lutitas Pearsall.

Sin embargo, en comparación con los cinturones de lutitas de Texas y Louisiana, la zona de lutitas costera de México es más estrecha, menos continua y estructuralmente mucho más complejo. La compresión regional y empuje de fallas han creado una serie de subdiscontinuidades.

Con base en la información de la EIA, se estima que cinco cuencas terrestres en México evaluadas en este estudio contienen aproximadamente 2.366 TCF de shale gas geológicamente. Se estima que 681 TCF de reservas técnicamente recuperable. Contiene una complejidad estructural (fallas y plegado), una profundidad excesiva (> 5000 m).

A pesar de que las formaciones similares en Estados Unidos ya están produciendo de una manera rentable, en México aún no se explota de manera rentable este gran potencial en estos recursos no convencionales.

Las cinco cuencas de interés para el desarrollo de shale gas son:

-
- Burgos (incluye el Eagle Ford en lutitas del Titoniano): Aquí se perforó su primer pozo exploratorio de shale gas, en manos de Pemex Exploración y Producción donde se informó que la prueba de gas fue exitosa. La producción comenzó en mayo de 2011 con una tasa de aproximadamente 3.0 BCFD.
Se tiene un estimado de recursos técnicamente recuperables de 393 TCF.
 - Sabinas (que incluye el Eagle Ford, La Casita): Tiene una concentración de recursos técnicamente recuperable de 124 TCF.
 - Tampico (Pimienta Shale): Estima con recurso técnicamente recuperable de 23 TCF.
 - Tuxpan (Pimienta y Tamaulipas): se estima recursos técnicamente recuperables 2 TCF.
 - Veracruz (Maltrata Shale): Se estima recursos técnicamente recuperables de 3 TCF.

Debido a que los recursos y reservas de México son tema de estudio en este trabajo, más adelante se enfocará en las provincias geológicas de éste.

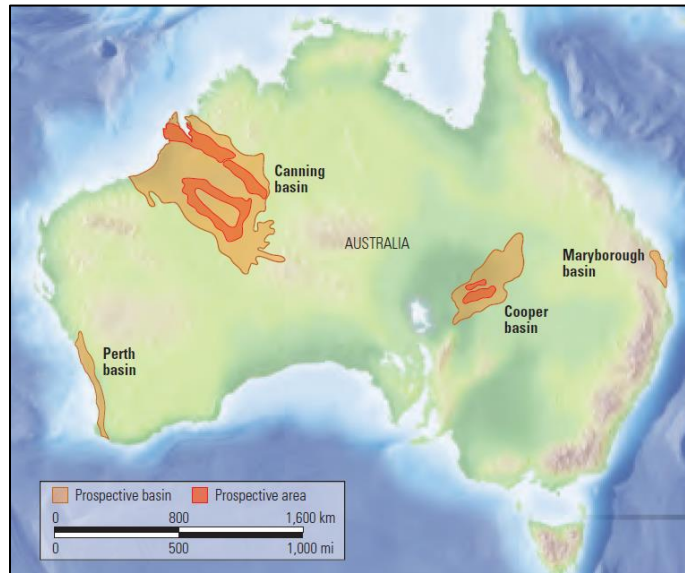


3.2.7. Australia

Australia cuenta con el potencial de ser de uno de los países con producción comercialmente viable de shale gas y shale oil. Las operadoras en Australia tienen una larga historia desarrollando yacimientos no convencionales, los cuales incluyen tight gas y coal bed methane (CBM). La experiencia con el CBM se podría considerar como un activo en el desarrollo de yacimientos de shale gas debido a que el equipo y las tecnologías utilizadas son similares. Sin embargo, las cuatro principales cuencas con shale gas no están en las mismas regiones de los campos de CBM.

Las principales cuencas que se consideran para desarrollarse son Canning, Cooper (también convencional), Perth y Maryborough. Estas cuencas tienen un estimado de 1381 TCF de volumen de gas original, de los cuales 396 TCF son técnicamente recuperables.

Mapa IX. Principales Cuencas de Australia



*Fuente: Oilfield Review

Al igual que en Estados Unidos, pequeñas compañías han compilado información geológica y se han encargado de explorar las cuencas con alto potencial de shale; esto lo han aprovechado las grandes compañías al invertir y aliarse con las compañías locales. Aun así, se espera que el desarrollo de las cuencas de shale se lleve a cabo de manera no tan acelerada.



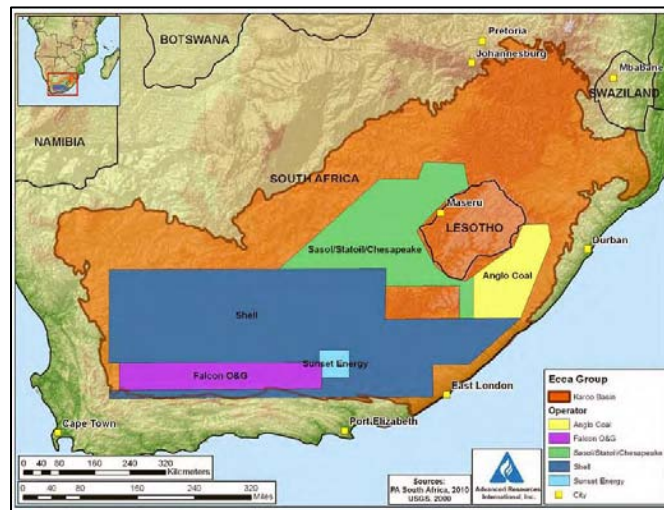
3.2.8. Sudáfrica

Sudáfrica también es otro país que tiene muchos recursos en yacimientos no convencionales, y aunque su fuerte es en formaciones de Coalbed Methane, en formaciones de shale gas no se queda atrás y entra en el top de los 10 países con mayores recursos.

En país cuenta con una gran cuenca sedimentaria de shale gas rica en materia orgánica, la Cuenca Karoo se encuentra el centro y el sur de África del Sur

La cuenca del Karoo cuenta con una extensión aproximada de 236,400 km², es tan grande que se extiende a través de casi dos tercios del país, la parte sur de la cuenca se considera potencialmente favorable para el shale gas. Sin embargo, la cuenca contiene áreas significativas de roca ígneas que afectan la calidad de los recursos, así como diversos problemas para la exploración de las zonas.

Mapa X. Principales Cuencas de Sudáfrica



*Fuente: ARI

Se sabe que hasta la fecha, las aplicaciones de exploración se han recibido de las empresas Shell International, Falcon Petróleo y Gas en asociación con Chevron y Bundu Gas.

Los volúmenes significativos de gas, se estiman en 1,834 TCF de volumen de gas original, de los cuales 485 TCF son técnicamente recuperables.



3.2.9. Rusia

Rusia es el país europeo con mayores reservas de shale gas con 285 TCF, pero éste y algunos países del Este Medio cuentan con abundantes reservas de recursos convencionales, es decir que cuentan con fácil acceso a éstos, por lo tanto, los yacimientos no convencionales como de shale gas no son prioridad de desarrollo.

Las principales cuencas son West Siberian, la cual tiene recursos convencionales y Timan Pechora con recursos no convencionales.

Mapa XI. Principales Cuencas de Rusia



*Fuente: PacWest



3.2.10. Brasil

Brasil se ha dado a conocer por su reciente crecimiento durante los últimos años e la industria petrolera.

En yacimientos no convencionales, Brasil tiene un gran potencial, sin embargo; se encuentra varias cuencas en formaciones en shale gas que carecen de sistemas de roca generadora, es térmicamente inmadura, y/o la falta de datos públicos suficientes para la evaluación. Su mayor potencial en shale gas se encuentra dentro de la cuenca del Paraná-Chaco, con un estimado de 906 TCF de recursos de gas in situ y 226 TCF técnicamente recuperables.

Mapa XII. Principales Cuencas de Brasil



*Fuente: ARI

En su totalidad para Brasil se tiene un estimado de 906 TCF, de los cuales 226 TCF se consideran técnicamente recuperables.

Brasil produjo un promedio 446 BCFD de gas natural en 2008, en su mayoría de la Cuenca de Campos en alta mar. Petrobras es el productor dominante, que controla cerca del 90% (12,9 TCF) de reservas probadas y sistema operativo gasoducto de 6437.4 Km del país, que se concentra en el sureste y noreste. El país consume 835 BCFD en 2008, importando el saldo principalmente de Bolivia. El sector industrial representó el 80% del consumo de gas natural de Brasil, a pesar de generación eléctrica a gas está creciendo rápidamente.

También es importante mencionar aquellos países que a pesar de no contar con recursos técnicamente recuperables si cuentan con altas reservas de gas natural en yacimientos de shale.



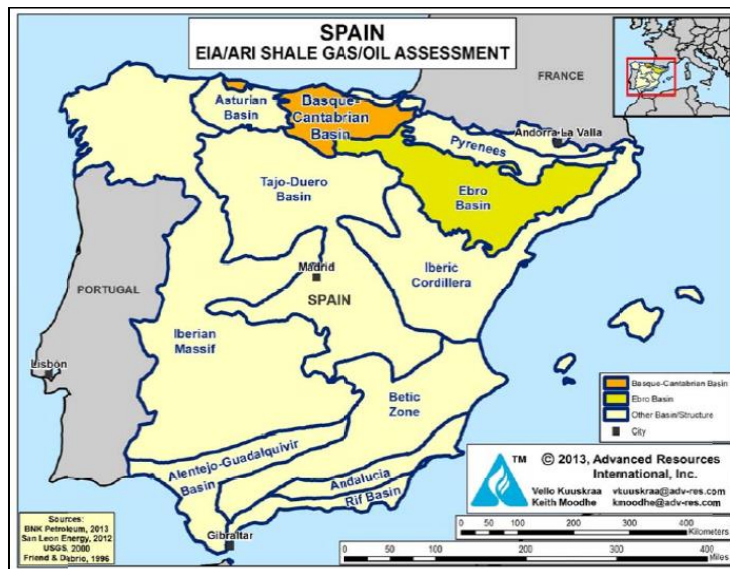
3.2.11. España

Al igual que otros países europeos, España posee un mínimo potencial de recursos de shale gas, aun así, ha tenido actividad. Se ha trabajado en Campo de Gibraltar y Pyrenean Foothills.

Al norte se encuentra el área de Burgos que es una de las áreas con mayor potencial de la Península Ibérica. Se calcula que allí se encuentra la quinta parte del gas natural de shale del país. Forma parte de la cuenca vasco-cantábrica, la formación geológica más rica en gas de toda España. En ella se localizan más de 1000 millones de m³ que equivalen al consumo de todo el país durante casi 30 años. Se han perforado 202 pozos exploratorios en las últimas décadas.

El gobierno español apoya el desarrollo de shale gas. Se han otorgado cerca de 70 permisos de exploración (para distintos tipos de hidrocarburos) y cerca de 75 están esperando su autorización, esto de acuerdo con la Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos (ACIEP). La mayor parte de las reservas de shale se encuentran en la cuenca Vasco-Cantábrica en el norte de España. En 2013, la región Cantábrica prohibió el fracturamiento hidráulico, pero la corte constitucional española declaró dicha prohibición inconstitucional en junio del 2014. De acuerdo a estudios de impactos potenciales económicos de shale gas en España, el país se podría volver independiente de las importaciones de gas para 2030 y exportar gas para 2050.

Mapa XIII. Principales Cuencas de España



*Fuente:ARI



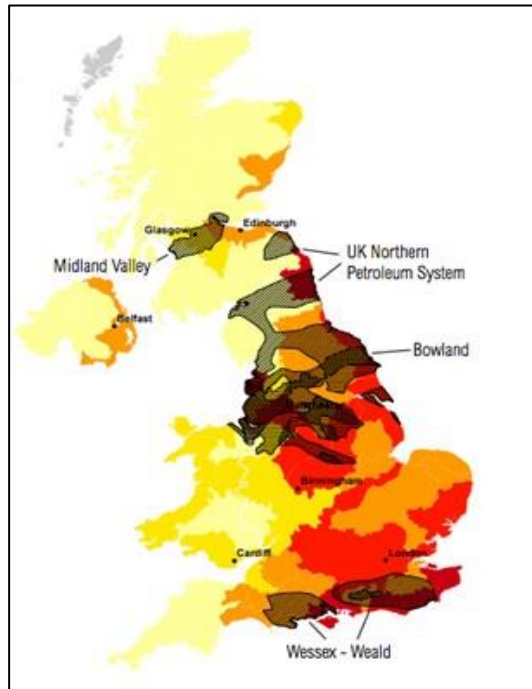
3.2.12.Reino Unido

Reino Unido tiene dos de los mayores sistemas petroleros. Ambos sistemas contienen varias cuencas con historias de depositación y de tectónica similares. Hasta mayo del 2011 las actividades de exploración en shale estaban prohibidas y últimamente se ha presentado un incremento en la exploración en ambos sistemas.

En el sistema que se encuentra al norte, la exploración petrolera se ha llevado a cabo por más de 100 años, y la formación Bowland en la cuenca Cheshire tiene el mayor potencial de desarrollo. Se requiere de información adicional para evaluar el recurso, especialmente en regiones más hacia el oeste. Estimaciones recientes del gas in situ son de 95 TCF, de los cuales 19 TCF son técnicamente recuperables. Recientemente Cuadrilla Resources LTD anunció el descubrimiento de 200 TCF de shale gas en la formación Bowland, cantidad que excede las estimaciones publicadas para esta región.

Mapa XIV. Principales Cuencas de Reino Unido

El sistema petrolero ubicado al sur ha sido explorado desde los años 20's, aunque el descubrimiento del campo Wytch Farm fue en 1973, ha habido pocos hallazgos notables, debido a que la lutita generadora tiene potencial de gas limitada. A pesar de que tiene una profundidad de 4114m carece de madurez térmica. El potencial del recurso recuperable es sólo de 1 TCF. La Celtique Energie Petroleum Ltd. tiene permisos en la cuenca Weald. Esta lutita muestra características de contener cantidades comerciales de gas húmedo, condensados y aceite.



El actual gobierno está a favor del desarrollo del shale gas y ha adoptado las regulaciones necesarias. Ya se han otorgado permisos para la exploración de shale gas. De acuerdo a la industria, tomará cinco años y la perforación de 20 a 40 pozos de fracking para poder saber si Reino Unido tiene una industria de shale gas viable.

3.2.13. Polonia

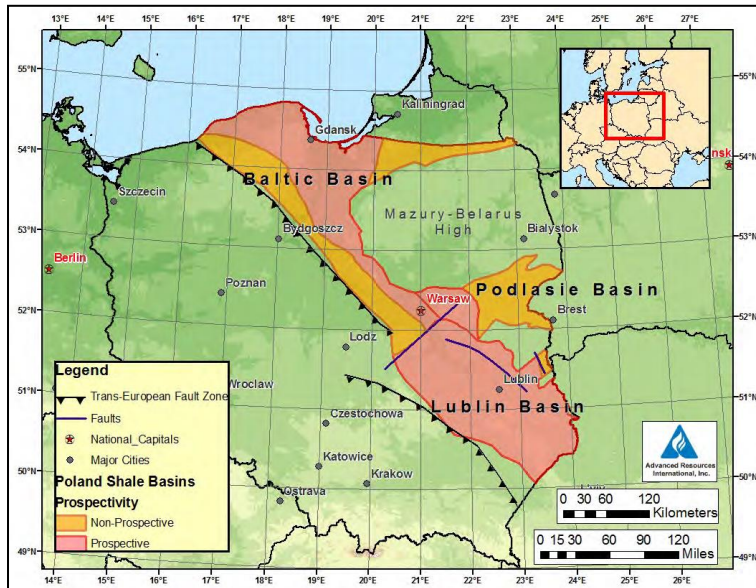
Europa tiene muchas cuencas con perspectivas de shale gas, y Polonia es uno de los países más activos para la exploración de shale gas.

Polonia cuenta con tres cuencas con los mayores recursos que son: Baltic en el norte, Lublin en el sur y Podlasie en el este; y se cuenta con un Gas estimado de las tres cuencas es de 792 TCF de los cuales 187 TCF se considera técnicamente recuperable.

Aunque la cuenca Podlasie tiene algunas de las mejores propiedades del yacimiento, la cuenca del Báltico es, con mucho, el más grande en extensión superficial y PIB total.

Un número significativo de compañías de exploración están activos en Polonia, y el primer pozo de exploración de shale gas fue perforado en la cuenca del Báltico en 2010.

Mapa XV. Principales Cuencas de Polonia



*Fuente:ARI

Polonia consume 13,7 millones de metros cúbicos de gas natural en 2009, 30% de los cuales se producen en el país, con el 70% restante importados del extranjero a través de tuberías. Aunque no toda la producción es de shale gas, también son por la extracción en otras formaciones.

A continuación, en la siguiente tabla se resumen las principales características de cada país.

Tabla 9. Características de Países

Países	Principales Formaciones	Recursos Técnicamente Recuperables (TCF)
China	Sichuan y Tarim	1115
Argentina	Vaca Muerta	802
Argelia	Tindouf y Ghadame	707
Estados Unidos	Barnett, Eagle Ford y Marcellus	665
Canadá	Horn River, Cordova y Laird	573
México	Burgos, Sabinas, Tampico, Tuxpan y Burgos	545
Australia	Canning, Cooper, Perth y Maryborough	437
Sudáfrica	Karoo	390
Rusia	Timán Pechora	285
Brasil	Paraná-Chaco	245
España	Vasco-Cantábrica	8
Reino Unido	Bowland, Wytch Farm	19
Polonia	Baltic, Lublin y Podlasie	187

**Fuente: Elaboración Propia*

3.3. Recursos de Hidrocarburos en México

México cuenta con grandes provincias petroleras, de las cuales se profundizará en yacimientos no convencionales.

3.3.1. Provincias geológicas y petroleras

Como se mencionó en un principio, se hablará de las provincias que cuentan con recursos no convencionales, pero antes se mencionarán los recursos de manera general.

En México se ha determinado la existencia de 24 provincias geológicas que cuentan con sistemas petroleros. Cabe destacar que, de esas 24 provincias geológicas, se definen 12 como provincias petroleras activas.

Mapa XVI. Provincias Petroleras en México



*Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015

De estas provincias, cinco se clasifican como yacimientos no convencionales. A continuación, se describen dichos yacimientos:

Tabla 10. Descripción de Provincias Petroleras en Recursos no Convencionales

Provincias Petroleras	Formación de Roca Generadora	Formación de Roca Almacén	Producción
	Jurásico Superior Tithoniano	Jurásico Superior y Cretácico Inferior	Gas seco
	Jurásico Superior Tithoniano y lutitas del Paleógeno	Areniscas Interestratificadas del Paleógeno	Gas no asociado
	Lutitas carbonosas del Jurásico Inferior- Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano	Calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arrecifales y de talud arrecifal del Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior y las areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno.	Aceite
	Calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno Superior.	Siliciclastos del Eoceno y Mioceno así como calizas del Cretácico Medio-Superior.	Gas y aceite
	Paleozoico, Jurásico Superior Tithoniano, Aptiano y Turoniano.	Calizas y dolomías del Paleozoico y areniscas y calizas del Jurásico y Cretácico.	No hay detección de hidrocarburos
	Lutitas del Mioceno	Areniscas del Mioceno y Plioceno.	Gas seco

Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015

3.3.2. Reservas de hidrocarburos

Una reserva se define como el volumen de hidrocarburos calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas a partir de métodos geológicos y de ingeniería; se estima que ésta será producida técnica y económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de extracción aplicables a la fecha de evaluación.

En México, de acuerdo a datos de la SENER al 1 de enero de 2015, las reservas totales son de 37,405 MMbpce, probadas (1P) de 13,018 MMbpce, probables (2P) por 9,966 MMbpce

y posibles (3P) de 14,421 MMBpce. Es decir, más de la mitad de las reservas (61%) se clasifican como reservas 2P.

En la siguiente tabla se muestran las reservas de las provincias petroleras de no convencionales.

Tabla 11. Reservas de Hidrocarburos Totales (Probadas, Probables y Posibles) de Provincias Petroleras no Convencionales Hasta el 1o de Enero de 2015

Provincias Petroleras	Reservas (MMbpce)		
	1P	2P	3P
Sabinas-Burro-Picacho	10.8	18.1	32.8
Burgos	308.2	205	284.1
Tampico-Misantla	1,035.5	5,109.3	6,650.8
Veracruz	165.7	40.5	43.2
<i>Total</i>	1,520.2	5,372.9	7,010.9

*Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015

3.3.3. Recursos prospectivos

Los recursos prospectivos se definen como el volumen de hidrocarburos que es estimado en una fecha determinada, para ser potencialmente recuperable de acumulaciones no descubiertas, aplicando proyectos de desarrollo futuros.

La siguiente tabla muestra los recursos prospectivos tanto de recursos convencionales como no convencionales de aquellas provincias petroleras con reservas significativas de no convencionales.

Tabla 12. Recursos Prospectivos

Provincias Petroleras	Recursos Prospectivos	
	Convencionales	No Convencionales
Sabinas-Burro-Picacho	395	13,950
Burgos	3,204	10,770
Tampico-Misantla	2,347	34,922
Veracruz	1,432	563
<i>Total</i>	7,378	60,205

*Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015

3.3.4. Áreas a licitar para recursos no convencionales

A continuación, se describirán las áreas que pertenecen a yacimientos no convencionales que se tienen contempladas a licitar en Rondas posteriores, pero en un principio fueron consideradas para la primera Ronda propuestas en el Plan Quinquenal.

Para el caso de los recursos no convencionales, se consideraba la licitación de una superficie de 34,830.1 km², en el cual se estima un recurso prospectivo total de 25,276 MMbpce.

Tabla 13. Áreas a Licitar Previstas por SENER para la Exploración de Recursos No Convencionales

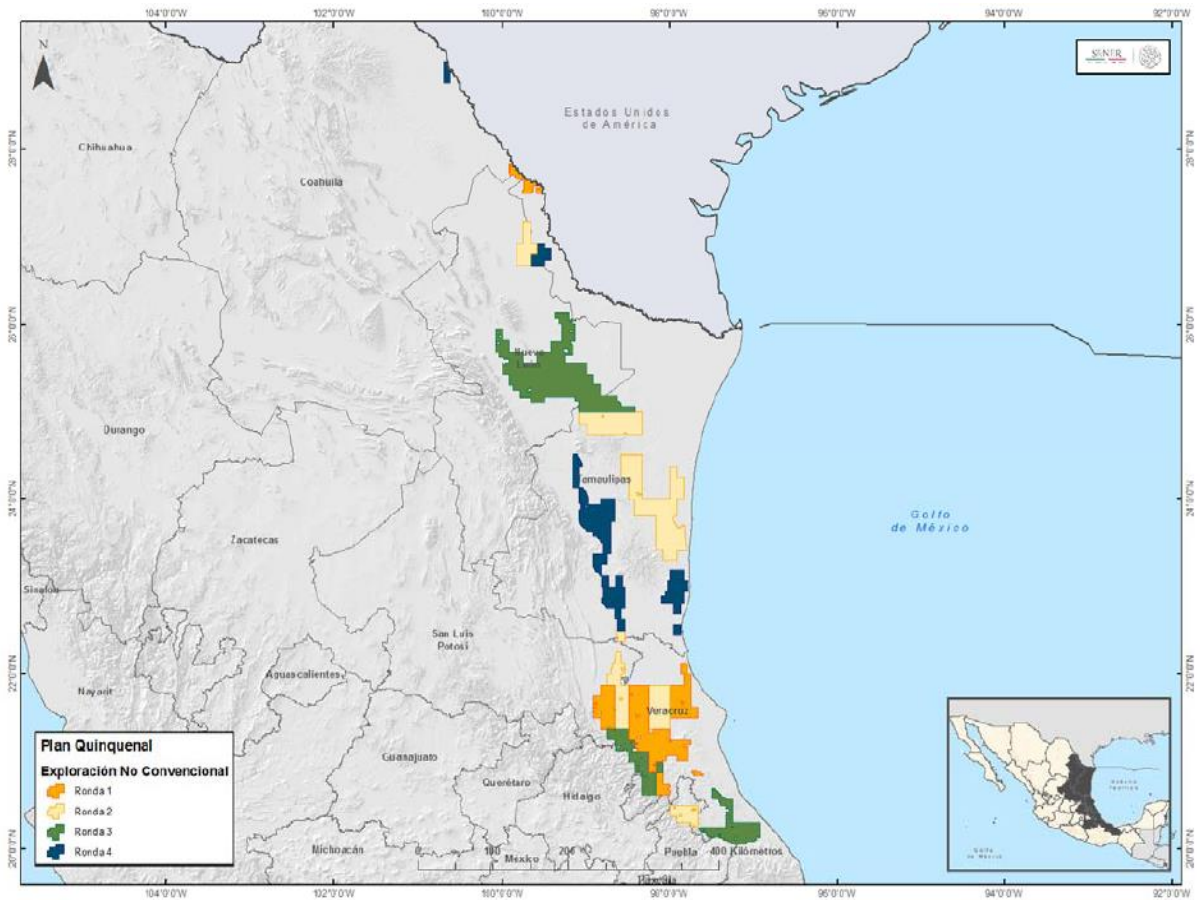
Categoría	Áreas de Licitación	Recursos prospectivos total (MMbpce)	Superficie km ²
Burgos	5	6,623.1	14,833.7
Burro-Picachos	2	500.5	1,023.9
Tampico-Misantla	17	18,152.4	18,972.5
Total	24	25,276	34,830.1

*Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015

3.3.5. Áreas a licitar para la exploración de recursos no convencionales

Se consideraban 291 áreas para exploración de recursos no convencionales. Se definieron las áreas a partir de: criterios geoquímicos (COT, reflectancia de vitrinita y la tasa de transformación del kerógeno), columnas estratigráficas, modelos predictivos sobre el tipo de hidrocarburo.

Mapa XVII. Áreas para la Exploración de Recursos No Convencionales en Zonas Terrestres



*Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015

3.3.5.1. Plataforma Burro-Picachos

En esta provincia se consideran 2 áreas a licitar distribuidas en Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

Tabla 14. Áreas a Licitarse en Exploración No Convencional, Burro-Picachos

	Número de Áreas	Volumen Prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
	1	460.3	811.9
	1	40.2	212
Total	2	500.5	1023.9

*Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015

3.3.5.2. Provincia Burgos

Se estiman 5 áreas a licitar distribuidas en Nuevo León y Tamaulipas.

Tabla 15. Áreas a Licitarse en Exploración no Convencional, Burgos

	Número de Áreas	Volumen Prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
	1	136.8	427.5
	2	3,069.9	6,332.5
	1	3,161.8	7,603.1
	1	254.6	470.7
Total	5	6,623.1	14,833.8

*Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015, modificado

3.3.5.3. Provincia de Tampico- Misantla

Se cuenta con 17 áreas a licitar ubicadas en San Luis Potosí, Tamaulipas, Puebla, Hidalgo y Veracruz.

Tabla 16. Áreas a Licitarse en Exploración no Convencional, Tampico-Misantla

	Número de Áreas	Volumen Prospectivo (MMbpce)	Superficie (km ²)
	5	7,217.5	6,576.5
	4	4,074.2	3,726.7
	3	3,660.3	3,643.0
	5	3,200.5	5,026.3
Total	17	18,152.5	18,972.5

**Fuente: SENER, Plan Quinquenal 2015, modificado.*

Cabe mencionar que las condiciones de precio de hidrocarburo han generado un ajuste en el plan de quinquenal de licitaciones para la parte de shale gas, ya que dichas condiciones no favorecerán el desarrollo de estos recursos. Eventualmente, las áreas de estos recursos se pondrán en licitación y una vez firmados los contratos de estas áreas será necesaria una guía como la propuesta de este trabajo para la presentación del plan de desarrollo para la extracción de dichos recursos.

Capítulo IV

4. Análisis de Guías para la Presentación de Planes de Desarrollo en Otros Países

Una vez definidos todos los conceptos de shale gas, los recursos con los que cuenta tanto México como otros países, es momento de entrar a la parte fundamental de este trabajo que son los planes de desarrollo.

En este capítulo se hace una comparativa de las guías y se determina si están bien estructuradas o no.

Como objetivo de este capítulo es dar a conocer los diferentes planes de distintos países y de esta manera encontrar cuáles son las mejores prácticas de cada uno y, para en el caso de México, si son suficientes o no, es decir, llevar a cabo una comparación y justificar el contenido de las guías.

Las guías a utilizar en este capítulo son de extracción para yacimientos convencionales y no convencionales. Los países a analizar son México (2015), Colombia (2014), Noruega (2005), Reino Unido (2010) y el estado de Texas Estados Unidos (2016)

4.1. Plan de Desarrollo

Para continuar con el tema de estudio, es necesario definir un plan de desarrollo.

De acuerdo al Energy Institute de Londres (2015) un plan de desarrollo son aquellas actividades y procesos necesarios para desarrollar un campo de aceite y gas: como económicas, riesgos e impactos ambientales, estudios geológicos, diseño de infraestructura y construcción, logística, entre otras. El plan de desarrollo debe ser aprobado por las autoridades pertinentes antes de comenzar la producción a largo plazo.

La definición que viene en los lineamientos del Diario Oficial de la Federación es “el plan de desarrollo es el documento indicativo aprobado por la Comisión, en el que el operador petrolero describe de manera secuencial, las actividades relacionadas al proceso de extracción.”

4.1.1. Objetivo de un plan de desarrollo

El objetivo de un plan de desarrollo es el documentar el proceso para llevar a cabo actividades de perforación y producción permitiendo maximizar la rentabilidad de un campo, su principal utilidad es facilitar a las autoridades la información técnica que habrán de utilizar para el desarrollo de éste.

4.2. Ciclo de Vida de un Proyecto

Una vez definido un plan de desarrollo, es necesario complementar con las definiciones de los conceptos básicos de proyecto y un proceso.

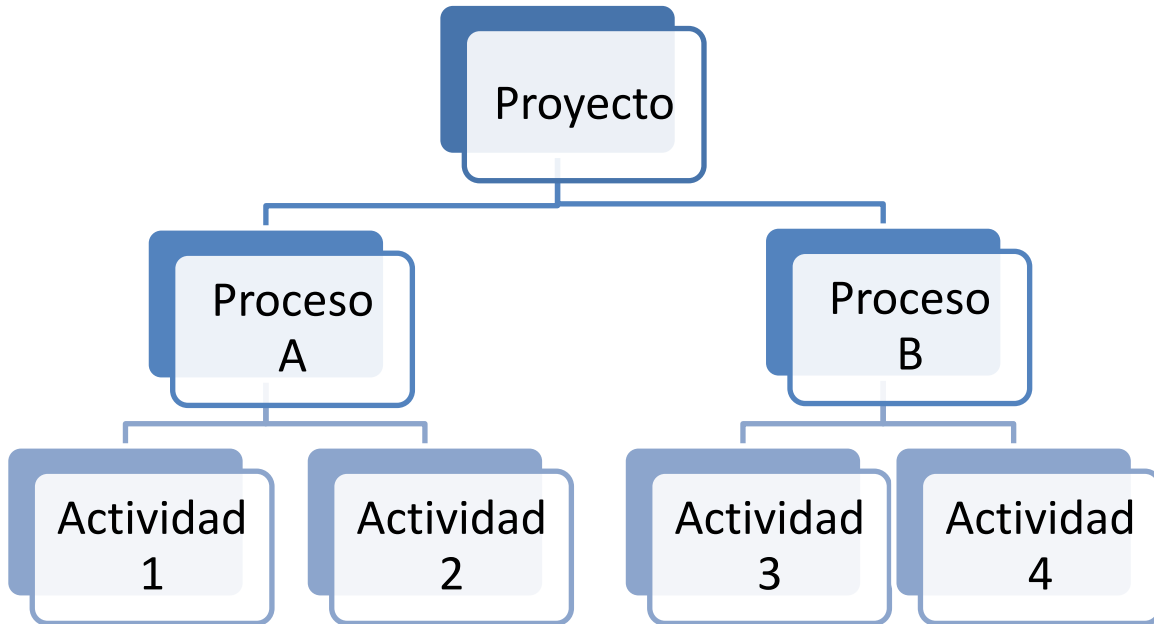
Primero, un proyecto es un esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o un resultado único.

Un proceso, es un conjunto de actividades mutuamente relacionadas o que interactúan, las cuales transforman elementos de entrada en resultados. Dichas actividades pueden ser repetitivas. Dentro del proceso, está el subproceso, que es una actividad compuesta usada cuando el detalle del proceso es partido en dos o más niveles, es decir, otro proceso.

Los proyectos y los procesos son un conjunto interrelacionado de actividades que van transformando insumos en productos o entregables (agregándoles valor). Los proyectos, en ese conjunto de actividades interrelacionadas y dependientes entre ellas, contienen actividades distintas, diferentes, únicas, que probablemente nunca se hayan realizado antes en la organización y que no se asemejan a lo que antes se ha hecho. Cabe mencionar que todo proyecto y proceso tiene un inicio y un fin.

A continuación, se muestra la relación entre dichos conceptos

Figura 21. Ciclo de Vida de un Proyecto



4.3. Ciclo de vida de un campo petrolero

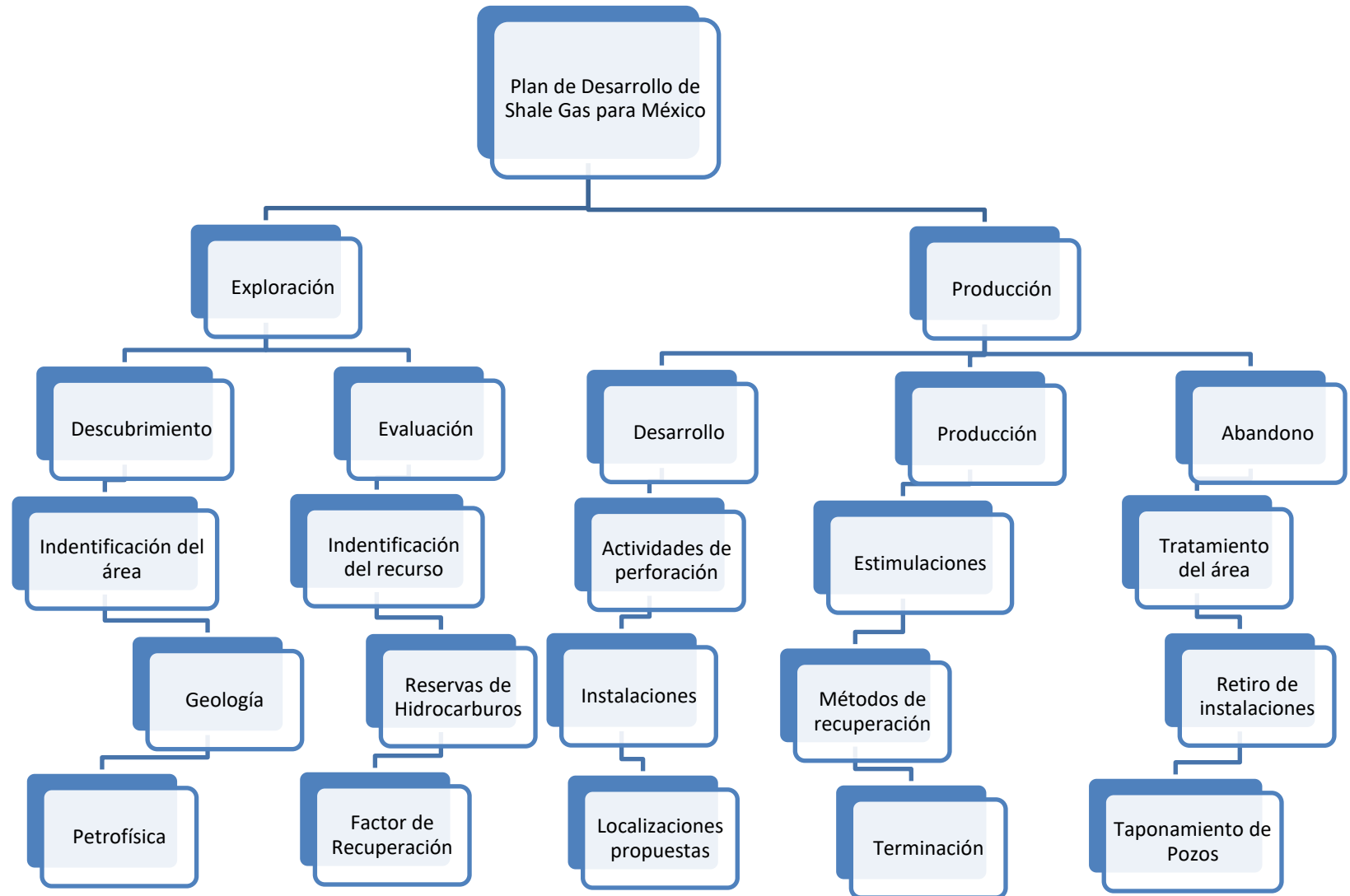
Ya presentados los principales elementos del ciclo de vida un proyecto en general, se puede entender el ciclo de vida de un proyecto de un campo petrolero.

En general, un campo petrolero va desde la exploración hasta la producción, los cuales de acuerdo a las definiciones anteriores serían los procesos, para llevar a cabo estas actividades, se requiere de cinco pasos principales:

1. Descubrimiento: Se refiere a dónde está el campo
2. Evaluación: La cantidad de reservas
3. Desarrollo: Tecnologías necesarias para la producción
4. Producción: Extraer el recurso con tasa de producción constante
5. Abandono: Restitución del área

A continuación, se muestra la relación de dichas actividades:

Figura 22. Ciclo de Vida de un Campo Petrolero



4.4. Guías para presentar planes de desarrollo

Cuando un país tiene la necesidad de extraer sus recursos, pero no cuenta con la tecnología, infraestructura o personal calificado para realizar dicha actividad, permite que particulares desarrollen sus recursos, pero para que el país le autorice realizar estas actividades, el externo debe haber cumplido con un proceso y a su vez entregar un plan de desarrollo con los requerimientos que son necesarios que cumplan de acuerdo a la normativa del país.

Para que los externos cumplan con los requerimientos del país, las autoridades pertinentes generan una guía, la cual les permite a los licenciatarios cubrir los requerimientos del país.

En esta sección, se describirán las guías presentadas por cuatro países, en el caso de algunas son para recursos convencionales o para no convencionales y al finalizar se llevará a cabo una comparación de ellas, resaltando sus mejores prácticas.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente sobre el ciclo de vida de un proyecto petrolero, se consideran los puntos principales de éste para la organización de la propuesta y a su vez, se mencionará a qué punto se refiere cada uno de los lineamientos de cada guía de los diferentes países.

4.4.1. Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo de extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones de México

En el caso de México, solo se tomaron en cuenta los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo de extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones de México.

Tiene por objetivo establecer los criterios para presentar la información del plan de desarrollo para la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Los contratistas pueden presentar más de una propuesta para un plan de desarrollo, tomando en cuenta los principales puntos de esta guía que son:

1. *Resumen Ejecutivo:* Es una recapitulación general de todos los elementos del área contractual y deben explicarse a detalle elementos como los datos generales del área contractual a manera de tabla; ubicación geográfica, características de la ubicación del área y de los pozos de ésta; objetivo del plan de desarrollo para la extracción, donde se expliquen los objetivos, volúmenes a recuperar por tipo de hidrocarburos, factor de recuperación, actividades físicas, entre otras.
Descripción general de los campos y yacimientos incluyendo las formaciones productoras; reservas de hidrocarburos por campo y yacimiento, ya sea de aceite y de gas natural, el tipo de reserva, factor de recuperación y producción acumulada.
Descripción la alternativa de desarrollo propuesta, esto en caso de que exista un descubrimiento comercial y esté más allá del área contractual, entonces el operador debe proponer un programa para el desarrollo de campo, incluyendo actividades físicas, pronóstico de producción, inversiones y gastos de operación, infraestructura, medición de hidrocarburos, aprovechamiento de gas, indicadores económicos, relación de tecnologías a utilizar, subcontrataciones, principales riesgos y permisos ambientales.
2. *Antecedentes del Área Asignada o Contratada:* Presentar la información base para el plan de desarrollo, como el inventario de información, estudios e infraestructura, es decir la descripción de los pozos, infraestructura, núcleos y recortes, fluidos, registros de pozos y evaluaciones petrofísicas, geología y geofísica, pruebas dinámicas en pozos, historia de producción, modelos estáticos y dinámicos y estudios integrales.

Incluir los antecedentes de exploración y desarrollo, es decir la información referente a las etapas de exploración, evaluación y desarrollo.

Incluir el marco geológico regional, que es la descripción de la cuenca, el marco tectónico regional, marco sedimentario y estratigráfico regional y sistema petrolero. Los aspectos petrofísicos como la composición y madurez térmica, porosidad y permeabilidad, contenido de lutitas y capacidad de adsorción, propiedades mecánicas y eléctricas, análisis de registros de pozos y evaluación petrofísica, así como otros estudios petrofísicos.

En aspectos geológicos y geofísicos incluir el modelo estructural, el modelo sedimentario y estratigráfico, el análisis de discontinuidades naturales, distribución espacial de propiedades.

Para los aspectos de ingeniería de yacimientos, incluir las propiedades de los fluidos (los estudios que se utilizaron), las propiedades del sistema roca-fluido, pruebas de estimulación y fracturamiento, recuperación secundaria y mejorada y el análisis y ajuste de perfiles de presión producción. Todo esto con su respectivo estudio y si es necesario el mapa o imagen que apoye lo que se está presentando.

3. *Descripción del Plan de Desarrollo para la Extracción:* Presentación de las alternativas analizadas y describir en forma de tabla las características de éstas. Ya presentadas las distintas alternativas, hacer la descripción técnica de la alternativa seleccionada para el plan de desarrollo, donde se incluyen las actividades de desarrollo y metas físicas (pozos, estudios, infraestructura, medición de hidrocarburos, aprovechamiento de gas, manejo y comercialización del gas, disposición de fluidos, mantenimiento, abandono, recuperaciones, subcontrataciones, inversiones y gastos de operación, mantenimiento y reparación, pronóstico de producción, factores de recuperación).
4. *Reservas de Hidrocarburos:* Presentar las reservas cuantificadas o certificadas por categoría 1P, 2P ó 3P. Para el volumen original de hidrocarburos y los recursos técnicamente recuperables, se debe presentar la metodología de estimación. En forma de tabla presentar los resultados de la estimación del volumen original/recursos técnicamente recuperables asociado al área contractual, por campo y por yacimiento, así como el volumen acumulado, volumen remanente, y para el volumen original, las reservas certificadas y actuales, ambas por categorías. En el caso de las reservas de hidrocarburos, presentar la cuantificación de las reservas al límite contractual y al límite económico para las categorías (1P, 2P y 3P) para aceite, gas, condensado y petróleo crudo equivalente (PCE), a nivel de contrato,

yacimiento, pozo o grupo de pozos, y presentar dicha información en forma de tabla, incluyendo último año de certificación y también presentar la metodología.

Para pronóstico de producción presentar y explicar el pronóstico de producción asociado a cada categoría de reservas 1P, 2P y 3P para los productos de aceite, gas y condensado y presentarlos de manera anualizada por contrato, por campo y por yacimiento, incluir de manera gráfica los pronósticos de producción especificando el horizonte.

Presentar los factores de recuperación asociados a las categorías de las reservas y de forma consistente con el volumen original y con los pronósticos de producción, y en forma de tabla presentar dicha información por contrato, campo y yacimiento.

5. *Evaluación económica:* En estructura de precios, tanto para el aceite y el gas se deben presentar un escenario bajo, medio y alto de precios de hidrocarburos y desarrollar la metodología empleada para calcular los escenarios de precios de hidrocarburos considerados en el análisis económico.

Los escenarios para el aceite y gas se deben presentar en forma de tabla anualizada; para aceite, gas y condensados, incluir el crudo marcador, ajuste por calidad de hidrocarburo, ajuste por transporte y en caso de aplicar, incluir la estimación para cada tipo de aceite.

Para el gas, si éste tiene contaminantes, explicar la metodología para aplicar la penalización de su precio. Incluir las estimaciones para el tipo de cambio y los supuestos para la inflación con su debida explicación.

Para estimación de costos de pozos e infraestructura principal, para el caso de la infraestructura, presentar una tabla con el costo, la actividad, comparación en el mercado. En costos operativos, debe ser una tabla anualizada.

Para el caso de la evaluación económica del plan de desarrollo, presentar un escenario alto, medio y bajo en forma de tabla anualizada de producción, costos, inversiones e ingresos, estimación de flujos de la depreciación, evaluación del régimen fiscal, utilidades y flujos esperados del proyecto. A su vez, presentar y explicar los indicadores económicos y los resultados presentarlos en una tabla.

6. *Aspectos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental:* El operador presentará los peligros y riesgos de la seguridad industrial asociados a las actividades que pueden implicar riesgos operativos y puedan afectar las metas del Plan de Desarrollo y de igual manera, contar con planes de contingencia en caso de siniestro.

Identificar posibles incidentes que ocasionen algún impacto ambiental y presentar la mejor estrategia para cumplir con la responsabilidad ambiental. Presentar un plan de prevención de accidentes e incidentes y de capacitación continua.

En cuanto a las instalaciones, incluir la manera en que operan las instalaciones y en caso de incidente, explicar la manera de reestablecerlos a la normalidad.

7. *Administración de Riesgos*: La Administración de Riesgos debe derivar del Sistema de Administración y contener una descripción de las medidas y acciones de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como mejora del desempeño de una o varias instalaciones, incluyendo planes de emergencia y contingencia a ser ejecutados conforme a las mejores prácticas de la industria.
8. *Contenido Nacional*: Incluir el programa de cumplimiento de las metas de contenido nacional, con supuestos y posibles riesgos, además se debe detallar de manera anual la evolución del contenido nacional desde que inicia el Plan de Desarrollo hasta que finaliza el contrato describiendo las adquisiciones.

4.4.1.1. Análisis de guía

En el caso de la guía de México, será la que se tomará como base para la realización de la propuesta.

Al analizarla, se observa que es muy extensa, a pesar de que la información que se solicita es la necesaria para desarrollar un campo de shale gas, existen un par de aspectos que son necesarios considerar para saber que el desarrollo será exitoso o no y no son solicitados, o no se les da la importancia que tienen.

Algo más es que hay puntos en que el orden de la información puede ser un tanto confusa, esto debido a que se solicita varias veces. A su vez, las actividades se requieren por separado. De igual manera, generan confusión aquellos puntos en los que se solicita la información existente y más adelante se solicita para un plan posterior, es decir se combina la información solicitada.

Por lo tanto, en la propuesta se tomarán en cuenta estos detalles para que así la guía sea más clara.

En la siguiente tabla se muestra la relación de los puntos principales de la guía con los del ciclo de vida de un proyecto petrolero.

Dónde:

- A. Descubrimiento
- B. Evaluación

- C. Desarrollo
- D. Producción
- E. Abandono

Tabla 17. Análisis de Guía

Lineamientos de México	Ciclo de Vida de un Proyecto Petrolero
1. Resumen Ejecutivo	Todos
2. Antecedentes del Área Asignada o Contratada	A, B, C
3. Descripción del Plan de Desarrollo para la Extracción	Todos
4. Reservas de Hidrocarburos	B
5. Evaluación Económica	C
6. Aspectos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental	A, C, D, E
7. Administración de Riesgos	Todos
8. Contenido Nacional	No Aplica

**Fuente: Elaboración propia.*

4.4.2. Guía de plan de desarrollo de Colombia

Para el caso de Colombia, los lineamientos para un plan de desarrollo establecidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) son muy básicos, permitiéndole al contratista otorgar la información más detallada según su criterio. En cuanto al contenido del plan de desarrollo, como mínimo debe contener:

1. Mapa con las coordenadas de área de producción
2. Cálculo de reservas y de la producción acumulada de hidrocarburos, diferenciada por tipo de hidrocarburos
3. Esquema general proyectado para el desarrollo del campo comercial, que incluya una descripción del programa de perforación de pozos de desarrollo, de los métodos de extracción, de las facilidades respectivas y de los procesos a los cuales se someterán los fluidos extraídos antes del punto de entrega
4. Pronóstico de producción anual de hidrocarburos y sus sensibilidades, utilizando la tasa óptima de producción que permita lograr la máxima recuperación económica de las reservas

5. Identificación de los factores críticos para la ejecución del plan de desarrollo tales como aspectos ambientales, sociales, económicos, logísticos y las opciones para su manejo
6. Términos y condiciones conforme a los cuales desarrollará los programas en beneficio de las comunidades en las áreas de influencia del área de producción
7. Propuesta de punto de entrega para consideración de la ANH
8. Programa de abandono

Aun así, la ANH dentro de su Reglamento de Contratación para No Convencionales hace mención a dos condiciones importantes de los depósitos de lutitas:

- Este tipo de yacimientos impone la ejecución de múltiples perforaciones consecutivas y multidireccionales que deben cubrir toda el área por explotar a fin de evitar el decaimiento acelerado de la producción, así como la utilización de métodos de estimulación hidráulica.
- Son proyectos más intensivos y exigentes en términos de capital, tecnología y protección ambiental.

4.4.2.1. Análisis de guía

En el caso de Colombia, la guía es muy básica, característica que se puede considerar no muy conveniente ya que este tipo de yacimientos requiere de bastante información y se deben tener en cuenta todas aquellas actividades que se llevaron a cabo desde la etapa de exploración, tales como los diferentes estudios tanto petrofísicos, geoquímicos y/o geomecánicos.

A pesar de esto, hay elementos de esta guía que se pueden incluir en la propuesta.

En la siguiente tabla se muestra la relación de los puntos principales de la guía con los del ciclo de vida de un proyecto petrolero.

Dónde:

- A. Descubrimiento
- B. Evaluación
- C. Desarrollo
- D. Producción
- E. Abandono

Tabla 18. Análisis de Guía

Lineamientos de Colombia	Ciclo de Vida de un Proyecto Petrolero
1. Mapa con las coordenadas de área de producción.	A
2. Cálculo de reservas y de la producción acumulada de hidrocarburos, diferenciada por tipo de hidrocarburos.	B
3. Esquema general proyectado para el desarrollo del campo comercial, que incluya una descripción del programa de perforación de pozos de desarrollo, de los métodos de extracción, de las facilidades respectivas y de los procesos a los cuales se someterán los fluidos extraídos antes del punto de entrega.	C, D
4. Pronóstico de producción anual de hidrocarburos y sus sensibilidades, utilizando la tasa óptima de producción que permita lograr la máxima recuperación económica de las reservas.	D
5. Identificación de los factores críticos para la ejecución del plan de desarrollo tales como aspectos ambientales, sociales, económicos, logísticos, y las opciones para su manejo.	C, D
6. Términos y condiciones conforme a los cuales desarrollarán los programas en beneficio de las comunidades en las áreas de influencia del área de producción.	No aplica
7. Propuesta de punto de entrega para consideración de la ANH.	D
8. Programa de abandono.	E

**Fuente: Elaboración propia.*

4.4.3. Guía de plan de desarrollo de Noruega

Noruega tiene dos planes, el de desarrollo y operaciones (PDO), el cual se refiere a los aspectos importantes para el desarrollo de un campo, así como de las instalaciones necesarias para la producción, y el plan de instalaciones y operaciones (PIO), que se enfoca en los aspectos referentes al desarrollo y operación de las instalaciones para el transporte y utilización del petróleo, por lo tanto el contratista, o también llamado licenciatario, debe determinar qué tipo de actividades llevará a cabo.

El contenido de un plan de desarrollo y operaciones debe tener como contenido los siguientes puntos:

1. Evaluación histórica y estudios de desarrollo: Se refiere a los estudios que el licenciatario tiene contemplados desarrollar.
2. Geología de producción: En este punto debe presentarse la geología estructural, estratigrafía y sedimentología, petrofísica, volumen estimado del curso e incertidumbres estimadas. El objetivo es definir si la calidad de la información y la interpretación del yacimiento son suficientemente buenos para decidir si se desarrolla o no.
3. Tecnología para el yacimiento: Este punto es donde se presenta la información básica del yacimiento, la estrategia de producción, las tecnologías para el yacimiento (aquellas tecnologías que se pretenden utilizar en caso de que el yacimiento requiera un empuje adicional), reservas estimadas, perfiles de producción, incertidumbres estimadas, recursos adicionales, futuras medidas del IOR y administración del yacimiento. El objetivo es asegurar una buena administración del yacimiento a través de la selección de la óptima estrategia de producción (máxima recuperación).
4. Tecnología para producción y perforación: Este punto se deben definir lo referente a la perforación, química de producción y terminación de pozo.
5. Instalaciones y servicios: En este punto se requiere que el contratista presente el criterio de selección, instalaciones de producción, regulación y costos estimados.
6. Operaciones y mantenimiento: Este punto deben presentar los principios de operación, organización y funcionamiento, y costos de operación.
7. Evaluación económica: En este punto deben presentarse las suposiciones generales económicas y el método de evaluación, por ejemplo, suposiciones del precio de aceite y gas, tarifas y gastos, valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). A su vez, deben presentarse en un punto aparte la incertidumbre en las evaluaciones económicas, es decir, la alta/baja recuperación de aceite y gas, costos más bajos o más altos (CAPEX y OPEX).
8. Seguridad y medio ambiente: Este punto se refiere a cumplir con los lineamientos impuestos por dos instituciones que son “Petroleum Safety Authorities” y “State Pollution Control Agency”; la primera se refiere a la administración de la seguridad, ambiente de trabajo y preparación para emergencias, y la segunda se encarga de los permisos para emisiones y descargas.
9. Organización del proyecto y ejecución: Este punto son los pasos del proyecto, los elementos que debe contener son: fases del desarrollo, hitos, organización del proyecto, funcionamiento y calidad de la administración.

10. Apartamiento de las instalaciones: Debe describir la serie de actividades que se tengan contempladas para cuando se requiera retirar las instalaciones utilizadas.

4.4.3.1. Análisis de guía

La forma en que Noruega maneja la Guía en dos partes es diferente a como se maneja en otras partes del mundo, pero en el caso de México no es conveniente separar el plan de desarrollo de operaciones con el de instalaciones, ya que todo engloba un mismo proyecto, que es la extracción de los recursos de shale gas y como México no cuenta con la infraestructura adecuada por eso mismo se licitarán estos campos. La operadora tendrá que implementar todo lo necesario para llevar a cabo estos proyectos de shale gas.

La forma en que Noruega determina diez puntos importantes, es práctica y esto hace que se agilice el proceso de revisión; sin embargo, para los recursos no convencionales, en este caso shale gas, hay que especificar ciertos estudios que determinen bien el yacimiento de estos recursos.

En la siguiente tabla se muestra la relación de los puntos principales de la guía con los del ciclo de vida de un proyecto petrolero.

Dónde:

- A. Descubrimiento
- B. Evaluación
- C. Desarrollo
- D. Producción
- E. Abandono

Tabla 19. Análisis de Guía

Lineamientos de Noruega	Ciclo de Vida de un Proyecto Petrolero
1. Evaluación Histórica y Estudios de Desarrollo	A, C
2. Geología de Producción	A
3. Tecnología para el Yacimiento	C
4. Tecnología para producción y perforación	D
5. Instalaciones y Servicios	C

Lineamientos de Noruega	Ciclo de Vida de un Proyecto Petrolero
6. Operaciones y mantenimiento	C
7. Evaluación Económica	C
8. Seguridad y Medio Ambiente	A, C, D, E
9. Organización del proyecto y ejecución	C
10. Apartamiento de las Instalaciones	E

**Fuente: Elaboración propia.*

4.4.4. Guía de plan de desarrollo de Reino Unido

Para Reino Unido, la perforación de shale gas está cubierta por el régimen de exploración y desarrollo de aceite y gas. Una licencia para la exploración y desarrollo de petróleo (PEDL's) permite a una compañía llevar a cabo una serie de actividades, incluyendo exploración y desarrollo de gas de no convencionales, sujetos a permisos necesarios de perforación/desarrollo y de planeación.

Quienes quieren operar en Reino Unido deben entregar el plan de desarrollo, para Reino Unido el plan de desarrollo es el documento que sirve de apoyo para las autorizaciones de desarrollo y producción y debe dar una breve descripción de la información técnica la cual está basada el plan de desarrollo. El contenido de éste debe ser el siguiente:

1. Resumen ejecutivo: Debe describir las características esenciales del desarrollo, incluyendo:
 - Breve descripción de los yacimientos, reservas, estrategia de desarrollo, instalaciones y ductos.
 - Un esquema donde se muestren los límites del campo, frontera delimitadora del campo, frontera del área de desarrollo (la parte de campo a la cual se refiere el plan de desarrollo), delimitación del contacto entre fluidos, pozos existentes y propuestos y licencia de límites.
 - El calendario del proyecto, costo total y declaración de licencia de intereses.
 - Una estimación central de la recuperación avanzada y un mínimo, central y máximo de los perfiles de producción de hidrocarburos de gas (en miles de toneladas métricas y en billones de pies cúbicos por año y aceite (en miles de toneladas métricas y en millones de barriles por año (EUA)).

2. Descripción del Campo: La descripción debe ser en forma de resumen, además de una breve declaración, tabla o mapa de los resultados con referencias a datos de la compañía participante si es el caso.

Los licenciatarios son incitados a entregar sólo esos mapas, secciones y tablas necesarias para definir el campo adecuadamente, pero debe incluir como mínimo una tabla de los volúmenes de hidrocarburo in situ, una sección transversal representativa y mapas de la estructura superior de cada yacimiento. Los mapas deben ser a profundidad submarina a escalas apropiadas e incluir coordenadas en el United Kingdom National Grid.

- 2.1 Interpretación Sísmica y Configuración: Un breve resumen de la extensión y la calidad del o de los estudios sísmicos y de la configuración estructural del campo debe ser presentado utilizando las figuras y mapas apropiados.

- 2.2 Interpretación Geológica y Descripción del Yacimiento: La estratigrafía de los yacimientos, variación de facies, correlación geológica dentro del yacimiento y cualquier otro factor geológico relevante que pueda afectar los parámetros del yacimiento (tanto verticales como horizontales) y de esta forma afectar la continuidad del yacimiento dentro del campo debe ser descrito en forma de resumen. Las figuras y los mapas deben ser entregados donde sean requerido. Los datos geológicos deben reflejar la base de la subdivisión del yacimiento, así como las correlaciones dentro del yacimiento y deben incluir los mapas relevantes del yacimiento en los cuales el desarrollo está basado.

- 2.3. Petrofísica y fluidos del Yacimiento: Un breve resumen de los parámetros petrofísicos clave deben ser presentados incorporando datos de los registros de prueba, de núcleos y del pozo. Se debe incluir una descripción de las pruebas PVT realizadas al campo.

- 2.4. Hidrocarburos in situ: Se deben declarar tanto los balances volumétricos como cualquier otro balance de materia estimado de los hidrocarburos in situ de cada unidad del yacimiento con una descripción de la causa y del grado de incertidumbre de estos estimados. La base de estos estimados debe estar disponible y referenciada.

- 2.5. Comportamiento del pozo: Los supuestos utilizados en el Plan de Desarrollo del Campo para la productividad e inyección de pozos de desarrollo deben ser brevemente declarados. En caso de que se hayan llevado a cabo pruebas de Drill Steam o Extended Well Tests se deben ser otorgadas las implicaciones presentadas en el comportamiento de la producción. El potencial de incrustaciones, ceras, corrosión, producción de arenas

o cualquier otro problema de producción debe ser notado y proponer un suministro adecuado en el Plan de Administración del Campo.

2.6. Unidades de Yacimiento y Aproximación del Modelo: Debe declararse donde se ha subdividido el yacimiento para un posterior análisis de éste en unidades de flujo y seccionamiento de bases. Debe proporcionarse la descripción de la extensión y fuerza de cualquier acuífero. Deben describirse brevemente los métodos de representación del campo, ya sea por método analítico, por simulación numérica o por combinación de ambos.

2.7. Técnicas de Recuperación Mejorada: Presentar un resumen de las técnicas alternativas consideradas, además de las razones por las cuales se eligió alguna técnica.

2.8. Desarrollo del Yacimiento y Tecnología de Producción: Se debe describir el proceso de recuperación y resumir el método de optimización, incluyendo referencias del potencial de utilizar algún levantamiento artificial o una estimulación. Cualquier limitación debe ser indicada ya sea por la recuperación impuesta por la tecnología de producción, por la elección de la instalación de producción o por la ubicación.

Las incertidumbres restantes deben estar en la descripción física del campo que pueda tener material que impactar al proceso de recuperación, además de que debe haber un programa para resolverlos y debe aparecer en el Plan de Administración del Campo.

3. Plan de Desarrollo y de Administración: El propósito de esta sección es definir brevemente la forma de desarrollo, describir las instalaciones y la infraestructura y establecer las bases para la administración del campo durante la producción.

3.1. Plan de desarrollo elegido, reservas y perfiles de producción: Esta sección debe describir el desarrollo del yacimiento propuesto indicando el programa de perforación, localización de los pozos, barrido del yacimiento esperado y cualquier disposición para mejores resultados geológicos. Rango de reservas de cada yacimiento con explicación de la incertidumbre y probabilidad. Perfiles de producción esperados para líquidos totales, aceite, gas, uso de gas y quema de gas, líquidos asociados al gas y agua producida durante la vida del campo. Dónde serán inyectados fluidos, perfiles anuales y acumulativos de inyección.

3.2. Instalaciones de Perforación y Producción: En la sección de perforación se debe describir el equipo de perforación y la capacidad del pozo, además de incluir una descripción de la propuesta de terminación de pozos.

3.3. Instalaciones de Proceso: Una breve descripción del puesto operativo y las limitaciones de la planta de procesamiento. Describir el uso y desecho del separador de gas. Esta sección también debe incluir:

- Un resumen de las principales capacidades de mayor utilidad y sistemas de servicios, ambos con sus limitaciones y restricciones de operación.
- Un resumen del método de medida de los hidrocarburos producidos y utilizados.
- Breve descripción de los sistemas de recolección y tratamiento de aceite, agua y otras descargas
- Breve descripción de cualquier fluido de tratamiento y las instalaciones de inyección.
- Breve descripción de los sistemas centrales de control y sus interconexiones con otras instalaciones.

3.4. Costos: No es requerida al momento

3.5. Plan de Administración del Campo: Un breve repaso para definir claramente los principios y objetivos que tendrán los licenciarios cuando lleven a cabo las decisiones de la administración del campo, así como las operaciones y particularmente cómo se maximizará la recuperación económica del gas y aceite a lo largo de la vida del campo. La razón fundamental para la recolección de información y análisis propuestos con tal de resolver las incertidumbres existentes de la Sección 2 y entender el comportamiento dinámico del campo durante las fases de perforación y producción.

4.4.4.1. Análisis de guía

Esta guía muestra más detalles los puntos importantes como aspectos de exploración ya que es lo que determina el recurso, así como características importantes que nos ayudaran a explotar de manera más eficiente, aprovechando la energía natural del yacimiento.

También detalla lo que debe de contener el plan de desarrollo, los puntos que muestra si estarán considerados en la propuesta, aunque sea muy similar a la de México, si hay una diferencia en el orden que muestra esta guía con la de México.

En la siguiente tabla se muestra la relación de los puntos principales de la guía con los del ciclo de vida de un proyecto petrolero.

Para este caso, la guía solo cuenta con tres puntos principales generales, por lo tanto, se incluyeron aquellos que están dentro de los puntos principales.

Dónde:

- A. Descubrimiento
- B. Evaluación
- C. Desarrollo
- D. Producción
- E. Abandono

Tabla 20. Análisis de Guía

Lineamientos de Reino Unido	Ciclo de Vida de un Proyecto Petrolero
1. Resumen ejecutivo	Todos
2. Descripción del campo	A
2.1. Interpretación sísmica y configuración	A
2.2. Interpretación geológica y descripción del yacimiento.	A
2.3. Petrofísica y fluidos del yacimiento.	A
2.4. Hidrocarburos in situ	B
2.5. Comportamiento del pozo	A
2.6. Unidades del yacimiento y aproximación del modelo	A
2.7. Técnicas de recuperación mejorada.	C
2.8. Desarrollo del yacimiento y tecnología de producción.	C, D
3. Plan de desarrollo y de administración.	C
3.1. Plan de desarrollo elegido, reservas y perfiles de producción.	C
3.2. Instalaciones de perforación y producción.	C,D
3.3. Instalaciones de proceso.	C
3.4. Costos.	C
3.5. Plan de administración del campo.	C

**Fuente: Elaboración propia.*

4.4.5. Estados Unidos (Texas)

Para este caso, debido a que la regulación que existe en Estados Unidos en materia de hidrocarburos se divide de manera estatal, se decidió solo tomar en cuenta la regulación de Texas al ser uno de los estados con mayor producción de shale gas y ser el pionero en esta práctica.

El estado de Texas es regulado por la Railroad Commission la cual se estableció en 1891 para prevenir la discriminación en las cargas de ferrocarril y establecer tarifas razonables. Es la agencia reguladora más antigua del estado, y ésta tiene como misión la gestión de los recursos naturales y el medio ambiente, así como el desarrollo económico en beneficio del estado.

La normativa de este estado se conforma de un conjunto de normas de agencias estatales compilados en el Texas Administrative Code, las cuales son recopiladas y publicadas por la Oficina de la Secretaría de Estado (equivalente a Diario Oficial de la Federación en México), las cuales pueden adoptar nuevas normas o modificar las que ya se tiene.

4.4.5.1. Reglas del Texas Administrative Code

Para que el caso de Estados Unidos no se consideró una guía como tal, si no las reglas que se encuentran en el Texas Administrative Code, en la Oil and Gas Division. A continuación, se enlistan las reglas que aplican como base para realización de la propuesta.

- Identificación de las propiedades, pozos y tanques: como deben estar identificadas las instalaciones superficiales que se encuentran en las propiedades.
- Aplicación para la terminación múltiple: documentación de terminación que acredite el buen desempeño en los pozos propuestos. Solicitan que se entregue registros eléctricos.
- Protección del agua: en un principio se definen los términos y su significado respecto al manejo del agua en las actividades de exploración y extracción y más adelante, se describen los procedimientos a seguir para el manejo de la misma.
- Inyección de residuos: se presenta el procedimiento que debe seguir el propietario en caso de querer llevar a cabo la inyección de residuos tanto de gas como de aceite en pozos letrina.
- Restricción de la Producción de Petróleo y Gas de diferentes estratos: el propietario puede producir aceite o gas del estrato previamente autorizado por su reguladora y en caso de querer producir de otro estrato debe de cumplir con ciertos requerimientos.

- Solicitud de inclinación y direccionamiento de pozos: esta sección establece que todos los pozos sean tan verticales como sea posible cumpliendo con las mejores prácticas de perforación, y en caso de que sea necesario un pozo direccional o inclinado, el operador debe cumplir con ciertos requisitos y solicitudes para poder llevar a cabo un pozo direccional o inclinado.
- Requisitos de revestimiento, cementación, perforación de pozos, control de pozo y terminación: se refiere a las especificaciones que debe cumplir el operador en cuanto a perforación, cementación, control y terminación de los pozos, las instalaciones con las que deben contar incluyendo las especificaciones de las normas API.
- Requerimientos para el retiro de equipos superficiales y de pozos inactivos: en un principio se definen los términos y su significado respecto equipos superficiales y más adelante describe el procedimiento a seguir para el retiro de equipos superficiales y pozos inactivos, así como las condiciones ambientales que deben cumplir.
- Notificación de incendio, fugas, o reventones: es el procedimiento a seguir por parte del operador en caso de algún incidente.
- Publicación de los químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico: en un principio se definen los términos y su significado respecto a fracturamiento hidráulico; el operador está obligado a informar a la reguladora sobre los químicos y cantidades empleadas en el fracturamiento hidráulico.
- Yacimientos y pozos de gas admitidos: cuando un operador decide perforar un nuevo pozo este debe notificar a la reguladora para llevar a cabo la solicitud del nuevo pozo y los requisitos necesarios para poder llevar a cabo la perforación.
- Densidad de pozos: el operador debe presentar un informe de la totalidad de pozos que quiere perforar tomando en cuenta las restricciones presentadas en este punto.
- Solicitud para la designación de nuevos pozos de aceite o gas admitidos: son los requisitos que debe cumplir el operador después de un descubrimiento para poder llevar a cabo el desarrollo de éste.
- Reportes requeridos anualmente y estatus de pozos: De manera anual, los operadores deben llevar a cabo una prueba en todos sus pozos productores por un periodo de 24 horas y presentar su reporte a la reguladora en un formato previamente establecido.
- Criterios para el manejo de desechos peligrosos de aceite y gas: son los procedimientos para el manejo de desechos peligrosos de aceite y gas regulados por las agencias ambientales.

4.4.5.2. Análisis

Ya que Estados Unidos no cuenta con un solo documento que regule los elementos necesarios para llevar a cabo un proyecto petrolero sólo se tomaron en cuenta algunas reglas del estado de Texas, enlistadas en el apartado anterior.

En la siguiente tabla se muestra la relación de los puntos principales de las reglas con el ciclo de vida de un proyecto petrolero.

Dónde:

- A. Descubrimiento
- B. Evaluación
- C. Desarrollo
- D. Producción
- E. Abandono

Tabla 21. Análisis de Reglas









Reglas de Texas	Ciclo de Vida de un Proyecto Petrolero
Identificación de las propiedades, pozos y tanques	B
Aplicación para la terminación múltiple	C
Protección del agua	C
Inyección de residuos	E
Restricción de la Producción de Petróleo y Gas de diferentes estratos	C
Solicitud de inclinación y direccionamiento de pozos.	B
Requisitos de revestimiento, cementación, perforación de pozos, control de pozo y terminación.	C
Requerimientos de remoción de equipos superficiales y de pozos inactivos	E
Notificación de incendio, fugas, o reventones	C
Publicación de los químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico	C

Reglas de Texas	Ciclo de Vida de un Proyecto Petrolero
Yacimientos y pozos de gas admitidos	C
Densidad de pozos	C
Solicitud para la designación de nuevos pozos de aceite o gas admitidos	B
Reportes requeridos anualmente y estatus de pozos	C, D
Criterios para el manejo de desechos peligrosos de aceite y gas.	E

Después de haber analizado las guías y determinar cuáles son las mejores prácticas de cada una, se pueden complementar los lineamientos de México, realizando modificaciones en cuanto a contenido y organización.

4.5. Comparativa de elementos de guías

A continuación, se muestran los principales elementos de cada guía y se señala cuáles son aquellos que se considerarán para complementar la propuesta de guía.

México	
1	Resumen Ejecutivo 
2	Antecedentes del área asignada o contratada 
3	Descripción del plan de desarrollo para la extracción 
4	Reservas de hidrocarburos 
5	Evaluación Económica 
6	Aspectos de seguridad industrial y protección ambiental 
7	Administración de riesgos 
8	Contenido nacional 

En el caso de los lineamientos de México, no hubo omisión de elementos, todos serán considerados para la propuesta; cabe mencionar que habrá modificaciones en el orden y contenido de estos elementos.

Colombia		
1	Mapa con coordenadas de área de producción	✓
2	Cálculo de reservas y de la producción acumulada de hidrocarburos	✓
3	Plan de desarrollo	✓
4	Pronóstico de producción	✓
5	Factores críticos para la ejecución del plan de desarrollo	✓
6	Programa en beneficio de las comunidades	✓
7	Propuesta de punto de entrega para consideración de la ANH	✗
8	Programa de abandono	✓

En el caso de esta guía, no se considerará el punto de entrega, ya que, para el caso de México, este requerimiento viene definido en los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos publicados el 29 septiembre 2015, en el artículo 42 (modificado el 2 de agosto de 2016) el cual hace referencia a la información que debe entregar el operador como parte del Plan de Desarrollo de Extracción.

Noruega		
1	Evaluación histórica y estudios de desarrollo	✓
2	Geología de producción	✓
3	Tecnología para el yacimiento	✓
4	Tecnología para producción y perforación	✓
5	Instalaciones y servicios	✗
6	Operaciones y mantenimiento	✓
7	Evaluación económica	✓
8	Seguridad y Medio Ambiente	✓
9	Organización del proyecto y ejecución	✓
10	Apartamiento de las Instalaciones	✓

En el caso de los elementos de Noruega, se decidió no considerar el punto de Instalaciones y servicios, ya que viene incluido de manera muy similar en los Lineamientos de México.

Reino Unido		
1	Resumen ejecutivo	✓
2	Descripción del campo	✓
3	Interpretación sísmica y configuración	✓
4	Interpretación geológica y descripción del yacimiento	✓
5	Petrofísica y fluidos del yacimiento	✓
6	Hidrocarburos in situ	✓
7	Comportamiento del pozo	✓
8	Unidades del yacimiento y aproximación del modelo	✓
9	Técnicas de recuperación mejorada	✗
10	Desarrollo del yacimiento y tecnología de producción	✓
11	Plan de Desarrollo y administración	✓
12	Plan de desarrollo elegido, reservas y perfiles de producción	✓
13	Instalaciones de perforación y producción	✓
14	Instalaciones de proceso	✓
15	Costos	✓
16	Plan de Administración del campo	✓

Se consideran importantes todos los puntos ya que hay elementos que sirven para complementar la propuesta, a excepción de la parte de técnicas de recuperación mejorada, la cual no se tiene considerada para shale gas al generar costos muy elevados.

Estados Unidos (Texas)		
1	Identificación de las propiedades, pozos y tanques	✗
2	Aplicación para la terminación múltiple	✓
3	Protección del agua	✓
4	Inyección de residuos	✓
5	Restricción de la Producción de Petróleo y Gas de diferentes estratos	✗
6	Solicitud de inclinación y direccionamiento de pozos.	✗
7	Requisitos de revestimiento, cementación, perforación de pozos, control de pozo y terminación.	✓
8	Requerimientos de remoción de equipos superficiales y de pozos inactivos	✓
9	Notificación de incendio, fugas, o reventones	✗
10	Publicación de los químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico	✓
11	Yacimientos y pozos de gas admitidos	✓
12	Densidad de pozos	✗
13	Solicitud para la designación de nuevos pozos de aceite o gas admitidos	✗
14	Reportes requeridos anualmente y estatus de pozos	✗
15	Criterios para el manejo de desechos peligrosos de aceite y gas.	✓

En el caso de Texas, sus reglas están dirigidas al propietario del terreno, lo cual hace que existan pocos elementos que se pueden considerar en la propuesta para México. De igual manera, algunas de estas reglas no pueden aplicar a México debido a que hay cosas que se definen previamente en el contrato, tales como el programa de perforación o la formación en la que se tiene considerado producir; en cambio en Estados Unidos los propietarios

tienen que seguir ciertos procesos para poder solicitar la perforación de un nuevo pozo o incluso la profundidad a la cual se va a producir.

Después de que se hizo el análisis de las guías y reglas, la propuesta se lleva a cabo en el siguiente capítulo, donde se tomará en cuenta lo requerimientos de otros países complementando lo pedido por México y cambiando un poco la organización para que sea más sencillo de realizar el plan de desarrollo de extracción.

Capítulo V

5. Propuesta de Guía para la Presentación de un Plan de Desarrollo de Extracción

Una vez definida la regulación en México, los aspectos más importantes para la extracción del shale gas, así como los recursos presentes en el país, se puede presentar la propuesta para el desarrollo de un yacimiento de shale gas, así como los principales factores que se ven relacionados en la extracción de este recurso.

Anteriormente, se presentaron las diferentes guías y reglas que los distintos países manejan, es decir, sus requisitos para presentar un plan de desarrollo para la extracción, tanto de convencionales como de no convencionales. Se llevó a cabo un análisis de éstas sobre sus mejores prácticas, comparándolas con los lineamientos expedidos en el Diario Oficial de la Federación. Resultando de este análisis una propuesta de guía para la presentación de un plan de desarrollo de extracción de shale gas en México.

El objetivo de este capítulo es presentar la propuesta de guía, la cual toma como base los lineamientos presentados por México, complementándolos con las mejores prácticas de otros países, así como aspectos que se consideran importantes para la presentación de ésta.

Con esta propuesta de guía el operador podrá presentar su plan de desarrollo de manera que será más eficiente la entrega, generando un ahorro de tiempo, trabajo y dinero.

Para el regulador será mucho más sencillo revisar y emitir una opinión técnica del plan y así cumplir con los tiempos establecidos en el contrato.

5.1. Puntos principales de la propuesta

Tras analizar las diferentes guías propuestas por otros países, se llevó a cabo la organización de la información en seis puntos principales. A continuación, se presenta un cuadro que resume el análisis realizado en el capítulo anterior, mostrando sólo los puntos principales de acuerdo al ciclo de vida de un proyecto petrolero.

Tabla 22. Elementos principales de la propuesta

Lineamientos de la Propuesta	Ciclo de Vida de un Proyecto Petrolero
1. Resumen Ejecutivo	Todos
2. Inventario de Exploración del Área Contractual	A
3. Descripción del Plan de Desarrollo	B, C, D, E
4. Evaluación Económica del Plan	C
5. Seguridad Industrial y Protección Ambiental	A, C, D, E
6. Contenido Nacional	No Aplica

**Fuente: Elaboración propia a partir de elementos de guías.*

Dónde:

- A. Descubrimiento
- B. Evaluación
- C. Desarrollo
- D. Producción
- E. Abandono

Para la propuesta se considera importante incluir todo el ciclo de vida de un proyecto petrolero, esto porque se considera fundamental el no omitir ningún punto al momento de la realización del proyecto.

Una vez que se presentaron y analizaron los principales puntos para la propuesta, se tiene la base para desarrollar la propuesta.

A continuación, se presenta cada punto principal de la propuesta con una pequeña descripción, así como los elementos que este contiene y los países de los que se tomó dicho punto.

Tabla 23. Puntos principales del "Resumen Ejecutivo"

Resumen ejecutivo	<p><i>Descripción:</i> Este punto se refiere a la descripción de las características esenciales del documento entregable del plan de desarrollo.</p> <hr/> <p><i>Contenido:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Datos Generales del Área Contractual 2. Ubicación Geográfica 3. Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción 4. Descripción de los campos y yacimientos 5. Reservas de Hidrocarburos 6. Indicadores Económicos <hr/> <p><i>Basado en:</i> México y Reino Unido</p>
--------------------------	--

**Fuente: Elaboración propia con elementos de las guías.*

Tabla 24. Puntos principales del "Inventario de exploración del área asignada o contractual"

Inventario de exploración del área asignada o contractual	<p><i>Descripción:</i> En este punto se considera se incluya toda la información referente a la exploración que se llevó a cabo previamente en el área contractual; dicha información es la que servirá de apoyo para el desarrollo del campo. Es decir, los estudios referentes a la etapa de descubrimiento.</p> <hr/> <p><i>Contenido:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Información Geográfica 2. Marco Geológico Regional 3. Aspectos Geológicos y Geofísicos 4. Actividades de Exploración 5. Geología y Geofísica 6 Aspectos Petrofísicos 7. Aspectos de Ingeniería de Yacimientos 8. Caracterización Dinámica 9. Estudios Integrales 10. Infraestructura Existente 11. Evaluación <hr/> <p><i>Basado en:</i> Todos</p>
--	---

**Fuente: Elaboración propia con elementos de las guías.*

Tabla 25. Puntos principales de "Descripción del plan de desarrollo"

Descripción del plan de desarrollo

Descripción: Este punto abarca desde todo aquello necesario para llevar a cabo el Plan de desarrollo, incluyendo infraestructura, estudios, fuentes de abastecimiento, reservas, así como los elementos a considerar en cuanto a riesgos y plan de abandono.

Contenido:

1. Logística
2. Actividades de Perforación y Terminación
3. Recuperación
4. Infraestructura para el Gas
5. Plan de Abandono
6. Gastos de Operación Mantenimiento y Reparación
7. Reservas de Hidrocarburos
8. Administración de Riesgos

Basado en: Todos

**Fuente: Elaboración propia con elementos de las guías.*

Tabla 26. Puntos principales de "Evaluación económica del plan"

Evaluación económica del Plan

Descripción: En este punto se consideran todos los elementos económicos referentes a las actividades consideradas en el Plan de Desarrollo.

Contenido:

1. Estructura de Precios
2. Estimación de Costos e Infraestructura Principal
3. Evaluación Económica del Plan de Desarrollo

Basado en: México, Colombia, Noruega

**Fuente: Elaboración propia con elementos de las guías.*

Tabla 27. Puntos principales de "Seguridad industrial y protección ambiental"

Seguridad industrial y protección ambiental

Descripción: En este apartado se deben de identificar los posibles incidentes tanto humanos como ambientales, peligros y riesgos que puedan generarse durante la ejecución del Plan de Desarrollo y cómo los habrán de mitigar.

Basado en: México, Noruega y Texas.

**Fuente: Elaboración propia con elementos de las guías*

Tabla 28. Puntos principales "Contenido nacional"

Contenido nacional

Descripción: En este apartado se deben describir las metas que deben cumplir las operadoras en cuanto a contenido nacional, ya sean adquisiciones o contrataciones que se contemplen desde el inicio hasta el final del contrato, y presentar dichas metas de manera anualizada.

Basado en: México y Colombia.

**Fuente: Elaboración propia con elementos de las guías*

Después de que se dio en forma de tabla resumen los elementos que contiene cada punto principal de la propuesta. En el siguiente punto se da la presentación y justificación de la propuesta señalando todos los elementos que el operador debe entregar.

5.2. Presentación y justificación de la Propuesta de Guía para la Presentación de un Plan de Desarrollo de Extracción de shale gas en México.

A continuación, se presentará la propuesta, su justificación y a qué se refiere cada punto.

1. Resumen Ejecutivo

Justificación: Este punto debe contener las características esenciales a entregar del plan de desarrollo.

Tal y como lo presentan en el caso de Reino Unido, se considera importante el operador incluya un resumen ejecutivo el cual debe constar de una recapitulación de los elementos más importantes del plan, tales como los que a continuación se numeran, cada uno debe hablar sólo de resultados, ya sea en tablas o un breve resumen, que más adelante se describen a detalle, a excepción del punto 1.1.

A continuación, se presenta la estructura propuesta para la presentación del resumen ejecutivo.

1.1. Descripción de la Asignación o Área Contractual

Una forma en la que el operador puede presentar la información referente al área asignada o al área contractual (en adelante, área) es a través de una tabla que enliste los siguientes conceptos:

Concepto	
Nombre del asignatario o contratista	
Estado y Municipio	
Área asignada o contractual [km ²]	
Emisión/ Periodo de Vigencia	
Tipo de Contrato	
Operadora y Socios por Porcentaje de Participación	
Profundidad para Exploración [m]	Por edad geológica
Profundidad para Extracción [m]	Por edad geológica
Yacimientos y/o Campos	
Colindancias	
Empresa Encargada de Exploración	

**Fuente: Lineamientos de México, modificada.*

1.2. Ubicación Geográfica

Este punto se tomó de Colombia, donde a pesar de no presentar un resumen ejecutivo, toma en cuenta la presentación de la ubicación geográfica. Como previamente se mencionó, Colombia tiene mucha flexibilidad para la presentación de la información, en este caso, sólo solicitan un mapa de las coordenadas y del área de producción. En el caso de Reino Unido, solicitan esta información en forma de resumen, tablas o mapas; México solicitan mapas con todas las características de la ubicación del área con mucho detalle.

La propuesta para este punto, es presentar una tabla como la que solicita México, que a continuación se muestra, y además complementarla con un mapa que señale la ubicación de los campos, pozos, instalaciones, rasgos topográficos importantes, vías de acceso, poblados cercanos, división estatal y municipal, zonas protegidas y cualquier otra información relevante sobre la ubicación geográfica. Este mapa deberá incluir su leyenda, es decir, a qué se refiere la simbología empleada.

Vértice	Longitud	Latitud
1	[°, ‘.”]	[°, ‘.”]
...

**Fuente: Lineamientos México*

1.3. Objetivo del Plan de Desarrollo para la Extracción

Reino Unido solicita que sus operadores presenten una declaración en donde especifiquen los motivos por los cuales están interesados en desarrollar el área y México solicita se describa de manera detallada del plan de desarrollo, sus objetivos y principales actividades.

Por lo tanto, complementando ambas solicitudes, se propone el operador presente una declaración de los motivos por los que considera importante presentar el plan de desarrollo y, además incluir sus actividades para cumplir con el volumen a recuperar (propuesto en la declaración) y factor de recuperación del yacimiento, del campo y del área; total de actividades físicas consideradas en el plan de desarrollo e inversiones y gastos de operación asociados al plan de desarrollo.

1.4. Descripción de los Campos y Yacimientos

Reino Unido solicita una descripción muy somera sobre el campo y yacimientos en el área, México por el contrario solicita de manera muy extensa las características del área.

La propuesta sería que el operador, tal y como lo solicita México, explique a detalle las características generales de la lutitas productoras de las formaciones y presentar dicha información en una tabla como la que se propone a continuación.

Características Generales	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Área [km ²]		
Año de Descubrimiento		
Fecha de Inicio de Explotación		
Profundidad Promedio [m]		
Elevación Promedio [m]		
Número y Tipo de Pozos Perforados		
Estado Actual de los Pozos		
Tipos de Sistemas Artificiales de Producción		
Instalaciones y Ductos		

*Fuente: Lineamientos México.

1.5. Reservas de Hidrocarburos

Para el caso de reservas, Colombia, México y Reino Unido solicitan que los operadores presenten lo referente a reservas, todos de maneras diferentes.

Considerando que esto es solo parte del resumen ejecutivo y que, al ser una guía enfocada a los operadores en México, se propone se presente la información solicitada por México en los formatos que se tienen establecidos, tal como lo muestran las tablas resumen a continuación.

Se propone presentar dos tablas, una por campo y otra por yacimiento, para las últimas reservas cuantificadas o en su caso, certificadas.

Campo / Yacimiento	Volumen Original		Categoría de Reservas	Factor de Recuperación		Reserva Remanente				Producción Acumulada	
	Aceite (mmb)	Gas natural (mmmpc)		Aceite [%]	Gas [%]	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Condensado (mmb)	PCE (mmb)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
			1P, 2P ó 3P								

*Fuente: Lineamientos México.

1.6. Indicadores Económicos

Dado que México es el único país que en su resumen ejecutivo solicita se presenten los indicadores económicos en una tabla, se propone presentarla demostrando la rentabilidad del proyecto, con las principales variables y premisas económicas. Además, indicar la paridad entre dólares americanos y pesos. Cabe mencionar que los impuestos a los que se refiere la siguiente tabla, son aquellos definidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Indicadores Económicos	Unidades	Antes de Impuestos	Después de Impuestos	
			Asignatario/Contratista	Estado
VPN	MM\$			
VPI	MM\$			
VPN/VPI	\$/ \$			
RBC	\$/ \$			
TIR	%			

**Fuente: Lineamientos México*

2. Inventario de Exploración del Área Contractual

Justificación: Se decidió incluir este punto ya que es de suma importancia que el contratista presente toda aquella información que ya se tiene del área, es decir todo lo referente a la etapa de exploración, y si es el caso, las actividades de evaluación y desarrollo. A su vez, existe la posibilidad de que haya actividades (estudios, pruebas, etc.) que no se hayan llevado a cabo y sean necesarias para el desarrollo del plan, se habrá de solicitar al contratista que describa dichas actividades que necesita realizar para obtener la información requerida.

Como el objetivo de la propuesta es hacer más eficiente el proceso de revisión y la manera más sencilla de hacerlo es resumiendo los resultados en forma de tablas. Es por esto que se propone que el operador presente una tabla, como la que se muestra a continuación, con los elementos los cuales se consideran más importantes desde el marco geológico hasta los aspectos más característicos de shale gas.

Más adelante el operador presentará de manera más detallada los estudios y resultados que se obtuvieron.

Marco Geológico	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Era, Periodo y Época		
Cuenca		
Play		
Régimen Tectónico		
Ambiente de Depósito		
Propiedades Petrofísicas, Geoquímicas y Geomecánicas		
Contenido de Cuarzo [%]		
Contenido de Carbonatos [%]		
Contenido de Arcilla [%]		
Contenido de Materia Orgánica [%]		
Madurez Térmica		
Porosidad por Tipo [%]		
Permeabilidad por Tipo		
Saturación por Tipo		
Espesor Neto y Bruto Promedio [m]		
Relación Neto/Bruto		
Modelo de Young		
Coefficiente de Poisson		
Propiedades de los Fluidos		
Tipo de Hidrocarburos		
Densidad API (a c.y. y c.s.)		
Viscosidad [cp] (a c.y. y c.s.)		
Relación Gas-Aceite inicial y actual		
Bo inicial y actual		
Calidad y Contenido de Azufre		
Presión de Saturación o Rocío [kg/cm ²]		

**Fuente: Lineamientos México modificada.*

2.1. Información Geográfica

Este punto lo considera tanto México como Reino Unido; Reino Unido lo solicita con esquemas donde se muestren los límites del campo y fronteras delimitadoras en el área donde se desarrollará el proyecto.

Se propone que se presenten todas las características referentes a la información geográfica del área, tales como la ubicación de los campos, pozos, instalaciones, rasgos topográficos importantes, vías de acceso, poblados cercanos, división estatal y municipal, zonas protegidas, ductos, tuberías, estructura superficial, entre otros. Es recomendable incluir todos los mapas asociados a los estudios geológicos y geofísicos, como mapas estructurales, de espesores y de distribución de propiedades. A su vez, en forma de mapa, incluir los pozos, y en caso de que se hayan llevado a cabo estudios, incluir su información.

2.2. Marco Geológico Regional

Este punto se tomó de los lineamientos de México, al ser el único que hace referencia al marco geológico regional, resumiendo los principales puntos en una tabla.

Se propone que se presente una tabla como la siguiente y, si es necesario de acuerdo a la información con que se cuente, sustentar ésta con los mapas, modelos o diagramas, e incluir la columna estratigráfica que incluya el tiempo geológico, formación, litología, ambiente de depósito, eventos geológicos de interés, plays aprobados y sistema petrolero.

Descripción de la Cuenca	
Provincia/cuenca	
Ubicación	
Marco Tectónico Regional	Periodo
Régimen tectónico de la cuenca (durante el tiempo geológico)	
Estructuras	
Fallas	
Marco Sedimentario y Estratigráfico	
Ambiente de depósito	
Características litológicas	
Tipos de sedimentos o de rocas predominantes	
Sistema Petrolero	Litología/Periodo
Roca generadora	
Roca almacén	
Roca sello	
Generación de hidrocarburos y migración	
Trampas	

**Fuente: Elaboración propia basada en Lineamientos México*

2.3. Aspectos Geológicos y Geofísicos

Para la propuesta de este punto se tomó en cuenta la guía de Noruega donde habla de geología de producción y el operador debe presentar su geología estructural, estratigráfica y sedimentología, petrofísica, volumen estimado.

Para Reino Unido se solicita que se presente la estratigrafía de los yacimientos variación de facies, correlación geológica del yacimiento y cualquier factor geológico relevante que pueda afectar los parámetros del yacimiento, ya sean verticales u horizontales, todo esto en forma de resumen.

En caso de México se divide en secciones para modelo estructural, modelo sedimentario y estratigráfico.

Se propone que se presente el modelo estructural, modelo sedimentario y estratigráfico, análisis de discontinuidades naturales y distribución espacial de propiedades. En cada uno explicar a detalle la metodología empleada para obtener la información, los tipos de estudios que se llevaron a cabo y la interpretación generada. Adjuntar si es necesario mapas, diagramas, modelos que sirvan de apoyo para sustentar la información.

2.4. Actividades de Exploración

Se propone incluir este apartado al considerarse importante para el plan de desarrollo de extracción se especifiquen aquellos elementos que se realizaron en la exploración y se encuentran en el área tales como pozos, núcleos y recortes, fluidos, historia de producción, registro de pozos y evaluaciones petrofísicas.

A continuación, se desglosan estos elementos y lo propuesto a presentar por el operador.

2.4.1. Pozos

Se propone presentar una tabla en la que se especifique el tipo de pozos, número de pozos y en caso de haber obtenido algún fluido señalar cuál fue. De igual manera de detallar la información respecto a geometría, intervalo de disparo, estado mecánico y otras características realizadas en el plan de exploración.

Tipo de Pozos		Número de Pozos	Tipo de Fluido
Exploratorios			
Taponados	Temporales		
	Definitivo		

**Fuente: Elaboración propia basada en Lineamientos México*

2.4.2. Núcleos y Recortes

Se propone presentar en forma de tabla el número de pozos con muestreo de núcleos. Después explicar de manera detallada en forma de resumen los estudios realizados en los núcleos e incluir resultados tanto de roca como de fluido.

	Nombre del pozo	Cantidad
Pozos Muestreados		
Formaciones Muestreadas*		
Intervalos Muestreados		

**Incluir el nombre de la formación muestreada*

**Fuente: Elaboración propia basada en Lineamientos México*

2.4.3. Historia de Producción

Describir brevemente la información disponible de producción en el área (si es el caso) y el comportamiento de la presión de cada campo que se encuentra en el área.

A continuación, se propone una tabla para reportar la historia de producción:

Fecha	Enero	Febrero	Marzo	...	Diciembre
Producción aceite [mmbd]					
Producción gas [mmpcd]					

**Fuente: Elaboración propia*

2.4.4. Registros de Pozos y Evaluaciones Petrofísicas

En este punto, se propone que el operador presente una tabla donde se señalen los registros que llevó a cabo, la interpretación obtenida y las estimaciones de cada registro.

Pozo	Registro	Intervalo [m]	Interpretación con Datos	Estimación/Resultado

**Fuente: Elaboración propia*

Se considera necesario que se describa de manera detallada la información presentada en la tabla.

2.5. Geología y Geofísica

Para este punto se tomó cuenta Reino Unido complementando lo requerido por México.

Se propone que el operador describa los marcadores geológicos interpretados a partir de registros de pozos, que explique detalladamente la información sísmica 2D y 3D del área incluyendo todo lo relacionado a esta información. Si se considera necesario, utilizar mapas que muestren la ubicación de donde se obtuvo dicha información, además de indicar el número y ubicación de pozos que cuenten con la información de perfiles sísmicos.

2.6. Aspectos Petrofísicos

Considerando que en la guía presentada por Reino Unido se requiere que el operador presente información respecto a petrofísica, se propone este apartado donde se hable sobre la información adquirida en el área durante la etapa de exploración referente a aspectos petrofísicos.

Para la propuesta, tal y como se solicita en los lineamientos de México, en la parte de presentación de un plan de exploración, se sugiere que presenten los resultados de análisis de laboratorio, caracterización litológica y mineralógica, caracterización de sistemas porosos y permeabilidad, modelado geomecánico de rocas y evaluación de las formaciones lutitas.

2.6.1. Aspectos Geoquímicos

Al igual que se menciona en el párrafo anterior, sólo se tomará en cuenta lo planteado en los lineamientos de México.

A diferencia de los lineamientos de México, para la propuesta se sugiere se presenten todos los resultados en un solo punto, a continuación, se enuncian los resultados de los estudios que se considera importante el operador debe entregar: los resultados de los estudios que se utilizaron para determinar los tipos de kerógeno y la riqueza orgánica de las formaciones de lutitas, así como el cálculo de los volúmenes de gas en estado libre y en estado adsorbido.

2.6.2. Aspectos Geomecánicos

2.6.2.1. Propiedades Mecánicas y Eléctricas (Young y Poisson)

Los lineamientos de México son los únicos que consideran estas propiedades por el hecho de estar enfocados en shale gas, la propuesta tomará en cuenta lo solicitado en los lineamientos.

El operador deberá describir los estudios realizados en las muestras físicas para estimar sus propiedades mecánicas y eléctricas. Incluir un resumen con las propiedades promedio o representativas de cada una de las formaciones de lutitas.

2.7. Aspectos de Ingeniería de Yacimientos

2.7.1. Propiedades de los Fluidos

Reino Unido es un país que considera que los operadores deben entregar los resultados obtenidos en los estudios PVT; en el caso de México, solicita se entreguen estudios PVT o cualquier otro que se haya realizados en muestras de fluido obtenidas en el o los yacimientos que se encuentran en el área.

Para el caso de la propuesta, se sugiere presentar la información en una tabla como la que se muestra a continuación, y es necesario que dicha información esté respaldada por una explicación de los resultados y un sustento con el uso de gráficos representativos. Para el caso del agua, incluir los análisis referentes a dicho fluido.

Características	Yacimiento 1	Yacimiento 2
Nombre del Pozo		
Formación (es)		
Intervalo disparado [m]		
Profundidad del muestreo [m]		
Presión de muestreo [kg/cm ²]		
Temperatura de muestreo [°F]		
Tipo de fluido		
Densidad API		
Viscosidad [cp]		
Presión inicial [kg/cm ²]		
Presión de saturación [kg/cm ²]		
Relaciones de saturación		
Factores volumétricos de gas y aceite		
H ₂ S [% mol]		
CO ₂ [%mol]		
Factor de conversión del gas		

*Fuente: Lineamientos de México modificada.

2.7.2. Propiedades del Sistema Roca-Fluido

Este apartado solo se toma en cuenta los lineamientos de México, ya que otro país no lo consideran o lo mencionan de forma general.

El operador presentará en forma de tabla los resultados para caracterizar el sistema roca-fluido señalando el método utilizado, que previamente se mencionó. Además, apoyarse de gráficas representativas.

2.8. Modelos estáticos y dinámicos

En caso de que en el área se hayan llevado a cabo caracterización estática y/o dinámica, se sugiere que el operador describa detalladamente todo lo referente al comportamiento estático y/o dinámico y a la caracterización por sectores. Además de incluir los resultados de las pruebas que se hayan realizada en la parte de exploración que se consideren más representativas y además presenten la justificación de por qué realizaron esas pruebas.

2.8.1. Análisis y ajustes de perfiles de presión- producción

En la guía para Reino Unido se tiene un lineamiento donde se hace mención al comportamiento del pozo y se pide describirlo brevemente, así como el potencial de incrustaciones, ceras, corrosión, producción de arenas o cualquier otro problema.

Se propone integrar los lineamientos de Reino Unido y México por lo que se le solicita al operador describa el análisis del comportamiento de pozos (condiciones de flujo,

productividad bajo distintos estados mecánicos, aparejos de producción y sistemas artificiales de producción).

A su vez, describir detalladamente la metodología empleada para ajustar los perfiles de producción y para estimar la recuperación final en los pozos disponibles.

Se considera importante que el operador describa todos los problemas que puedan incurrir en el comportamiento de los pozos, como corrosión, producción de arenas entre otros, debe de ser notificado y proponer un suministro adecuado o solución.

2.9. Infraestructura Existente

Para la propuesta es tomada la regla de Texas donde se habla de cómo se deben identificar las instalaciones superficiales que se encuentran en las propiedades, también se toma en cuenta el lineamiento de México.

La propuesta dicta que es necesario que el operador, describa si existe ductos o infraestructura directa que ayude a la explotación del campo que se encuentre en el área, mencionando si es útil o no, si puede ser reparada o removida.

Se debe de incluir infraestructura indirecta al proyecto (camino, puentes, accesos, etc.) que se encuentre en los alrededores del área y/o en la cercanía del proyecto y que además que contribuyan al desarrollo de éste.

2.10. Evaluación

Para este punto se considera necesario que el operador presente las actividades y operaciones que se llevaron a cabo después del descubrimiento para determinar los límites, caracterización y capacidad de producción.

3. Descripción del Plan de Desarrollo

Justificación: este es el punto más importante de la propuesta, ya que se engloban el desarrollo, producción y abandono del área hablando del ciclo de vida de un proyecto petrolero.

La propuesta dicta que el operador debe entregar todo lo solicitado a continuación para que su plan de desarrollo esté completo y no tenga contenido inadecuado o incompleto que pueda retrasar su fecha de entrega.

3.1. Logística

Se consideró incluir este apartado ya que Texas, Colombia y Reino Unido hacen mención a una sección especial en el que se habla de los medios y métodos necesarios para tener una organización en el proyecto.

Para el caso de México, no se hace mención a un apartado de logística al sólo hablar de las metas y actividades para el desarrollo.

Para la propuesta se toman en consideración los cuatro países y el estado de Texas. El operador debe presentar de manera documental todas las actividades que tiene consideradas realizar en el desarrollo, producción y abandono del área, teniendo como criterio la siguiente organización.

3.1.1. Metas físicas

Este apartado es tomado de los lineamientos de México, pero se consideró importante fuera incluido en la parte de logística.

Se dicta que el operador describa y justifique la infraestructura necesaria para realizar el desarrollo del campo, éstas no intervienen directamente con las actividades de extracción, es decir, camino, rutas, edificaciones, etc. Presentar dichas metas en forma de tabla y de manera anualizada identificando el inicio y el fin.

Metas Físicas	Año 1	Año 2	...	Año n	Total

**Fuente: Lineamientos de México*

3.1.2. Actividades para el Desarrollo

Este apartado se toma de los lineamientos de México sólo que se engloba en la parte de logística y se separa de las metas físicas.

El operador debe describir y justificar las actividades de perforación, terminación, estimulaciones e infraestructura necesaria para realizar el desarrollo del campo, dichas actividades intervienen directamente con las actividades de extracción. Es decir, camiones, grúas para montar torres de perforación, tanques de almacenamientos, entre otras. Presentar dichas metas en forma de tabla y de manera anualizada.

Actividades de Desarrollo	Año 1	Año 2	...	Año n	Total

**Fuente: Lineamientos de México*

3.1.2.1. Fuentes de Abastecimiento

Este apartado se propone debido a que el operador debe señalar de dónde obtendrá las fuentes de abastecimiento para el desarrollo del campo y que además cumplan con todas las regulaciones ambientales y de seguridad.

Para el desarrollo de proyectos de shale gas es necesario contar con las fuentes de abastecimiento de los recursos que más se va utilizar, en este caso apuntalantes y agua que son los recursos más utilizados y de los más inaccesibles para trasportar por la gran cantidad que se requiere, por lo cual es necesario tener un programa de abastecimiento para contar con estos recursos.

3.1.2.1.1. Apuntalantes

El operador describirá la logística y el reto tecnológico que considere necesario para obtener la cantidad de apuntalantes necesarios para llevar a cabo las estimulaciones en el campo.

Característica	Formación 1	Formación n
Tipo de Apuntalante		
Proveedor		
Tipo de Transporte		
Tiempo de Entrega		
Lugar de Almacenamiento		
Cantidad Considerada para el Desarrollo		

**Fuente: Lineamientos de México*

3.1.2.1.2. Agua

Describir la logística considerada para la obtención de agua, así como describir cada una de las diferentes actividades que se realizaran y la cantidad de agua necesaria para éstas. A su vez, mencionar de dónde obtendrán el recurso (pipas, pozos, presas, etc.) y la infraestructura necesaria para el almacenamiento, transporte y tratamiento en caso de ser reutilizada. Para el agua residual, tanto de uso humano como la utilizada en el uso para el pozo, mencionar qué actividades se tienen consideradas realizar con ésta.

3.1.3. Cronograma

La propuesta el operador presentará todas las actividades integradas sobre la logística para el desarrollo del campo.

En forma de diagrama, presentar cronológicamente la actividad, año de inicio y fin, responsables (servicios u operadoras) e impacto en el desarrollo.

3.2. Actividades de Perforación y Terminación

Para este apartado se toma en cuenta todos los países, ya que cuentan con el programa de perforación y terminación. Para la propuesta se considera que perforación y terminación debe de estar en puntos separados para una mejor organización.

El operador debe describir detalladamente las prácticas y tecnologías de perforación y terminación empleadas en pozos de desarrollo que se tienen contemplados para el desarrollo del proyecto.

3.2.1. Programa de Perforación

Todos los países analizados consideran la presentación del programa de perforación, en algunos casos se solicita la información de manera más detallada que en otros.

Se propone que para este punto el operador describa detalladamente el programa de perforación que incluye el número de pozos, la profundidad de interés, tipo de pozo, ubicación, geometría del pozo, geopresiones, diseño de tuberías, programa de fluidos, barrenas, árbol de producción, distancia de pozos, cementación, estado mecánico de cada pozo, mapa de geología estructural en caso que se tenga.

El operador también debe señalar en el programa si se tiene considerada la inclinación y/o desviación de los pozos, así como las diferentes técnicas que tenga contemplado realizar al momento de la perforación (perforación horizontal, multilateral, etc.).

La información que se solicita debe ser entregada en un breve resumen, así como los resultados se pueden presentar en la tabla que se presenta a continuación.

Nombre de Pozo	A	B	...	Total, de pozos
Tipo de pozo				
Objetivo				
Ubicación				
Profundidad de interés [m]				
Diseño de tuberías				
Equipo de perforación				
Barrenas				
Árbol de producción				
Geometría de pozo				
Geopresiones				
Lodos de perforación				
Distancia de pozos				
Cementación				

*Fuente: Programa de perforación, modificado

3.2.2. Programa de Terminación

Para este punto se toman en cuenta de las reglas de Texas que da un apartado especial a la terminación de pozos.

Para la propuesta el operador debe describir detalladamente las actividades relacionadas con la etapa de terminación, que tipo de terminación se realizará en cada pozo, tipo de disparos, profundidad del disparo, si se considera mantenimiento y reparaciones en los pozos y todas las actividades que se tiene consideradas después de haber cementado la última tubería. Como parte del programa, se debe considerar la parte de control de pozos.

Antes de la descripción, el operador debe entregar una tablita llenada con los datos o resultados pedidos.

Pozo	Tipo de terminación	Tipo de pistola	Tipo de disparo	Profundidad de disparo
A				
B				

*Fuente: elaboración propia.

También para este punto se toma en cuenta si el operador tiene considerado agregar un Sistema Artificial de Producción.

Se describirá detalladamente si se tiene contemplado hacer uso de algún sistema artificial de producción para la optimización de la producción. En caso de hacer uso de algún sistema, describir sus características e incluir las actividades relacionadas a la aplicación de éste.

Y en forma de resumen entregar los resultados como esta tabla, antes de la descripción

Pozo	Sistema Artificial	Características	Porcentaje de aumento a la producción
A			
B			

**Fuente: Elaboración propia.*

3.2.2.1. Número de Etapas

Dado que los países analizados no hablan sobre un punto que haga mención al número de etapas a fracturar en el yacimiento, se propone que en este punto el operador describa detalladamente la metodología empleada para determinar el número de etapas a fracturar en el yacimiento, mencionando el intervalo de interés, la formación y cualquier aspecto relacionado con las actividades para la determinación de las etapas.

3.2.2.2. Fracturamiento Hidráulico

Para este punto no se tomó en cuenta ninguna guía porque no se hace referencia al fracturamiento hidráulico, pero se sabe que es principal método de extracción de gas en estas las formaciones de lutitas.

3.2.2.2.1. Pruebas de Estimulación y Fracturamiento

En este punto, el operador deberá describir todas aquellas pruebas a realizar, ya sean antes, durante y después del fracturamiento, esto con el fin de que presente cuáles son las propiedades más importantes en el diseño de la estimulación, dando pie al diseño del fracturamiento. Además, incluir los resultados e interpretaciones de las pruebas de compatibilidad del sistema roca-fluido y reactivos.

3.2.2.2.2. Diseño del Fracturamiento Hidráulico

Presentar el diseño propuesto para aplicar fracturamiento hidráulico en el campo, indicando cuántos intervalos se tienen contemplados disparar y la metodología para definir la posición de los disparos. En este apartado, se incluye la parte de apuntalantes, es decir, qué apuntalante se tiene considerado y la justificación de su uso.

3.2.2.2.3. Desarrollo del yacimiento y tecnología para el fracturamiento hidráulico

Describir las tecnologías que se tienen consideradas a implementar. Mencionar además la infraestructura y actividades necesarias para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico.

En caso, de que desde el principio del proyecto se tengan consideradas modificaciones, presentarlas de manera anualizada y justificar su uso.

3.2.2.2.4. Manejo y Disposición de Fluidos

Para este punto se toma en cuenta Texas, que habla sobre la administración de los fluidos después de haberlos ocupado, sin embargo, la regulación es muy aplicada al propietario del terreno y en México no aplicaría.

Es por esto que la propuesta dicta que el operador debe describir detalladamente el manejo que se le dará al agua, lodos de perforación, aditivos y cualquier otro fluido involucrado en el desarrollo del campo, y que este manejo cumpla con todos los requerimientos de seguridad y protección ambiental.

La información aquí presentada, debe ser congruente con el punto de logística.

3.2.3. Toma de Información y Estudios

Noruega les solicita a los operadores presente aquellos estudios tiene contemplado desarrollar. En el caso de México, se tiene considerado este apartado, motivo por el cual, en la propuesta el operador describirá detalladamente la información obtenida mediante estudios realizados en las etapas de perforación, terminación, extracción y de producción del campo (registros de pozos de cable, toma de núcleos, monitoreo microsísmico, pruebas de presión-producción, entre otros).

Se propone la siguiente tabla para que entregue una tabla donde señale en qué etapa realizó los estudios.

Actividad	Tipo de estudio	Objetivo y descripción del estudio	Resultados
Perforación <ul style="list-style-type: none"> • Pozo A • Pozo B 			
Terminación			
Producción			

**Fuente: Elaboración propia*

3.3. Recuperación

Durante la investigación, no se encontró algún proyecto extracción de shale gas el cual involucrara alguna técnica de recuperación mejorada de ningún tipo.

No se descarta que más adelante lleguen a desarrollarse tecnologías para la recuperación mejorada de un campo de shale gas, por lo tanto, se propone que, en caso de ya existir dicha tecnología o método, el operador documente todo lo necesario para aplicar esta tecnología, es decir estudios, infraestructura, información, etc. De tal manera que presente a la reguladora lo necesario para la aplicación de su tecnología y sus beneficios.

3.3.1. Incremental

El operador debe presentar y describir detalladamente si se tiene considerada alguna tecnología para la recuperación incremental (Refrac) que contribuya con la extracción del recurso. De manera resumida presentar dicha información a manera de tabla.

Tecnología	Porcentaje Considerado de Aumento en Producción [%]

**Fuente: Elaboración propia.*

3.4. Infraestructura para el Gas

Todos los países consideran un punto para lo referente a instalaciones, Colombia considera un punto en el que es importante se mencionen los factores críticos para la ejecución del plan de desarrollo. Noruega maneja un apartado para las instalaciones y servicios. Reino Unido solicita se presenten las instalaciones de proceso y México también tiene un punto que solicita la infraestructura para el gas. Se consideró importante incluir en la propuesta este punto debido a que la infraestructura necesaria para la producción, transporte, almacenamiento y comercialización del gas debe tenerse presente en la presentación y ejecución del plan de desarrollo.

Se propone que el operador presente de manera resumida los sistemas considerados para la producción, limitaciones y restricciones de operación, para el almacenamiento, mencionar posibles ubicaciones para dicha infraestructura. Al igual que Colombia, se puede proponer puntos de entrega de acuerdo a los ductos que se tienen en el país.

Esta información se debe presentar de manera anualizada, y consistente con el punto de logística.

3.4.1. Medición de Hidrocarburos

De los países analizados México y Reino Unido consideran parte del plan de desarrollo la medición de los hidrocarburos. Reino Unido solo solicita es describa el método de medición de hidrocarburos producidos y utilizados. Se decidió incluir este apartado debido a la importancia que tiene el tener un registro de la cantidad de hidrocarburos que se está produciendo por campo. Por lo tanto, este apartado está basado totalmente en el punto descrito en los lineamientos de México donde se solicita que el operador habrá de describir detalladamente los procedimientos de medición de hidrocarburos asociados al Plan de desarrollo.

Para las instalaciones relacionadas con la medición de hidrocarburos agregar los isométricos de las instalaciones de producción, recolección y almacenamiento y en general de la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde el pozo hasta el punto de medición, e incluir diagramas de los instrumentos de medición con la conexión a las instalaciones y a los sistemas de medición.

Presentar un programa sobre la construcción, actualización y modificación de los sistemas de medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de hidrocarburos.

Incluir bitácora donde se describan las principales actividades en la medición de hidrocarburos.

El operador describirá de acuerdo al fluido, tipo de medidor y punto de medición, las características metrológicas (alcance de medición y exactitud), si tiene calibración y la fecha de la última; así como la incertidumbre (presupuesto de incertidumbre, porcentaje de incertidumbre, fuentes que afectan la incertidumbre (FAI), Valores de FAI)

3.4.2. Programa de Aprovechamiento de Gas

Al igual que el punto anterior considerado de Reino Unido, lo que solicita respecto al hidrocarburo producido es mínimo y al igual que el punto anterior, este apartado está basado totalmente en el punto descrito en los lineamientos de México.

El operador deberá presentar un programa de aprovechamiento de gas de acuerdo a las disposiciones técnicas para los trabajos de extracción de hidrocarburos, conservando y asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución del mismo en condiciones técnicas y

económicamente viables. De igual manera, mencionar si el gas producido se utilizará como fuente de abastecimiento y de ser así, en qué se utilizará dicho gas.

3.4.3. Manejo y Comercialización del Gas

México es el único país que hace mención al manejo y comercialización del gas.

La propuesta dicta que el operador presente la capacidad de procesamiento y distribución de la infraestructura para el manejo de gas en superficie que se tiene en el área.

Incluir los isométricos de las instalaciones del procesamiento del gas como separadores, compresores, etc. y la infraestructura necesaria para desplazar los hidrocarburos desde los centros de procesos hasta los puntos de distribución del gas identificados.

Para la comercialización del gas, incluir las estrategias consideradas en el plan de desarrollo y describir detalladamente las ventajas y desventajas y los factores que impacten en la viabilidad de dichas estrategias.

3.5. Plan de Mantenimiento y Abandono

Este apartado también es tomado en cuenta por Colombia, Noruega, Texas y México que cuentan con lineamientos o reglas para el retiro de instalaciones superficiales o para plan de abandono.

Se propone que el operador presentar una propuesta para el plan de abandono considerado a realizar para el proyecto teniendo considerando el límite económico. A su vez, mencionar los motivos de abandono y justificación, describiendo las actividades de desmantelamiento.

Para el caso de los planes de mantenimiento se describirán las actividades de mantenimiento y/o reparación para ductos e instalaciones utilizados en el proyecto. Esto para su óptimo uso e incluir los estándares de seguridad requeridos por la autoridad correspondiente.

Si desde el principio del proyecto se tiene contemplada alguna instalación susceptible de reparación describir el periodo de reparación e impacto en el proyecto.

3.6. Inversión y gastos de operación

Para el caso de este apartado, sólo México considera que el operador presente la inversión y los gastos de operación.

Como se solicita en los lineamientos, se propone que se presenten de forma detallada las inversiones y gastos de operación correspondientes a todas las actividades, sub-actividades y tareas realizadas en el Plan de Desarrollo.

Realizar una tabla para cada una de las actividades principales (logística, perforación, terminación, estimulaciones y fracturamiento) anualizada, donde se indique el monto de la inversión y de gastos de operación. Incluir la paridad entre dólares americanos y pesos.

Inversión en actividad principal (Logística, perforación, terminación, etc.)					
Sub-actividades	Año 1	Año 2	...	Año n	Total

**Fuente: Lineamientos de México, modificado*

Gastos de operación en actividad principal (Logística, perforación, terminación, etc.)					
Sub-actividades	Año 1	Año 2	...	Año n	Total

**Fuente: Lineamientos de México, modificado*

3.7. Reservas de Hidrocarburos

En el caso de Colombia sólo se pide se presente en el plan de desarrollo el cálculo de las reservas y de la producción acumulada de hidrocarburos, diferenciada por tipo de hidrocarburos. Reino Unido solicita se presente un rango de reservas de cada yacimiento con explicación de la incertidumbre y probabilidad por tipo de hidrocarburo. En los lineamientos de México, se solicitan las reservas de hidrocarburos, volumen original, pronósticos de producción y factores de recuperación.

Para la propuesta, como ya se consideró desde el Resumen Ejecutivo, el operador debe ser consistente en lo previamente presentado. Este punto es para que, por cada apartado, el operador presente sus resultados esperados y la metodología empleada.

3.7.1. Volumen original de Hidrocarburos

Se propone, al igual que los lineamientos de México, el operador presente los resultados de la estimación del volumen original de hidrocarburos para el área divididos por campo y por yacimiento, todos para aceite y gas, tal y como se muestra en la tabla siguiente.

Campo/ Yacimiento	Volumen Original		Volumen Acumulado		Volumen Remanente		Certificadas Categoría de Reservas	Actual Categoría de Reservas
	Aceite [mmb]	Gas Natural [mmmpc]	Aceite [mmb]	Gas Natural [mmmpc]	Aceite [mmb]	Gas Natural [mmmpc]	1P, 2P y 3P	1P, 2P y 3P

*Fuente: Lineamientos de México, modificado

3.7.2. Recursos Técnicamente Recuperables

Además de presentar la metodología empleada para los recursos técnicamente recuperables, el operador tiene la opción de utilizar mapas para mostrar el área donde se encuentren formaciones de lutitas dentro del área.

Se propone presentar en forma de tabla las estimaciones para recursos técnicamente recuperables del área dividido por campo y por yacimiento tanto para aceite como para gas.

Yacimiento/Campo	Tipo de Hidrocarburo	Formación	Propiedades Importantes	Recursos Técnicamente Recuperables

*Fuente: Elaboración propia con base en Lineamientos de México

3.7.3. Reservas de Hidrocarburos

Se propone el operador describa detalladamente la metodología empleada para la estimación de reservas a nivel de pozo (o grupo de pozos) en función de tipo de perforación, terminación, estimulación, entre otros.

Presentar la cuantificación de las reservas al límite contractual, y al límite económico de las categorías 1P, 2P y 3P en aceite, gas, condensado y petróleo crudo equivalente (PCE), a nivel del área contractual, campo, yacimiento, pozos o grupos de pozos. Presentar los resultados en una tabla como la que a continuación se muestra.

Contrato o Asignación	Campo	Yacimiento	Pozo o Grupo de Pozos	Último año de Certificación	Categoría	Reservas Remanentes al Límite Económico			
						Aceite [mmb]	Gas [mmmpc]	Condensado [mmb]	PCE [mmb]
					1P 2P 3P				

*Fuente: Lineamientos de México, modificado

3.7.4. Pronóstico de Producción

El operador debe explicar el pronóstico de producción asociado a las categorías de reservas (1P, 2P, 3P) para los productos aceite, gas y condensados.

Los pronósticos deben ser anualizados por Área Contractual o asignada, Campo y Yacimiento. Presentarlos hasta el límite económico considerado. Incluir de manera gráfica los pronósticos de aceite, gas y condensado, especificando el horizonte.

3.7.5. Factores de Recuperación

Al igual que en los lineamientos, el operador puede presentar los factores de recuperación asociados a las categorías de reservas para aceite y gas, de forma consistente con el volumen original. Presentar los resultados de acuerdo a la tabla que a continuación se muestra.

Contrato/ Campo	Categoría de Reservas	Volumen Original		Producción Acumulada		Factores de Recuperación	
	1P, 2P, 3P	Aceite [mmb]	Gas Natural [mmmpc]	Aceite [mmb]	Gas Natural [mmmpc]	Aceite [%]	Gas [%]

*Fuente: Lineamientos de México, modificado

3.8. Administración de Riesgos

Los países analizados no contemplan en la presentación del plan de desarrollo un punto referente a riesgos. Al estar incluidos únicamente en los lineamientos de México, la propuesta los considera tal cual se incluyen en estos.

En este apartado, el operador describirá los riesgos identificados, su evaluación, la manera en que realizó la jerarquización y cómo habrá de mitigarlos.

3.8.1. Identificación y evaluación de Riesgos

Se propone el operador presente un análisis sobre los riesgos asociados a diferentes actividades presentes en el plan de desarrollo, dichos riesgos son: riesgos técnicos, estratégicos, relacionados con la aplicación de tecnologías, riesgos operativos, riesgos económicos, financieros, ambientales y sociales.

Una vez identificados los riesgos, el operador debe presentar los resultados de la evaluación para cada uno de los riesgos identificados, incluyendo los mecanismos de detección, la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial.

3.8.2. Jerarquización de Riesgos

Ya evaluados los riesgos, el operador puede jerarquizar los riesgos, se solicita que este explique la metodología empleada para jerarquizar. Si se considera necesario, se puede incluir un análisis de ocurrencia del riesgo y relacionarlo con la severidad o consecuencia.

3.8.3. Mitigación de Riesgos

El operador explicará las características de los mecanismos de mitigación y la forma de su implementación, así como su probabilidad de éxito y los factores clave para lograrlo. A su vez, puede presentar una tabla como la que a continuación se muestra.

Riesgo y Descripción	Tipo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Potencial	Medidas de Mitigación	Probabilidad de Éxito de las Medidas de Mitigación

**Fuente: Lineamientos de México, modificado*

3.9. Indicadores clave de desempeño en los planes de desarrollo para la extracción de hidrocarburos asociados a lutitas

Este punto es mencionado en los lineamientos de México, se considera importante incluirlos en la propuesta al ser el apoyo que se tendrá para medir los avances en el proyecto, además de que todos los indicadores tienen una frecuencia de medición definida.

El operador debe describir los indicadores presentados en el Artículo 12, fracción I, II y III de los Lineamientos.

4. Evaluación Económica del Plan

Justificación: Como todo proyecto, es importante tener en cuenta los aspectos económicos, ya que es lo que define la rentabilidad del proyecto. Además de que permite estimar todas las inversiones y gastos necesarios para la realización del proyecto, y permite generar diferentes escenarios para un mismo proyecto.

Colombia considera importante la parte económica al solicitar se presente en la sección de factores críticos para la ejecución de un plan. Noruega tiene un punto en el cual se solicita todo lo referente a la evaluación económica, es decir, deben presentarse las suposiciones generales económicas y el método de evaluación (suposiciones del precio de aceite y gas, tarifas y gastos, valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR)). A su vez, deben presentarse en un punto aparte la incertidumbre en las evaluaciones económicas, es decir, la alta/baja recuperación de aceite y gas, costos más bajos o más altos (CAPEX y OPEX).

En los lineamientos de México si se tiene considerada la evaluación económica. Motivo por el cual, en la propuesta se solicita el operador presente lo referente a la evaluación económica de manera similar a lo solicitado en los lineamientos. De igual manera, es importante que se tengan presentes los “Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones... “emitidos por la SHCP.

4.1. Estructura de Precios

En este punto, el operador puede presentar la información sobre los precios tal como se muestra en la siguiente tabla. Es importante que el operador presente una tabla para el escenario bajo, uno medio y un alto, de igual manera, que sea por tipo de hidrocarburo. Complementando el operador puede utilizar una tabla donde se muestre el pronóstico para el tipo de cambio.

Escenario:				
Precio (USD/b)	Año 1	Año 2	...	Año n
Crudo Marcador/ Precio de Referencia (USD/b)				
Ajuste por Calidad				
Ajuste por Transporte				
Precio de venta de crudo/gas/condensados ajustado				

**Fuente: Lineamientos de México*

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Tipo de Cambio (pesos/USD)				
Pronóstico de Inflación (%)				

**Fuente: Lineamientos de México*

4.2. Estimación de Costos e Infraestructura Principal

En este apartado, presentar de manera desglosada la estimación de costos de los pozos, ductos en instalaciones previstas para el desarrollo del campo, y si es el caso, incluir las mejoras al área, es decir, aspectos como perforación, terminación, fracturamiento y abandono.

Es en este punto donde se deben considerar los lineamientos de la SHCP previamente mencionados, ya que es en ese documento donde se definen cuáles son las actividades que se deben reportar.

En una tabla como la siguiente, presentar el costo estimado unitario.

Actividades	Costo Estimado (mmUSD)	Comparación en el Mercado Internacional (mmUSD)	Observaciones Sobre la Comparación Internacional
Pozos Exploratorios			
Pozos Delimitadores			
Pozos de Desarrollo			
Plataformas/Equipos de Perforación			
Instalaciones Principales			
Ductos			

**Fuente: Lineamientos de México, modificada*

Si el operador tiene contemplada en su plan de desarrollo alguna otra infraestructura, debe incluirla en el formato de la tabla anterior.

A su vez, presentar un análisis de los costos operativos por cada pozo tipo e infraestructura considerado y presentar en una tabla con el desglose de los costos operativos.

Monto por Actividad (mmUSD)	Año 1	Año 2	...	Año n
Mano de Obra				
Materiales				
Servicios Corporativos				
Servicios Generales				
Administración del Corporativo				
Compras				
Compras de Gas				
Reserva Laboral				
Jubilados				

4.3. Evaluación Económica del Plan de Desarrollo

Para este punto, se debe presentar un escenario alto, medio y bajo en forma de tabla anualizada de producción, costos, inversiones e ingresos, estimación de flujos de la depreciación, evaluación del régimen fiscal, utilidades y flujos esperados del proyecto. A su vez, se deben presentar y explicar los indicadores económicos y los resultados. Todos estos datos presentarlos en tablas como las que a continuación se presentan.

Escenario: Alto/Medio/Bajo				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Producción de Petróleo Crudo Equivalente [mbpce]				
Producción de Aceite [mb]				
Producción de gas asociado [mmpc]				
Producción de gas no asociado [mmpc]				
Producción de Condensado [mbpce]				

*Fuente: Lineamientos de México

Escenario: Alto/Medio/Bajo				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Costo Operativo				
Costos Fijos				
Costos Variables				
Costos de Transporte				
Inversiones				
Inversión en Exploración				
Perforación				
Inversión en Desarrollo				
Infraestructura				
Inversión en Recuperación Mejorada				
Inversión en Infraestructura de Almacenamiento y Transporte				

Ingresos Totales				
Ingresos por la Venta de Aceite				
Ingresos por la Venta de Gas Natural Asociado				
Ingresos por la Venta de Gas Natural No Asociado				
Ingresos por la Venta de Condensados				

*Fuente: Lineamientos de México

La información solicitada a continuación, es aquella considerada para la SHCP en los lineamientos, por lo tanto, el operador debe cumplir con esta información y debe ser incluida en la propuesta.

Para flujos de depreciación y de las deducciones utilizadas.

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Depreciación de la Inversión en Exploración y Recuperación Mejorada (1 año)				
Depreciación de la Inversión en Desarrollo (4 años)				
Depreciación de la Inversión en Infraestructura de Almacenamiento y Transporte (10 años)				
Costos Recuperables				
Costos Recuperados (Cost Oil)				
Costos no Recuperados Acarreados al Siguiete Periodo				

*Fuente: Lineamientos de México

Para la evaluación del régimen fiscal.

Escenario:				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Bono a la Firma				
Cuota Exploración				
Regalías				
Aceite				
Gas Natural no Asociado				
Gas Natural Asociado				
Condensados				
Contraprestación (utilidad compartida)				
Impuesta por Actividad de Exploración y Explotación				
Ingreso Gravable por el ISR				
Servidumbre Producción				
Servidumbre Instalaciones				

*Fuente: Lineamientos de México

Para utilidades y flujos esperados.

Escenario: Alto/Medio/Bajo				
Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Utilidad Operativa Contractual				
Utilidad Operativa Contractual a Favor del Contratista				
Flujo de Efectivo Antes de Impuestos				
Flujo de Efectivo Después de Impuestos				

*Fuente: Lineamientos de México

Al igual que Noruega, en México se solicitan los indicadores económicos, se pueden presentar los resultados de estos en el siguiente formato.

Indicadores Económicos	Unidades	Antes de Impuestos	Después de Impuestos	
			Contratista	Estado
VPN	MM\$			
VPI	MM\$			
VPN/VPI	\$/ \$			
RBC	\$/ \$			
TIR	%			

*Fuente: Lineamientos de México

5. Seguridad Industrial y Protección Ambiental

Justificación: Es importante para todo proyecto que se tenga en consideración la seguridad industrial ya que se debe de cuidar la integridad física y mental de los involucrados en el proyecto. De igual manera se deben tener en consideración el posible impacto ambiental que conlleve cualquier proyecto de esta industria.

De entre los factores críticos para la ejecución mencionados en la guía de Colombia, se solicita el operador incluya los aspectos ambientales. Noruega solicita que el plan de desarrollo presentado incluya un punto en el que se cumplan con los lineamientos impuestos por sus principales instituciones sobre seguridad y medio ambiente. El estado de Texas considera los criterios para el manejo de desechos peligrosos de aceite y gas, los cuales se refieren a todo el tratamiento que el operador debe tener con los desechos obtenidos durante las actividades de perforación y terminación.

En la propuesta, se considera importante que el operador esté alineado a lo establecido en la guía presentada por la SEMARNAT (previamente mencionada), la cual incluye dependiendo la etapa, las consideraciones que se deben tener y lo que se debe cumplir para exploración, perforación, terminación y extracción hasta el abandono. A su vez, en dicha

guía, la SEMARNAT menciona que el operador debe tomar en cuenta lo establecido por Conagua en lo referente al agua, es decir la disponibilidad que se tiene del recurso.

De igual manera, se deben considerar los “Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los sistemas de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del sector hidrocarburos que se indican” emitidos por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante ASEA), donde menciona que los operadores que quieran desarrollar un proyecto de hidrocarburos deben contar con la autorización de la ASEA para implementar en dicho proyecto el sistema de administración previo al inicio de cualquier actividad.

En dichos lineamientos, se solicita que el operador establezca un mecanismo para la identificación, análisis, evaluación, monitoreo y mitigación de riesgos considerando los siguientes puntos principales:

1. Identificación de peligros y análisis de riesgos en actividades rutinarias y no rutinarias.
2. Evaluación de riesgos.
3. Revisión del análisis de riesgos.
4. Equipo organizacional para el análisis de riesgos.
5. Aspectos ambientales.

Por lo tanto, se propone que el operador presente para cada etapa (exploración, perforación, etc.) las actividades donde puede existir un daño ambiental y la manera en qué el operador tiene considerado evitarlo o mitigarlo, esto por parte de SEMARNAT; en cuanto a lo solicitado por la ASEA, presentar y desarrollar el mecanismo previamente mencionado.

6. Contenido Nacional

Este apartado se tiene considerado únicamente para Colombia y México; en el caso de Colombia lo maneja como términos y condiciones conforme a los cuales se desarrollarán los programas en beneficios de las comunidades en las áreas de influencia del área en producción.

En México, la Secretaría de Economía (en adelante SE), es la encargada de verificar el cumplimiento del contenido nacional, el cual es un porcentaje que representa el valor en pesos mexicanos de los bienes, servicios, mano de obra, capacitación, transferencia de tecnología e infraestructura física local y regional. Este porcentaje lo deben cumplir tanto contratistas y como asignatarios y está previamente definido en el contrato o en el título de

Asignación. La CNH será la encargada de sancionar al operador que no cumpla con el contenido nacional.

Actualmente se maneja una fórmula emitida por SE, que es la encargada de verificar el cumplimiento de este porcentaje.

Tal y como se solicita en los lineamientos, se propone el operador presente una tabla donde se presenten los principales componentes que se consideran en la fórmula de la SE.

Variable	Año 1	Año 2	...	Año n
Gasto Total (pesos)				
Bienes				
Mano de Obra				
Servicios				
Servicios de Capacitación				
Inversión en Infraestructura Física Local y Regional				
Transferencia de Tecnología				
Contenido Nacional (Porcentaje)				
Bienes				
Manos de Obra				
Servicios				
Servicios de Capacitación				

**Fuente: Lineamientos de México, modificada*

7. Anexo

Justificación: Se consideró incluir este apartado en el cual se explican diferentes puntos ajenos a la presentación del plan de desarrollo pero que están directamente asociados a la entrega de los documentos de apoyo para el plan.

Se propone el operador considere los siguientes puntos:

- En caso de ser necesario, el operador tiene la libertad de incluir en el apartado que le corresponde cualquier estudio, registro o información que considere conveniente para complementar lo previamente solicitado.
- En caso de que se utilice esta guía para realizar un plan de desarrollo con modificaciones indicar en cada punto cuáles son y la justificación de la modificación.

Se propone para la entrega del documento, entregar en formato digital la siguiente información:

-
- a) Plan de Desarrollo para la Extracción en archivos de texto digitales y editables en su versión más reciente.
 - Figuras e imágenes dentro del documento en formato .png, .tiff o .jpg con la mayor resolución posible.
 - Tablas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la comisión en su versión más reciente.
 - Gráficas en hojas de cálculo siguiendo los formatos anexos de la comisión en su versión más reciente.
 - Cronogramas en formato como imagen png, .tiff o .jpg
 - b) Plan de desarrollo para la extracción integral en archivo .pdf.
 - c) Archivos de Origen: En este punto se deben incluir:
 - Archivos anexos de datos originales en hojas de cálculo en su versión más reciente.
 - Cronogramas en el formato más reciente.
 - Archivos de datos y proyectos en formato de programas de cómputo especializados.
 - d) La información geográfica se debe presentar en formato *shapefile (.shp)*.

Conclusiones y Recomendaciones

- Dadas las modificaciones presentadas en la Reforma Energética es posible la realización de proyectos petroleros cuya inversión económica y tecnológica sea alta, tal es el caso de los yacimientos no convencionales, permitiendo la entrada de privados a la industria y dar la oportunidad de obtener un mayor desarrollo a nivel nacional.
- Por las características con las que cuentan las formaciones de shale gas , se determina que para este tipo de yacimientos se debe contar con una muy buena caracterización esto para que el Plan de desarrollo entregado por el operador cuente con todos los elementos necesarios para poder desarrollar el yacimiento de manera óptima.
- México cuenta con un buen potencial de recursos técnicamente recuperables al ser 6º lugar (EIA, 2013) a nivel mundial, a su vez se muestra como un país que presenta una gran oportunidad de desarrollo, pero dada la falta de recursos económicos y tecnológicos no ha sido posible su desarrollo de manera exponencial.
- Una vez analizadas las guías de los países presentados, se observó que los elementos que estos solicitan no presentan muchas variaciones y se ven modificadas de acuerdo a lo que es importante para cada país. En algunos casos estas modificaciones coincidieron con las necesidades de México y no se vieron consideradas en los Lineamientos.
- La propuesta cuenta con los elementos esenciales para la presentación de un Plan de desarrollo en general, pero al contar con elementos solicitados en otros países y hacer especial énfasis en las características específicas del shale gas, se complementa de tal manera que la Guía generada le da la oportunidad al operador de presentar un Plan de desarrollo claro y conciso.
- La propuesta es una herramienta para la fácil realización del Plan de desarrollo de acuerdo a lo solicitado por México, pero a su vez, presenta una fácil revisión para la reguladora al contar con los puntos necesarios para aprobar un Plan.
- La propuesta considera la sinergia que debe existir entre las entidades reguladoras encargadas de la aprobación de los proyectos de shale gas, esto al incluirse dentro de una misma propuesta los elementos que el operador debe entregar como justificación de su plan de desarrollo propuesto.
- Esta propuesta se inclina más a la parte técnica, y como recomendación, estos proyectos deben contar con una normativa más flexible, de tal forma que los operadores petroleros se vean interesados en México, al contar con una relativa

facilidad para llevar a cabo sus actividades sin sentirse oprimidas por la parte normativa y estén más enfocados en cumplir con la parte técnica.

- Se puede utilizar esta propuesta para la realización de un Plan de desarrollo de Exploración asociado a formaciones de lutitas o también para un Plan de desarrollo de yacimientos convencionales. Esto porque en la propuesta están bien definidos los puntos que dependen del tipo de formación y para el caso de la Exploración en el punto de “Inventario de exploración del área” se cuenta con toda la información requerida o solicita en el caso de exploración.
- Es de utilidad la información solicitada en la propuesta para aquel que quiera presentar un Plan de exploración, ya que se puede utilizar como apoyo para la realización de éste. En la propuesta se requiere información que debe ser obtenida durante la etapa de exploración.

Fuentes

Capítulo I

- México. Dirección General de Energía y Actividades Extractivas (2015). *Guía de Criterios Ambientales Para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas*.
- México. Gobierno de la República (2013). *Reforma Energética*.
- México. Secretaría de Energía (2015). *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos*.

Capítulo II

- Advanced Resources International, Inc. (2013). *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 countries Outside de United States*. EUA.
- Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Clark, B., Waters, G., Jochen, V., Le Calvez, J., Lewis, R., Miller, C. K., Thaeler, J., Toelle, B.E. (2011). *Oilfield Review*. 23(3). 40-55.
- Asociación Colombiana del Petróleo. (2014). *Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia*. Colombia: Vicepresidente de Asuntos Públicos y Comunicaciones.
- Bosworth, S., Saad El-Sayed, H., Ismail, G., Ohmer, H., Stracke, M., West, C., Retnanto, A. (1998). *Oilfield Review*. 14-28.
- Boyer, C., Waters, G., Lewis, R., Kieschnick, Suárez-Rivera, R. (2006). *Oilfield Review*. 36-49.
- Chen, Huan, E. Carter, Kimberly. (2016). *Water usage for natural gas production through hydraulic fracturing in the United States from 2008 to 2014*. *Journal of Environmental Management*. 170. 152-159.
- Cook, J., Frederiksen, R.A., Judzis, A., Lee, D., Marsden, R., G. Stage, M., Phuat Tan, C. (Invierno 2007/2008). *Oilfield Review*. 38-59.
- El Sayed, N., Boutilier, K. (2013). *Understanding Shale Gas: An in-depth introduction to this unconventional resource*.
- Selley, Richard, Sonnenger, Stephen (2015). *Elements of Petroleum Geology*. pg.225
- Galicia, F., Herrera, D. (2013). *Terminación de pozos en shale gas y shale oil*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

- García Rodríguez M., (2012). *Biología y Geología: Geología Estructural, Esfuerzos y Deformaciones de las Rocas*. pg. 7.
- Gillard, M., d'Huteau, E., Miller, M., Peña, A., Johnson, J., Turner, M., Medvedev, O., Rhein, T., Willberg, D. (2011). *Oilfield Review*. 23(3). 4-17.
- Holditch, S. A. (2006). *Tight Gas Sands*. Journal of Petroleum Technology, 58(6).
- Instituto Mexicano del Petróleo. (2013). *Aspectos de Producción*. México.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, N., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A. (2011). *Oilfield Review*. 23(2). 36-47.
- Nicot, Jean-Philippe, R. Scanlon, Briget. (2012). *Water Use fir Shale-Gas Production in Texas, U.S.Environmental, Science and Technology*. 46. 3580-3586.
- Olsen, D.K., M. Weitner, D.C. Olson. (2013). *Smart Water Management as Part of Supply Chain Logistic for Source Rock Development*. SPE-167454.
- Pérez, R. (2015). *Optimización de los Sistemas de Perforación y Terminación de Pozos en yacimientos de Shale Gas*. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Capítulo III

- Advanced Resources International, Inc. (2013). *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 countries Outside de United States*. EUA.
- Argentina. Energía YPF (2013). *¿Qué es Shale?*
- Boyer, C., Clark, B., Jochen, V., Lewis, R., Miller, C.K. (2011). *Oilfield Review*. 23 (3). 28-39.
- Estados Unidos. Departamento de Energía (2011). *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*. EUA: Energy Information Administration.
- Estados Unidos. Energy Information Administration (2015). *Shale in the United States*. EUA: Energy Information Administration.
- Estados Unidos. Energy Information Administration (2014). *Shale oil and shale gas resources are globally abundant*. EUA: Energy Information Administration.
- Estados Unidos. Energy Information Administration (2015). *Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: Argentina*. EUA: Energy Information Administration.
- Estados Unidos. Energy Information Administration (2015). *Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: Brazil*. EUA: Energy Information Administration.

- Estados Unidos. Energy Information Administration (2015). *Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: Mexico*. EUA: Energy Information Administration.
- Estados Unidos. Energy Information Administration (2015). *Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: Poland*. EUA: Energy Information Administration.
- Estados Unidos. Energy Information Administration (2015). *Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: South Africa*. EUA: Energy Information Administration.
- <http://www.bnkpetroleum.es/es/>
- <http://www.eia.gov/todayinenergy/images/2014.11.25/chart2.png>
- <http://pacwestcp.com/education/shaleunconventional-resources/>
- <http://www.petroleumagencysa.com/index.php/regulations/recent-applications>
- México. Gobierno de la República (2013). *Reforma Energética*.
- México. Secretaría de Energía (2015). *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos*. pg. 4.
- Salamunic, L., Dattas, M. (2011). *La Revolución del Shale Gas*. Tesis de Licenciatura. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Unión Europea. Parlamento Europeo (2014). *Shale gas and EU energy security*.

Capítulo IV

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (2014). *Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos Parámetros y Normas Aplicables al Desarrollo de Yacimientos No Convencionales*.
- Energy Institute (2015). *A Guide To Shale Gas*. Reino Unido.
- <http://calidad.pucp.edu.pe/wiki-calidad/la-diferencia-entre-un-proceso-y-un-proyecto#sthash.iHycu3PH.dpuf>
- IFP (2014). *What are the Main Steps of an Oil or Gas Field Development Project?*
- México. Diario Oficial de la Federación (2015). *Lineamientos que Regulan el Procedimiento para la Presentación, Aprobación y Supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, Así Como sus Modificaciones*.
- Norwegian Petroleum Directorate (2005). *Field Development Planning: An Example from Norway*. Noruega.
- Project Management Institute (2013). *A Guide to the Project Management Body of Knowledge*. pp 10.
- Reino Unido (2014). *Guidance on the Content of Offshore Oil and Gas Field Development Plans*.

- Reino Unido (2014). *Guidance Notes for Onshore Oil and Gas Field Development Plans*.

Capítulo V

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (2014). *Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos Parámetros y Normas Aplicables al Desarrollo de Yacimientos No Convencionales*.
- México. Diario Oficial de la Federación (2014). *Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican*.
- México. Diario Oficial de la Federación (2015). *Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del Cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones*.
- México. Diario Oficial de la Federación (2014). *Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como para los permisos en la Industria de Hidrocarburos*.
- Norwegian Petroleum Directorate (2005). *Field Development Planning: An Example from Norway*. Noruega.
- Reino Unido (2014). *Guidance on the Content of Offshore Oil and Gas Field Development Plans*.
- Reino Unido (2014). *Guidance Notes for Onshore Oil and Gas Field Development Plans*.